

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

2 (79) 2021

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 30.06.2021 р.
Формат 60×84 1/8. Друк офсетний.
Папір «SvetoCory», 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 Isolation cementing of oil and gas wells of the Carpathian region
B. A. Tershak, M. B. Kovalchuk, Ye. M. Stavychnyi, A. I. Riznychuk, O. M. Fedyk, N. M. Savchuk

Техніка і технології

- 16 До проблеми видобутку ретроградного конденсату
I. M. Купер, В. М. Дорошенко В. Д. Михайлюк

Дослідження і методи аналізу

- 24 Вплив технологічних режимів експлуатації свердловин на ефективність регулювання процесу обводнення газоконденсатних покладів діоксидом вуглецю
С. В. Матківський, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова, О. В. Бурачок
- 32 Використання кривих відновлення пластового тиску для визначення будови віддаленої зони пласта
О. Р. Кондрат, Н. М. Гедзик, В. О. Приходько
- 43 Сили інерції очисного поршня при проходженні ним відкритої ділянки магістрального газопроводу
В. Я. Грудз, Т. Ф. Тутко, О. Я. Дубей
- 52 Геохімія перетворень керогену III типу в процесі занурення порід за результатами термодинамічного моделювання
Ю. В. Хоха, М. Б. Яковенко, О. В. Любчак

Наука — виробництву

Проблематика запобігання 64
виробничому травматизму працівників
нафтогазової галузі

*Г. М. Кривенко, Г. Д. Лялюк-Вітер,
В. Я. Шиманський*

Раціональні режими роботи 73
складних газотранспортних систем

*В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, Р. В. Терещенко,
Б. І. Гершун*

Вимоги до оформлення статей 80

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

2 (79) 2021

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

Піріг 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

ел.пошта: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

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

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

2 (79) 2021

*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 30.06.2021
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
(ІФ № 18 of 12.03.2002)

C O N T E N T S

Current issues of oil and gas industry

- 7 Isolation cementing of oil and gas wells of the
Carpathian region
*B. A. Tershak, M. B. Kovalchuk, Ye. M. Stavychnyi,
A. I. Riznychuk, O. M. Fedyk, N. M. Savchuk*
-

Technics and technology

- 16 To the issues of retrograde condensate
extraction
I. M. Kuper, V. M. Doroshenko, V. D. Myhailiuk
-

Research and methods of analysis

- 24 Influence of technological modes
of well operation on the efficiency of regulation
of the process of waterflooding
of gas condensate reservoirs by carbon dioxide
*S. V. Matkivskyi, O. R. Kondrat,
L. I. Haidarova, O. V. Burachok*
- 32 Pressure build-up test application in reservoir
boundary structure determination
O. R. Kondrat, N. M. Hedzyk, V. O. Prykhodko
- 43 Forces of inertia of the cleaning piston when
passing through an open section of the main
gas pipeline
V. Ya. Grudz, T. F. Tutko, O. Ya. Dubei
- 52 Geochemistry of kerogen type III transformations
in the process of rocks diving according to the
thermodynamic simulation results
Yu. V. Khokha, M. B. Yakovenko, O. V. Lyubchak

CONTENTS

Science — production

The issues of preventing occupational injuries of workers in the oil and gas industry 64
G. M. Kryvenko, G. D. Lialiuk-Viter, V. Ya. Shymanskyi

Rational modes of operation of complex gas transmission systems 73
V. Ya. Grudz, Ya. V. Grudz, R. V. Tereshchenko, B. I. Hershun

Requirements for the article 80

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 2 (79) 2021

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.)

Pyryg 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 622.245.422

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-2(79)-7-15

ISOLATION CEMENTING OF OIL AND GAS WELLS OF THE CARPATHIAN REGION

¹B. A. Tershak, ¹M. B. Kovalchuk, ²Ye. M. Stavychnyi, ²A. I. Riznychuk, ¹O. M. Fedyk, ²N. M. Savchuk

¹IFNTUOG; 15, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine; phone +380342) 727139,
e-mail: bogdan.tershak@nung.edu.ua

²JSC Ukrnafta; Pivnichnyi boulevard, 2, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine;
e-mail: stavychnyi@gmail.com.ua

The problem of reliable isolation cementing of oil wells belonging to non-operating stock is considered. It is shown that the oil and gas fields of the Carpathian region are characterized by unique mining, geological and geographical conditions, as well as a large number of old wells of complex design that require unconventional solutions when performing isolation works. The peculiarities of structure formation, technological properties of insulating materials based on oil well cement PCT I-100 and composite mixtures CREA, CREA-LF have been studied. It was found that in the first case, the hydration products are represented by ettringite, hexagonal AFm phases, calcium hydroxide and fibrous hydrosilicates. The following phenomena are characteristic for composite materials: a more uniform distribution of hydrates in the gel mass of hydrosilicates, better ordering of the contact zones of accretion, and an increase in the number of intergrown fibers in blocks of hydrosilicates. All of that ensures the formation of a stone of a denser structure, the closure of a larger number of hydrates surface active centers in contact interactions, controlled synthesis, improvement of the strength characteristics and deformation properties of the cement stone. It is shown that the improvement of the quality of composites is facilitated by the use of modern polyfunctional additives-modifiers applying the technology of manufacturing dry building mixtures. It has been found that to increase the efficiency of cements, it is advisable to use complex additives of multifunctional action, which, complementing each other, make it possible to achieve an additive and sometimes synergistic effect. A new generation plasticizer based on polycarbonates, stabilizing additives and micro-reinforcing fibers is used as a modifier of the CREA and CREA-LF composite mixtures. The ability to microplastic deformation of the composite matrix, reinforced by microreinforcement, causes higher energy consumption for the destruction of the stone. An improved technology for performing insulation works is proposed, taking into account the design features and the state of well support elements, which provides for the use of thermographenite and zeolite tuff in addition to the binder material.

Key words: oil well cement, composite mixture, thermographenite, zeolite tuff.

Досліджується проблема надійного ізоляційного цементування нафтових свердловин, виведених з експлуатації. Показано, що нафтогазові родовища Прикарпаття характеризуються унікальними гірничо-геологічними та географічними особливостями, а також великою кількістю старих свердловин складної конструкції, які потребують нетрадиційних рішень під час виконання ізоляційних робіт. Досліджено особливості структуроутворення, технологічні властивості ізоляційних матеріалів на основі тампонажного цементу ПЦТ I-100 та композиційних сумішей CREA, CREA-LF. Встановлено, що у першому випадку продукти гідратації представлені еtringітом, гексагональними AF_m-фазами, кальцієм гідроксидом та волокнистими гідросилікатами. Для композиційних матеріалів характерний більш рівномірний розподіл гідратів у гелевій масі гідросилікатів, краща впорядкованість контактних зон зростання та підвищення кількості

зрощених волокон в блоках гідросилікатів. Це забезпечує формування цільнішої структури каменю та замиканню більшого числа активних центрів поверхні гідратів у контактних взаємодіях, керований синтез, покращення міцнісних характеристик і деформаційних властивостей цементного каменю. Показано, що покращенню якості композитів сприяє застосування сучасних поліфункціональних добавок-модифікаторів за технологією приготування сухих будівельних сумішей. Обґрунтовано оптимальні співвідношення в'язучих компонентів, здатних до самоармування, досліджено фазовий склад продуктів твердіння і кінетику розширення, вивчено технологічні властивості. Встановлено, що для підвищення ефективності крен-тів доцільно використовувати комплексні добавки поліфункціональної дії, які, взаємодоповнюючись, дозволяють отримати адитивний, а в деяких випадках синергічний ефекти. В якості модифікаторів композиційних сумішей CREA і CREA-LF застосовано пластифікатор нового покоління на основі полікарбонатів, добавки-стабілізатори та мікроармувальні волокна. Здатність до мікропластичних деформацій композиційної матриці, підсилена мікроармуванням, обумовлює вищі значення енерговитрат на руйнування каменю. Запропоновано удосконалену технологію виконання ізоляційних робіт з урахуванням особливостей конструкції та стану елементів кріплення свердловин, яка передбачає використання, окрім в'язучого матеріалу, додатково термографеніту та цеолітового туфу.

Ключові слова: тампонажний цемент, композиційна суміш, термографеніт, цеолітовий туф.

Рассматривается проблема надежного изоляционного цементирования нефтяных скважин неэксплуатационного фонда. Показано, что нефтегазовые месторождения Прикарпатья характеризуются уникальными горно-геологическими и географическими условиями, а также большим количеством старых скважин сложной конструкции, требующих нетрадиционных решений при выполнении изоляционных работ. Изучены особенности структурообразования, технологические свойства изоляционных материалов на базе тампонажного цемента ПЦТ I-100 и композиционных смесей CREA, CREA-LF. Установлено, что в первом случае продукты гидратации представлены этрингитом, гексагональными AF_m -фазами, гидроксидом кальция и волокнистыми гидросиликатами. Для композиционных материалов характерно более равномерное распределение гидратов в гелевой массе гидросиликатов, лучшая упорядоченность контактных зон срастания, а также повышенное количество сросшихся волокон в блоках гидросиликатов. Это обеспечивает формирование камня более плотной структуры, замыкание большего количества активных центров поверхности гидратов в контактных взаимодействиях, управляемый синтез, улучшение прочностных характеристик и деформационных свойств цементного камня. Показано, что улучшению качества композитов способствует применение современных полифункциональных добавок-модификаторов по технологии изготовления сухих строительных смесей. Обоснованы оптимальные соотношения вяжущих компонентов, способных к самоармированию, исследован фазовый состав продуктов твердения и кинетика расширения, изучены технологические свойства. Установлено, что для повышения эффективности крентов целесообразно использовать комплексные добавки полифункционального действия, которые, взаимодополняясь, позволяют достичь аддитивного, а иногда и синергетического эффекта. В качестве модификаторов композиционных смесей CREA и CREA-LF использован пластификатор нового поколения на основе поликарбонатов, добавки-стабилизаторы и микроармирующие волокна. Способность к микропластичным деформациям композиционной матрицы, усиленная микроармированием, обуславливает более высокие энергозатраты на разрушение камня. Предложена усовершенствованная технология выполнения изоляционных работ с учетом особенностей конструкции и состояния элементов крепежа скважин, которая предусматривает использование, кроме вяжущего материала, дополнительно термографенита и цеолитового туфа.

Ключевые слова: тампонажный цемент, композиционная смесь, термографенит, цеолитовый туф.

Problem statement.

Long-term intensive exploitation of petroleum and gas deposits of Carpathian, where during XIX - XXI centuries thousands of oil and gas boreholes have been built, the change of deposit thermodynamic characteristics intensified by deformation of mountain beds, not only complicates the production of oil and gas but increases the technogenic influence on an environment [1], first of all through breaking of timbering integrity, damaging of casing and out-of-control fluidizing. The problem of reliable liquidation cementation of old boreholes is a burning issue for the deposits of hydrocarbons of Boryslavsky, Dolynsky and Nadvirniansky oil industry districts that are situated near resorts Truskavets, Skhidnytsia, Morshin,

Bukovel and create the real threat to the environment in a cross-border region.

The great majority of old boreholes are characterized by multistring well program construction. One of them (Stateland-19), drilled in 1932 at a depth of 1278 meters, has 11-columnar construction (22" – 0-13,7 m; 20" – 0-47,4 m; 18" – 0-59,7 m; 16" – 0-248,6 m; 14" – 0-426,0 m; 12" – 0-545,0 m; 10" – 503-734,6 m; 9" – 679-1070,8 m; 7" – 0-1243,0 m; 6" – 1065-1530 m; 5" – 1420-1536 m). The other – (Bank-1), drilled in 1930 at a depth of 830 m has 12- columnar construction of borehole (23" – 0-18,0 m; 22,5" – 0-30,0 m; 21" – 27-49,6 m; 17" – 42-70,7 m; 16" – 104-136,6 m; 15" – 131-157,3 m; 14" – 155,9-180 m; 13" – 172,6-205 m; 12" – 195-224,2 m; 10" – 219-266,5 m; 9" – 0-299 m;



Figure 1 – Actual state of the mouth of the borehole 214 Old Mine

7” –299-452,0 m). As a rule, casing has not been cementating, but rather has been tamping by clay, therefore some cases of depressurization of a mouth followed by the out-of-control periodic discharges of bed fluids on a daily surface with further spontaneous combustion (Fig. 1).

To ensure the necessary level of reliability of the borehole casing, as an engineering structure, it is required to develop plugging material which is able to form durable corrosion-resistant cement stone, methods, by which the technological properties can be regulated, and process control of the mix structure formation; and, besides, unconventional approaches to the technology of barrier installation must be designed.

Analysis of the recent investigations and publications

The standard technology of liquidation works stipulates isolation of production horizons and the sources of fluidic-flow appearing, that can causes interstratal crossflows or migration on a daily surface, and also equipment of a heel of a borehole according to a previously considered chart. Such order of the work realization, as a rule, provides warning of crossflows of fluid and gryphon creating. At the same time, the problem of repeated borehole isolation can be arisen, as the quantity of them, as for example in Boryslav NPR, amounts to 151. Formation pressure in such boreholes is es-

entially lower than hydrostatic, boring casing is incoronated and, according to geophysical data, has through defects (Fig. 2).

Purpose of the work: development of current trend plugging materials and improvement of technology of isolation works with the aim to provide repeated liquidation plugging of the old boreholes at oil and gas deposits of Carpathians region.

Methods of investigation and materials

In the research, the plugging cement PCT-I-100 produced by JSC „Volyncement” of the following composition: CaO – 66,4%, SiO₂ – 21,4 %, Fe₂O₃ – 3,5 %, Al₂O₃ – 5,25 %, others – 3,45 % with specific surface 295 m²/kg, produced in accordance with DSTU B.V.2.7-88-99 (ГОСТ 1581-96); complex expanding plugging mortar CREA and CREA-LF produced by Ltd. «Gelios» (Lviv) of the following composition – CaO – 57,71%, SiO₂ – 26,4 %, Fe₂O₃ – 2,35 %, Al₂O₃ – 5,89 %, others – 7,65 % with specific surface 335 m²/kg; Carpathians zeolitic tuff – a group of aluminosilicates of the following composition: clinoptilolite (Na₂O* Al₂O₃* 10SiO₂* 8H₂O) 60-82 mas.%, quartz 10-20 mas.%; mica and feldspar 5-20 mas.%; thermographinite – thermo expanding inflated graphite produced by Ltd. «TMSpecmash» (Kyiv). Kneading liquid – water. The properties of plugging mortars and cement stone were determined in accordance with DSTU B V.2.7-88-99 «Plugging



Figure 2 – State of the 139,7 mm flow tubing borehole № 59 Pivnichna Dolyna

cements. Technical specifications», DSTU B V.2.7-86-99 “Plugging cements. Methods of testing”, and SOU 11.2-0013590: 2012 “Boreholes for oil and gas. The order of receipt and storage of cement. Batching and preparing of plugging mortar”.

The structure of cement stone was studied by the method of electronic scanning microscopy, X-ray diffraction method, method of mercury pore meter. The studies of the dynamics of strength characteristics of cement stone in thermo baric conditions were implemented by non-damaging method according to API using ultrasonic cement analyzer (UCA) from the company OFI Testing Equipment Inc. (№120-50).

Results of research

Microstructure of the Portland cement stone PCT-I-100 at $W/C=0,48 - 0,5$ has been characterized by diversified morphology. Alongside with fine-grain lamellar hydrates on the surface of cement grains, the system of pores, which are connected to each other and create the capillary-porous structure, has been observed. Quite high value of W/C ratio increases the role of the cement stone crystalline component which disposes in the pore space. The hydrated products are presented by ettringite, hexagonal AF_m -phases, calcium hydroxide and fibrous hydrosilicates. Water-cement ratio exerts large influence on early hydration process of Portland cement, especially determining kinetics of calcium hydrosulphoaluminate formation. Increasing of the ettringite content at increasing values of W/C is caused by enhancing of speed of Ca^{2+} and SO_4^{2-} ions movement in the liquid. High concentra-

tion of sulphate ions was holding during certain time depending on the alkali content in the cement, that is the higher alkali content in the cement and the earlier dissolution begins, the faster decrease supersaturation of the solution by calcium ions. Liquid phase composition in the hardening system “cement – water” has been changing steadily. That results in recrystallization of hydrated compounds during all the period of cement stone operating. To improve operational characteristics of cement stone it is expedient to decrease in its microstructure the quantities and sizes of largely crystallized hydrated formations (calcium hydroxide, hydro-alumoferrite, hydrosulphoalumoferrite), alongside with increase of metamict content of hydrated compounds.

Composites CREA and CREA-LF, despite the larger specific surface, that promote binding of excess water, and lower water-cement ratio, are characterized by better stability, and structurally rheological and filtration properties. Therefore, dehydration of the CREA mixture has been decreased by 64,7 %, and for the mixture with CREA-LF – it came to zero, that is especially important for the casing of boreholes with complicated space architecture. Bending strength of the stone increased by 44,9 % for CREA and by 55,1 % for CREA-LF. At the same time the structure formation incubation period was shorter. This ensure formation of the stone with denser structure, closing of larger quantity of hydrate surface active centers in contact interactions in comparison with the reference specimen based on PCT-I-100.

Addition of clincer minerals of calcium sulphoferrites, as cements, to the base composite cement

Table – Results of comparative tests PCT I-100, CREA and CREA-LF

No.	Item	Index value				
		Acc. to DSTU	PCT-I-100	Composite mortars		
				CREA	CREA-LF	
1	Grinding fineness - sieve residue with grid No 008 according to GOST 6613, not more than, %	15	11,8	3,4	4,8	
2	Specific surface, m ² /kg, no less than	-	285	315	320	
3	Density of cement suspension, g/cm ³	-	1,82	1,86	1,85	
4	Water-cement ratio	0,5	0,48	0,45	0,45	
5	Dehydration, ml, not more	8,7	7,0	1,5	0	
6	Spreadability of cement past, mm, not less than	200	195	230	225	
7	Thickening time to 30 Berden units, min. not less than	90	90	>100	>100	
8	Setting time, hour-min	initial	-	1-30	1-45	2-00
		final	-	2-10	2-25	2-15
9	Strength of cement stone, MN/m ² , not less than, after 1 day	bending tensile	3,5	4,9	7,1	7,6
		compressive	-	18,1	17,6	18,4
10	Linear expansion of cement stone, %	-	-	1,5	1,2	
11	Water reduction, cm ³ /30 min	-	640	170	15,5	
	Rheological characteristics at 27° C according to FAN35 at					
	600 rpm		120	150	170	
	300 rpm	-	80	95	105	
	200 rpm		55	60	90	
	100 rpm		40	45	70	
	60 rpm		35	35	55	
	30 rpm		20	25	45	

promote and provide the possibility of directed synthesis of materials with improved properties (linear expansion of cement stone, minimum heat release, increase of structure density, durability and corrosion resistance, and also ability to self-reinforcing and self-healing of structure defects, that arise up as a result of the dynamic loading during exploitation) [3].

Character of formation of crystallization structure of composition materials modified by cements differs slightly from this of Portland cement and begins, when the size of hard phase nuclei, that arise up on the coagulative stage of solidification, exceeds the critical one, and directly depends on chemical nature of phases of the solidifying system, saturation degree of solutions hydrated new formations and surface tension coefficient on the interphase boundary. Speed of crystallizational framework formation is regulated by the diffusion coefficient of colloid particles from oversaturated solutions of hydrated new formations to the hard phase nuclei. As crystals of hydrated composition minerals are different by form and size of elementary cells, then in the process of their development the linear defects of structure are intensively created – distributions of disparity and point defects-

vacancies. Crystals develop athwart to the surface of matrix in direction to the nearest aquated particles of the binder, and serve as the centers of nucleation and crystallizations, on which further hydrated products are besieging. Composition materials are characterized by more even distribution of hydrates in gel mass of hydrosilicates, better ordering of coalescence contact zones and increase of amount of coalesced fibres in the hydrosilicates blocks (Fig. 3). The above mentioned provides formation of denser structure of the stone and closing of greater number of active hydrate surface centers in the contact interaction in comparison with a reference specimen on the base of cement of PCT-I-100; that ensure the improvement of strength characteristics and deformation properties of the cement stone formed from the composition materials. Therefore, optimal combination of polymineral components of different genesis provides the directed synthesis of cement stone with the improved operating properties at thermobaric conditions.

The distinguishing characteristic of microstructure provided the matrices, on the basis of the modified composition cement, with increasing viscosity of destruction of cracks of the normal tear-

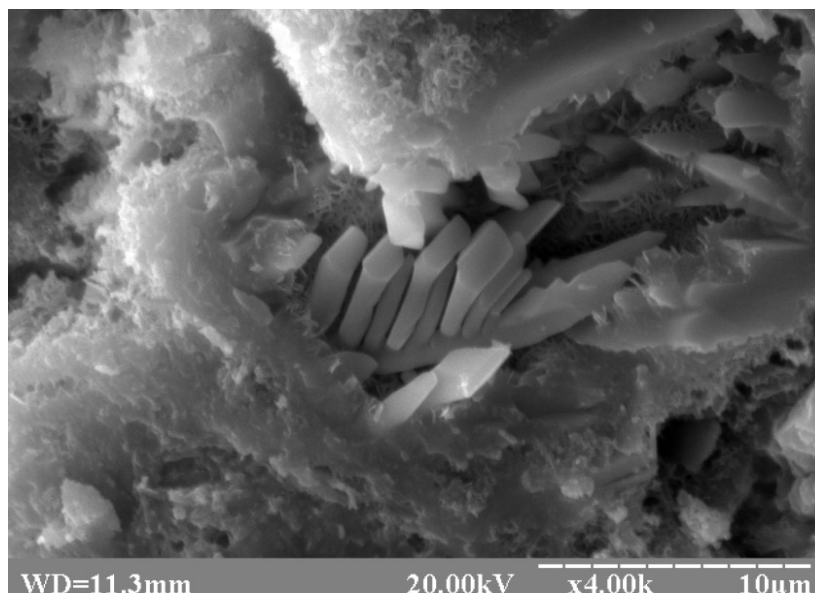


Figure 3 – Structure of cement stone CREA-LF

ing away, higher indicators of durability and resiliency at a bending through the mechanism of breaking of development and confluence of micro-cracks by structural heterogeneities – microreinforcing fibres, gel pores, microcapillars, by the surfaces of phases division, by grains of mineral additives and clinker, that were not used in the process of hydration, as well as by crystals. It means that phases, that appear during hydration of composition cement, are identical with those that appear during hydration of PCT-I-100. The difference consists in a quantitative relationship between the low-basic and high-basic calcium hydrosilicates.

The improvement of cement stone characteristics of CREA and CREA-LF composition mixtures is promoted by application of polyfunctional modifiers. It is known that, physic-mineralogical composition of cement, nature of additions-modifiers, solidification conditions stipulate such qualificatory descriptions of microstructure, as composition and basicity of new formations, crystal morphology, type of bonds, character of porosity, correlation of gel-like and crystalline phases, and also intensity of structure formation and destruction processes of the stone. On the basis of the research results optimal correlations of compositions binders capable to self-reinforcing, phase composition of hardened products and kinetics of expansion (Fig. 4) were determined and technological properties were studied. It is stated that increase of efficiency of cements can be achieved by introducing complex additives of polyfunctional action, that, complementing each other, allow to get additive, and occasionally synergistic effects [4].

A plasticizer of new generation has been applied as a modifier on the basis of polycarboxylates, alongside with additives-stabilizers and micro reinforcing fibres of polypropylene. Plasticizers are synthetic, water-soluble surface-active chain or reticulated polymers and copolymers, that differ from traditional ones by the type and considerably less ionic groups (quite weak polyelectrolyte), as well as by the constrained spatial structure of present lateral chains that prevent the particles of cement drawing together. In this case, except electrostatic, steric effect of pushing away of lateral chains of adsorbable macromols is realized. In the process of co-operating of cement particles with water lateral chains are slower shrouded by the products of hydration that predetermines their longterm plasticizing action. Except it, separate lateral chains in colloid solution can be slabbed from cement particles, settle on the hydrated products and continue plasticizing effect. Ethers of cellulose – derivatives of cellulose, that can be described by a general formula $\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_3 \cdot \text{x}(\text{OR})_n$, where: n is a degree of polymerization, x is a number of the OH groups, kneaded in one link of macromol of cellulose (degree of substitution or etherification); R - CH_3 is methyl, C_2H_5 is ethyl, C_3H_7 – propyl, are used as stabilizing additives. Stereoregular structure of macromolecule and firmness of confirmatory form of its elementary link distinguishes cellulose from all row of polysaccharides, including the most firmness to chemical influences. In the mixture CREA-LF methylhydroxyethylcellulose is applied, the basic property of which is a high level of water-retaining ability. The molecules of dissolved cellulose form aqua –

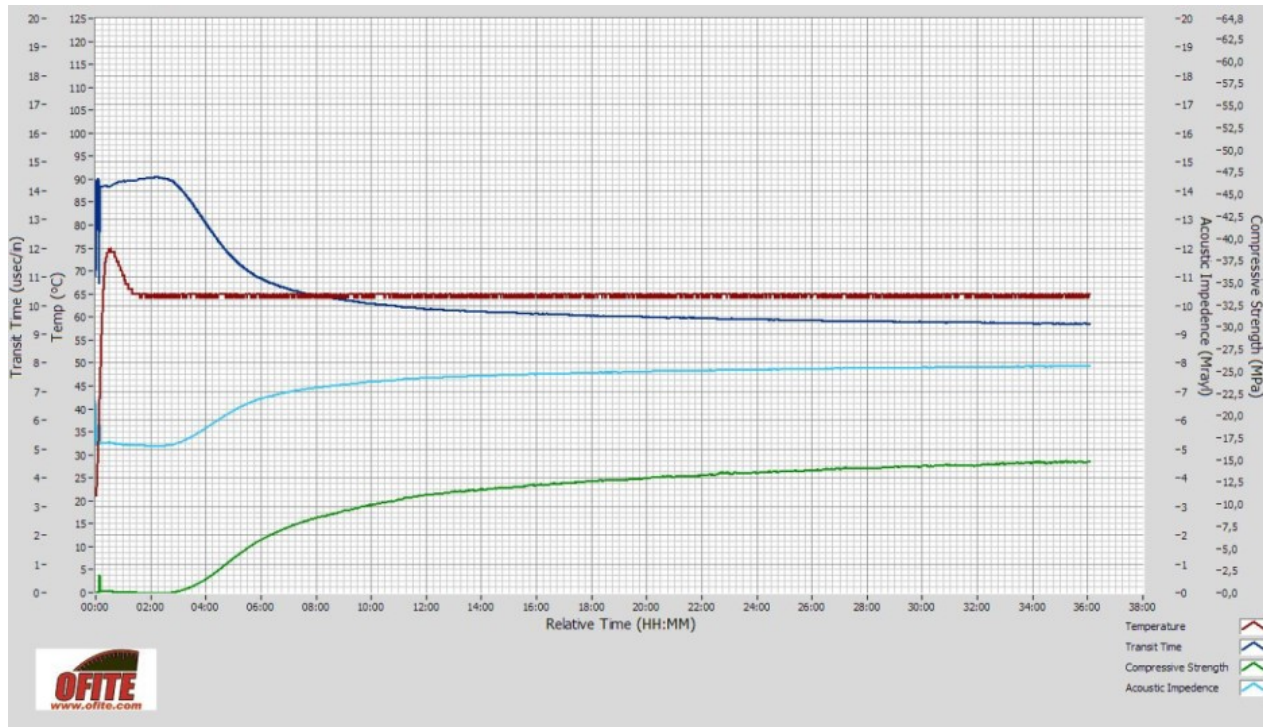


Figure 4 – Structure formation of mixture CREA LF under thermobaric conditions

complexes. Ethers of cellulose as non-ionogenic surface-active material own high stabilizing ability, providing sedimentation stability of suspensions. Application of ethers of cellulose promotes the increase of adhesive behaviors of the plugging systems and decline of permeability of cement stone, as there is colmatation and ceiling of capillary pores of stone structure by cellulose gel. With the aim of increasing of deformation properties of stone composition plugging mixtures contain microreinforced fibres. Ability to microplastic deformations of composition matrix is increased by microreinforcement stipulates the higher values of energy consumptions on destruction of the stone.

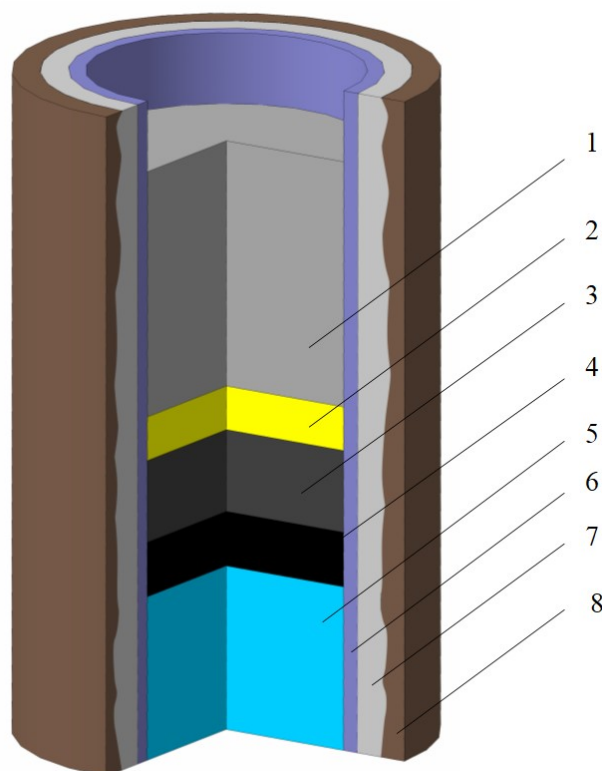
It should be noted that development and application of modern plugging composite materials to which belong CREA and CREA-LF can not find out the solution for the existent problem of ensuring the required level of reliability (first of all durability) of isolating baffle. In accordance with principles of physical and chemical mechanics (academician P.A. Rebinder and his school), production of binding materials with the predetermined properties requires ensuring of the directed structure formation of the suspension. In industrial practice of longhole building two basic methods of improvement of the quality of plugging mortars and the stone have been widely applied. The first is based on the various methods of clinker activation (disintegrating treatment of cements; ultrasonic, hydroacoustic, hydrodynamics, electric, or magnetic activating of mixture). The second is based

on the principles of water content regulation, as for example by application of packer-filters which ensure force filtration of surplus amount of mixing water from plugging suspension after completing of cementation operation [2].

As the technical state of casing (fig.2) does not allow to use traditional packer devices the authors has investigated possibility of operating the processes of structure formation of plugging-mortars by zeolite tuff application. This is implemented through dehydration of zeolite tuff which is characterized by tough crystalline alumosilicates skeleton with the cavities united to one another by open channels – windows, that are very important for the processes related to adsorption and mass transfer.

It has been found that addition of finely grounded zeolitic tuffs to the kneaded plugging suspension promotes structure formation. The process of hardening is determined by a chemisorption, which occurs on the surface of zeolite grains, and is followed by formation of crystallohydrates that strengthen a hardening structure. Depending on the concentration of the additive, the structure and operational properties of cement stone are improved due to binding of surplus water and increase of dispersible phase concentration; the setting terms at that can be shortened by 40 - 70%.

The achievement of necessary level of reliability of isolating baffle can ensure the effective protecting of cement stone from corrosive destruction under the action of aggressive bed waters. The



1 – cement; 2 – zeolite; 3 – thermographenite; 4 – petroleum emulsion;
5 – rock; 6 – casing; 7 – casing clearance; 8 – water produced

Figure 5 – Scheme of isolation screen construction in liquidation borehole

researches have been confirmed high sorption ability of fibres of thermographenite in relation to hydrocarbons including oils of Carpathian deposits. It was ascertained that depending on a type and properties of fluid and thermo baric conditions, one mass part of thermographenite can absorb on itself from 65 to 73 mass parts of unrefined oil. Thus the highviscous impenetrable for water thixotropic composition appears. Examinations of cement stone corrosion resistance were carried out in basic bed waters of oil and gas deposits of Carpathians showed that the cement stone covered by the layer of such composition did not give evidence of destruction.

The results of the researches has allowed the authors to develop the new method of liquidating cementation for old oil and gas bore holes, essence of which consists in the following. After decompression of the mouth of the borehole, a level of the formation fluid inside the production string (that can make from a few ten to a few hundred meters) is determined by one of well-known methods. The specimens are taken away from the surface of liquid and study. Mostly it is petroleum emulsion that threatens the environment. Inside the columns 50-70 kg of thermographenite is filling up, which absorbs oil and forms a highly viscous layer of 30-50 m thick on a fluid surface. On the

formed layer, 70-100 kg of finely dispersed zeolite tuff is poured, which further is grown by the plugging suspension of composition mixture of CREA or CREA-LF. After the cement mixture get on a dry zeolite, filtration of the surplus kneading water happens and formation of stone structure with high operating properties speeds-up. Thus baffles of petrolized thermographenite and zeolite protect the cement stone from destruction. So, it is possible to create in boreholes the combined isolating baffles with high reliability (fig. 5).

The developed materials and technology are successfully approved during implementation of isolating works in the boreholes of oil and gas deposits of Carpathians.

Conclusion

The oil and gas deposits of Carpathians are characterized by its unique mining-and-geological properties and plenty of old mining holes which require high-efficiency liquidating cementation. Summarising of results of researches in the direction of solving this problem, evidences the experience of application of the modern plugging composition materials produced by technology of dry building mixture preparation and high-efficiency sorbents such as zeolite tuff and thermographenite.

These developments have been successfully tested in the course of primary and re-cementing of wells of PJSC “Ukrnafta”, LLC “Poltava Drilling Company” and LLC “Crosco Ukraine”.

References

1. Nafta i gaz Podkarpacia. Zarys Historii. Instytut Nafty i Gazu (Krakow). K.: Naukowa Dumka, 2004. 570 p. [in Polish]
2. Bulatov A. I., Proselkov Yu. M., Shamanov S. A. Technika i tehnologiya bureniya neftianyh i gazovyh skvagin. M.: OOO “Nedra-Biznescentr”. 2003. 1007 p. [in Russian]
3. Tershak B.A., Sobol Kh.S., Kovalchuk M.B. Struktura tamponagnyh cementiv modyfikovanyh crenamy. *Mechanika i fizyka ruinuvannya budivelnih materialiv ta konstrukciy*. 2014. Vol 10. P. 551-561. [in Ukrainian]
4. Sanytskyy M.A., Sobol Kh.S., Markiv T.Ye. Modyfikovani kompozyziyni cementy. Lviv: NU “Lvivs’ka polytechnica”, 2010. 130 p. [in Ukrainian]
5. Terlyha V., Sobol Kh., Tershak B. Modified oil-well cements for casing boreholes with abnormally low stratum pressure: 18-th international conference on building materials “18.Ibausil”. 12-15 September 2012.

Література

1. Nafta i gaz Podkarpacia. Zarys Historii. Instytut Nafty i Gazu (Krakow). K.: Наукова думка, 2004. 570 p.
2. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. М.: ТОВ “Недра-Бизнесцентр”, 2003. 1008 с.
3. Тершак Б. А., Соболев Х. С., Ковальчук М. Б. Структура тампонажных цементов модифицированных крентами. *Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій*. 2014. Т. 10. С. 551-561.
4. Саницький М. А., Соболев Х. С., Марків Т. Є. Модифіковані композиційні цементи. Львів: НУ “Львівська політехніка”, 2010. 130 с.
5. Terlyha V., Sobol Kh., Tershak B. Modified oil-well cements for casing boreholes with abnormally low stratum pressure: 18-th international conference on building materials “18.Ibausil”. 12-15 September 2012.

Техніка і технології

УДК 681.2:532.64

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-2(79)-16-23

ДО ПРОБЛЕМИ ВИДОБУТКУ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТУ

¹І. М. Купер, ²В. М. Дорошенко ²В. Д. Михайлюк

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

²НДПІ ПАТ «Укрнафта»; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар ім. Пушкіна, 2;
e-mail: mvd.1950@i.ua

За результатами досліджень за зростанням тиску заводнення відносно тиску початку конденсації коефіцієнт конденсатовилучення поступово збільшується, досягаючи максимального значення за тиску початку конденсації. Ретроградна конденсація вуглеводневої суміші супроводжується зменшенням конденсатовилучення, що пов'язано з зацементуванням водою конденсату, що випав у пористому середовищі. Наведено особливості утворення ретроградного конденсату в пласті та запропоновано спосіб його вилучення. З метою вдосконалення розробки газоконденсатних родовищ, зменшення втрат конденсату при зниженні пластового тиску нижче тиску початку випадання конденсату розглянуто питання можливості його вилучення після випадання в пласті шляхом витіснення водою або газоводяною сумішшю. Результати лабораторних, аналітичних та промислових досліджень свідчать про те, що ретроградна конденсація вуглеводневої суміші негативно впливає практично на всі технологічні процеси видобутку конденсату. Пластові втрати конденсату при розробці газоконденсатних родовищ в режимі виснаження складають у середньому 60-78 %. Як альтернативу до сайклінг-процесу розглянуто застосування уніфікованої системи заводнення для вилучення конденсату з пласта. Наведено результати лабораторних досліджень та обґрунтовано напрямки реалізації газоводяної репресії на газоконденсатних родовищах. Розглянуто можливість використання наявного в покладі пластового газу. В цьому випадку конденсат спочатку витискався водою, а потім, до прориву води з моделі, систему розгазовували, зменшуючи тиск на 25% нижче від тиску початку випадіння конденсату, і знову продовжували витискування конденсату водою. Така процедура дозволяє додатково видобути близько 50 % конденсату, що випав в пласті, і у такий спосіб підвищити коефіцієнт конденсатовилучення.

Ключові слова: обводнення, тиск насичення, ретроградний конденсат, тиск початку випадання конденсату, заводнення, газоводяна репресія.

Согласно результатам исследований с повышением давления заводнения относительно давления начала конденсации коэффициент конденсатовилучения постепенно увеличивается, достигая максимального значения при давлении начала конденсации. Ретроградная конденсация углеводородной смеси сопровождается уменьшением конденсатовилучения, что связано с зацементированием водой конденсата, выпавшего в пористой среде. Приведены особенности образования ретроградного конденсата в пласте и способ его извлечения. С целью совершенствования разработки газоконденсатных месторождений, уменьшения потерь конденсата при снижении пластового давления ниже давления начала выпадения конденсата рассмотрен вопрос возможности его извлечения после выпадения в пласте путем вытеснения водой или газоводяной смесью. Результаты лабораторных, аналитических и промышленных исследований свидетельствуют о том, что ретроградная конденсация углеводородной смеси негативно влияет практически на все технологические процессы добычи конденсата. Пластовые потери конденсата при разработке газоконденсатных месторождений в режиме истощения составляют в среднем 60-78%. Как альтернатива сайклінг-процесса рассмотрено применение унифицированной системы заводнения для извлечения конденсата из пласта.

Приведены результаты лабораторных исследований и обоснованы направления реализации газовой репрессии на газоконденсатных месторождениях. Рассмотрена возможность использования пластового газа, имеющегося в залежи. В этом случае конденсат сначала вытеснялся водой, а затем, до прорыва воды из модели, систему разгазировали, уменьшая давление на 25% ниже давления начала выпадения конденсата, после чего продолжали вытеснение конденсата водой. Такая процедура позволяет добыть дополнительно около 50 % конденсата, выпавшего в пласт, увеличивая коэффициент конденсатоотдачи.

Ключевые слова: обводнение, давление насыщения, ретроградный конденсат, давление начала выпадения конденсата, заводнение, газоводяная репрессия.

The features of the formation of retrograde condensate in the reservoir and the method of its extraction are given. In order to improve the development of gas condensate fields and to reduce condensate losses under the reservoir pressure drawdown below the pressure of the beginning of condensate precipitation, the issue of the possibility of its extraction after precipitation in the reservoir by water or gas-water mixture displacement has been considered. The results of laboratory, analytical and field studies indicate that the retrograde condensation of the hydrocarbon mixture has a negative effect on almost all technological processes of condensate production. Reservoir condensate losses during the development of gas condensate fields in depletion mode are on average 60-78%. As an alternative to the cycling process, the use of a unified waterflooding system for the recovery of condensate from the reservoir has been considered. The results of laboratory studies are presented and the directions of the implementation of gas-water repression at gas condensate fields have been substantiated. The possibility of using reservoir gas available in the reservoir has been considered. In this case, the condensate was first flooded with water, and then, before the water broke out of the model, the system was degassed, reducing the pressure by 25% below the pressure of the onset of condensation, and again continued to displace the condensate with water. This procedure makes it possible to extract about 50% of the condensate dropped out in the reservoir.

Key words: flooding, saturation pressure, retrograde condensate, condensate onset pressure, flooding, gas-water repression.

Вступ

Газовий конденсат – це природна суміш переважно легких вуглеводневих сполук, що перебувають у газі в розчиненому стані, а за певних термобаричних умов переходять у рідку фазу зі зниженням тиску нижче тиску конденсації. Основні параметри газу, до складу якого входить конденсат, – потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} вище, густина конденсату в стандартних умовах та тиск початку конденсації. За потенційним вмістом конденсату в газі розрізняють бідні вуглеводневі суміші (до 100 см^3 конденсату на 1 м^3 газу), середні ($100\text{-}300 \text{ см}^3$ конденсату на 1 м^3 газу) і багаті (більше 300 см^3 конденсату на 1 м^3 газу). До складу конденсату входять вуглеводні, важчі від пропану [1]. Газоконденсатні родовища України розробляються переважно в режимі виснаження пластової енергії. Характерною ознакою виснаження газоконденсатного родовища є, в першу чергу, падіння пластового тиску.

З газу, що видобувається, конденсат виділяється зі зниженням тиску за постійної температури або під час охолодження за постійного тиску. Так, спочатку конденсуються найбільш важкі вуглеводні, а згодом – більш легкі. При високому вмісті конденсату це спричиняє значні його втрати в пласті внаслідок ретроградних процесів [2, 3, 6]. Водночас, дія капілярних та гравітаційних сил при виснаженні покладу викликає утворення в пласті техногенної конденсатної облямівки [5]. При цьому конденсат

стає практично нерухомим внаслідок його низької фазової проникності. У разі початкового вмісту важких вуглеводнів у газі до $300\text{-}600 \text{ г/м}^3$ насиченість пор пласта конденсатом, що випав з газу, як правило, не перевищує 10-20 % і в більшості випадків нижча від критичного (рівноважного) значення, за якого він стає рухомим. Рух конденсату відбувається тільки в обмежених за розмірами привибійних зонах пласта, що пов'язано з додатковою конденсацією вуглеводневої суміші в області дронування свердловини. Радіус зони рухомого конденсату незначний (наприклад, для умов родовища Карадаг при роботі свердловини з початковим дебітом 300 тис. м^3 на добу за 2 роки радіус досягає 3,6 м, за 20 років – 11,5 м) [1].

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Пластові втрати конденсату при розробці газоконденсатних родовищ в режимі виснаження складають у середньому 60-78 % [6, 7].

Результати лабораторних, аналітичних та промислових досліджень свідчать про те, що ретроградна конденсація вуглеводневої суміші негативно впливає практично на всі технологічні процеси видобутку газу і конденсату. Вона призводить до таких наслідків.

По-перше, зменшуються коефіцієнти конденсатовилучення і компонентовилучення, що, відповідно, характеризують повноту відбору конденсату з пласта відносно його початкових

запасів і ступінь видобутку з пласта окремих компонентів. Внаслідок ретроградної конденсації в нерухому рідку фазу переходить від 30 до 70 % фракції C_2H_{6+} , а пластові втрати конденсату на кінець розробки родовища досягають 60-87 % від його початкових запасів.

По-друге, зменшується фазова проникність пористого середовища для газу. В області зміни пластового тиску від початкового до тиску початку конденсації вуглеводневої суміші коефіцієнт газопроникності дещо зростає внаслідок десорбції пластового газу з поверхні порових каналів при зниженні тиску. Конденсація важких вуглеводнів призводить до різкого зниження фазової проникності пористого середовища для газу. Вплив ретроградної конденсації вуглеводневої суміші на зміну фазової проникності для газу збільшується з ростом початкового вмісту конденсату в газі та зменшенням абсолютної проникності породи. Найбільш істотне зниження фазової проникності для газу спостерігається у привибійній зоні пласта, де насиченість пористого середовища конденсатом досягає максимального значення.

По-третє, погіршується продуктивна характеристика свердловин і знижуються їх видобувні можливості. Дебіт газу зменшується внаслідок зниження фазової проникності для газу, викликаного випадінням конденсату в пласті, і втрати частини напору на переміщення рухомої частини конденсату.

По-четверте, ретроградна конденсація вуглеводневої суміші в ряді випадків призводить до низького газовилучення. Основними факторами, які зумовлюють зниження коефіцієнта газу вилучення, є зменшення фазової проникності пористого середовища для газу, аж до повного припинення фільтрації його в пласті при певній будові продуктивних відкладів і передчасне відключення видобувних свердловин, пов'язане з недостатніми дебітами газу для виносення конденсату, що скупчується на вибоях свердловин і у привибійній зоні пласта.

Окрім того, погіршуються умови роботи системи збору газу внаслідок скупчення конденсату в шлейфах свердловин, що створює додатковий опір рухові газу. У результаті збільшуються тиски на гирлах свердловин і знижуються дебіти газу. У деяких випадках це може призвести до зупинки свердловин. Одночасно зменшуються тиски на вході до установки підготовки газу, що знижує ефективність дроселювання газу.

Також погіршується якість підготовки газу на установках низькотемпературної сепарації внаслідок поступового виснаження дросель-

ефекту, а також порушення початкового вуглеводневого стану газоконденсатної суміші, викликаного випадінням важких вуглеводнів у пласті.

Негативний вплив фазових перетворень газоконденсатної суміші на процеси видобутку газу і конденсату посилюється у випадку нерівномірного дренажу продуктивних відкладів. Тому для мінімізації пластових втрат конденсату при розробці родовища у режимі виснаження необхідно забезпечити рівномірну відробку продуктивних відкладів по площі та розрізу.

Розробка газоконденсатних родовищ на виснаження допускається у випадку значної різниці між початковим тиском і тиском початку конденсації, невеликих запасів газу, малого вмісту конденсату в газі і несприятливих геологічних умов (низькі проникність і приймальна здатність пласта при великій глибині залягання, різкій літологічній неоднорідності, значній і до того ж нерівномірній тріщинуватості, розбивці поклада на окремі ізольовані блоки і т.п.).

Основним напрямом збільшення коефіцієнта конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ у режимі виснаження є забезпечення стабільних режимів роботи видобувних свердловин. При вмісті в газі понад $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсату і запасах газу більше від 8 млрд. м^3 слід застосовувати методи підтримання пластового тиску. Якщо конденсату міститься менше ніж $23 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і наявні споживачі газу, зворотне закачування газу в пласт вважають нерентабельним [1].

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Ефективним способом вилучення конденсату, що випав у пласті, є сайклінг-процес [8, 9]. Однак на родовищах України його застосовано лише на Новотроїцькому (гор. К-30), Котелевському (гор. С-5), Тимофіївському (гор. Фм-1), Куличихинському (гор. Фм-1) та Березівському (гор. С-5) родовищах.

Впровадження в практику розробки газоконденсатних родовищ сайклінг-процесу обмежене через економічні і технологічні причини. Власне, реалізація сайклінг-процесу порівняно з розробкою родовищ на виснаження потребує суттєвих капітальних витрат та консервації запасів газу на час його зворотного закачування в пласт і, як наслідок, відтермінування реалізації. З технологічної точки зору, використання сайклінг-процесу стримується низьким значенням коефіцієнту охоплення пласта витискуванням. Сухий газ, який нагнітається в пласт, має меншу в'язкість за газоконденсатну суміш, що

вилучається з покладу, і в умовах неоднорідної будови колектора має місце швидкий його пролив від нагнітальних до видобувних свердловин і, як результат, зменшення коефіцієнта вилучення конденсату.

Альтернативним способом підвищення ефективності розробки газоконденсатних покладів є процес заводнення [3, 4]. При цьому забезпечується не тільки підтримування пластового тиску та підвищення вуглеводневилучення, а і збереження стабільності роботи видобувних свердловин, оскільки створюються необхідні умови для винесення рідини (конденсат, вода) з вибою свердловин на поверхню. Однак, як і при сайклінг-процесі, на ефективність заводнення безперечно впливатимуть неоднорідність та тріщинуватість порід, що слід враховувати при проектуванні процесу [10]. З іншого боку, під час витискування газоконденсатної суміші водою, в заводненій частині пласта залишається практично нерухомий защемлений газ [3, 11]. З цього приводу в роботах [2, 6] зауважується, що регулювання просування води і кількості защемленого газу можна досягнути активною дією на процес розробки родовища. Це досягається керованою експлуатацією обводнених газових свердловин. Спочатку із свердловин відбирають газ, а з появою води в продукції застосовують методи інтенсифікації її винесення на поверхню. При необхідності свердловина переводиться в режим форсованого відбору. При цьому навколо вибою таких свердловин утворюються зони пониженого тиску, і защемлений газ спочатку розширюється, а при зниженні тиску на 23-37% від тиску заводнення весь об'єм розширеного газу переходить в рухомий стан. Одночасно з виконанням задач регулювання просування води вирішується питання залучення до розробки застійних зон, не охоплених витискуванням.

Отже, при усіх позитивних і негативних рисах, заводнення може бути одним з можливих напрямів підвищення вуглеводневилучення при розробці газоконденсатних покладів. Ідея нагнітання води в газоконденсатний поклад для витискування рідкого конденсату не є новою, але залишається дискусійною. З одного боку, вона приваблює відносно простотою реалізації, а з другого, насторожує можливістю втрат газу і конденсату в пласті.

Дослідження [3, 6] показують, що при зростанні тиску заводнення до тиску початку конденсації коефіцієнт конденсатовилучення поступово збільшується, досягаючи максимального значення при тиску початку конденсації. Ретроградна конденсація вуглеводневої суміші

супроводжується зменшенням конденсатовилучення, що пов'язано з защемленням водою конденсату, що випав в пористому середовищі. Після досягнення певного (критичного) значення насиченості пор пласта випавшим конденсатом, яке в експериментах С.Н. Закірова і Р.М. Кондрата на моделях незцементованих пористих середовищ складало 2,5...6%, частина його починає витискатися водою з пористого середовища з утворенням облямівки конденсату попереду фронту води. Результати досліджень свідчать, що найбільш ефективним є заводнення при тиску, близькому до тиску початку конденсації вуглеводневої суміші, а також при зниженому пластовому тиску в умовах наявного в пористому середовищі конденсату. Закачування перед фронтом води облямівки вуглеводневого розчинника, водогазових сумішей, розчину ПАР і послідовне нагнітання водного розчину ПАР і газу сприяють підвищенню коефіцієнта вилучення конденсату в порівнянні із закачуванням тільки води. Так, відповідно до патенту України [11] запропоновано розробку газоконденсатного родовища, що експлуатувалося в режимі виснаження при зниженні пластового тиску нижче від тиску конденсації, здійснювати з наступним нагнітанням облямівки легких рідких вуглеводнів та проштовхуючого агенту, перед яким одночасно або по чергово циклічно слід нагнітати вуглеводневий газ і воду, або вуглеводневий конденсат і легку нафту. При цьому об'єм продукції, що відбирається з пласта, повинен не менше як утричі перевищувати об'єм реагентів, що нагнітаються в пласт.

Мета статті

Метою проведення наших досліджень є вивчення процесу витіснення ретроградного конденсату, який випав у пласті в процесі розробки родовища, і встановлення можливостей його вилучення, наприклад, із застосуванням водогазової репресії з використанням газу, що знаходиться в покладі родовища.

Основний матеріал

Більш поглиблене дослідження здійснено нами в Науково-дослідному і проектному інституті (НДПІ) ПАТ «Укрнафта» на керновому матеріалі Андріяшівського газоконденсатного родовища в умовах, максимально наближених до пластових (відтворено тиск, температуру, вміст конденсату, фізичні характеристики флюїдів). Важливим етапом досліджень було створення насиченої відповідними флюїдами моделі пласта. Для цього нами вдосконалено методу створення залишкової води в моделі. Вла-

сне, після витискування води трансформаторною оливою і гасом, останні виштовхувалися пропан-бутановою сумішшю, яка після зниження тиску в моделі випаровувалася і тим самим створювалася модель із залишковою водонасиченістю для подальших досліджень. В експериментах використовували пластову воду, конденсат і природний газ.

Зазвичай модель пласта заповнюють під вакуумом водою і потім інтенсивно продувають азотом. Після створення залишкової водонасиченості модель вакуумують і насичують стабільним конденсатом, який надалі витісняється нестабільним (сирим) конденсатом за тиску, який удвічі перевищує тиск досліду. Потім тиск знижують до тиску досліду, і модель продувають азотом. Після створення певної насиченості пористого середовища рідкими вуглеводнями азот замінюють природним газом. У ході експериментів при вертикальному положенні моделі газоконденсатна суміш витісняється пластовою водою (розчином хлористого натрію) мінералізацією 100 кг/м^3 . Вилучені з пласта рідину і газ пропускають через сепаратор і вимірюють їхній об'єм. За дослідними даними визначають коефіцієнти залишкової конденсатонасиченості і витіснення конденсату водою на момент прориву води з моделі, а також після її тривалого промивання та припинення винесення конденсату. Насиченість пористого середовища окремими фазами визначають за їхнім балансовим співвідношенням і додатково контролюють методом гаммаскопії за допомогою спеціально розробленої апаратури. Як джерело гамма-випромінювання застосовували радіоактивний ізотоп кобальту Co^{60} інтенсивністю $0,2 \text{ мг екв радію}$. Індикаторами гамма-випромінювання служать сцинтиляційний лічильник з монокристалу NaI (Tl) і фотоелектронний помножувач типу ФЕУ – 35 [1].

Насиченість пористого середовища рідиною і газом визначають за інтенсивністю гамма-випромінювання в окремих перерізах, розташованих кожні 20-25 мм по довжині моделі пласта. Однак у зв'язку з певною радіаційною небезпекою від застосування методу гаммаскопії надалі відмовилися.

В разі створення моделі з конденсатом у пористому середовищі, перед нагнітанням газоконденсатної суміші у модель закачували сирий конденсат і витискування здійснювали доки на виході з моделі параметри конденсату не набували значень, близьких до його параметрів на вході у модель. Після цього крізь модель прокачують газоконденсатну суміш, яку для відповідних тисків і температур (у представле-

них експериментах 30 МПа і 90°C) максимально насичували конденсатом. Отже, модель пласта ставала насиченою трьома компонентами: залишковою водою, конденсатом в рідкій фазі і газом у газовій фазі. Причому прокачуванням різних об'ємів газоконденсатної суміші можна виштовхувати з моделі різну кількість конденсату і створювати моделі з різними значеннями конденсатонасиченості [7].

Слід зауважити, що в процесі досліджень, в поровому просторі відбувається фільтрація складної багатофазної системи і при витискуванні рідкого конденсату газом мають місце міжфазні масопереноси, в результаті чого властивості рідкої фази і вміст конденсату в газі можуть змінюватися. Такі процеси нами не враховувалися, їх можна оцінити лише складними розрахунками з використанням рівнянь багатоконпонентної фільтрації.

На рис. 1 показано результати витискування конденсату дистильованою водою. З метою підвищення залишкового конденсатонасичення (створення рухливого валу конденсату) перед заводненням закачувався конденсат в кількості 10% від об'єму пор. Як видно, коефіцієнт конденсатовитискування склав лише 4% (лінія 1). Отже, звичайне заводнення газоконденсатних родовищ, навіть з попереднім закачуванням вуглеводнів, є малоефективним. Для вивчення спільної дії води і газу (водогазова репресія) експеримент було продовжено (лінія 2). Як видно, водогазова репресія дозволяє суттєво збільшити ступінь вилучення ретроградного конденсату, навіть після звичайного заводнення (коефіцієнт витискування конденсату досягнув 43%).

В наступних експериментах (рис. 1, лінія 3) водогазова репресія розпочиналася одразу після закачування 10% об'ємів конденсату. Результати цієї серії досліджень свідчать, що такий підхід забезпечує збільшення коефіцієнту витискування ретроградного конденсату до 80%.

Відповідні дослідження були проведені і без попереднього закачування об'ємів конденсату. Тут коефіцієнт вилучення виявився дещо гіршим, але достатньо високим – отримано близько 60 % конденсату з порового середовища.

Таким чином, для витискування конденсату в модельних умовах Андріяшівського ГКР, застосування водогазової репресії є ефективним заходом як з попереднім закачуванням об'ємів вуглеводню, так і без неї.

Оскільки реалізація водогазової репресії вимагає, як і сайклінг-процес, значної кількості

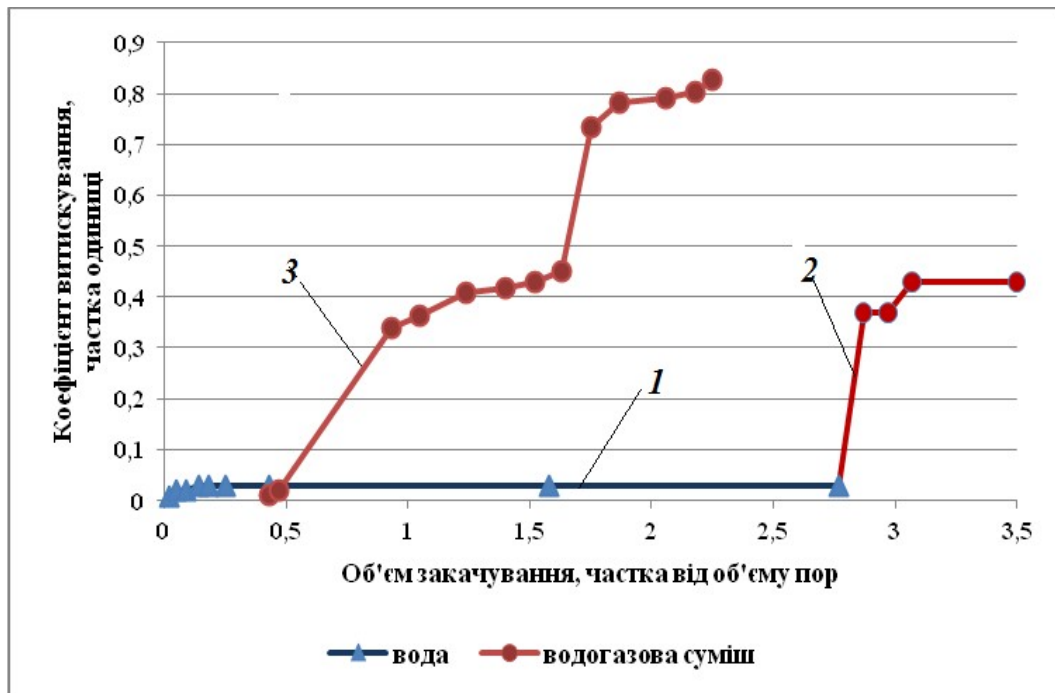


Рисунок 1 – Витискування конденсату з газоконденсатної моделі Андріяшівського ГКР водою (1) та після неї водогазовою сумішшю (2) і водогазовою сумішшю без попереднього нагнітання води (3)

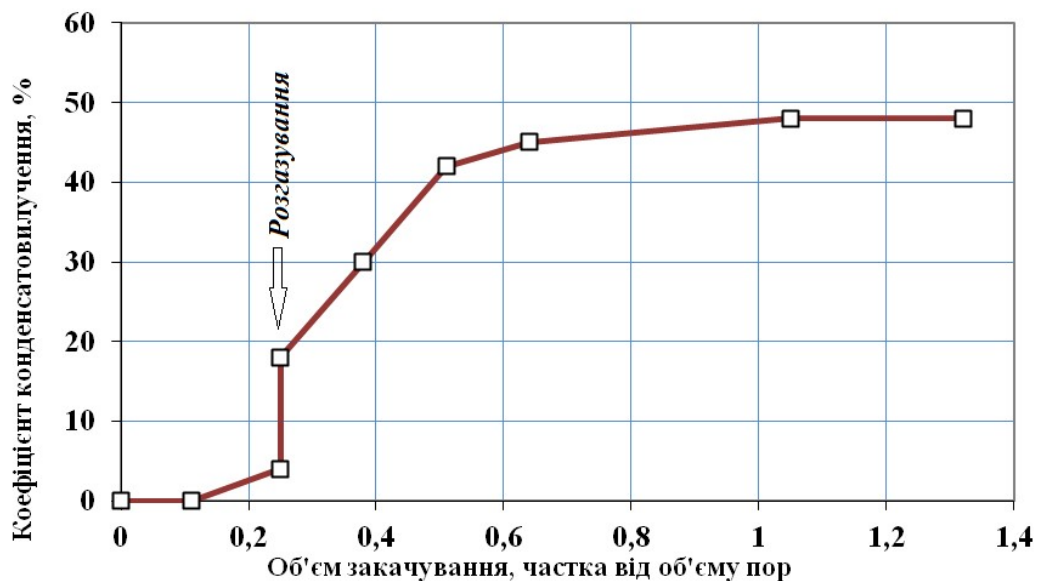


Рисунок 2 – Витискування конденсату водою з розгазуванням та подальшим витискуванням водою

газу та відповідного устаткування, нами розглянуто можливість використання пластового газу, наявного в покладі. В цьому випадку конденсат спочатку витискався водою, а потім, до прориву води з моделі, систему розгазовували, зменшуючи тиск на 25% нижче від тиску початку конденсації і знову продовжували витискування конденсату водою. Така процедура дозволяє видобути біля 50% конденсату, що випав в пласті. Результати досліджень представлено на рис. 2.

Висновки

Таким чином, на основі проведених експериментів встановлено:

1. При витисненні залишкового конденсату водою з попередньою закачкою 10% об'ємівки конденсату від об'єму пор досягається коефіцієнт вилучення ретроградного конденсату до 4%. Тобто звичайне заводнення газоконденсатних родовищ, навіть з попереднім закачуванням вуглеводнів, є малоефективним.

2. Водогазова репресія із застосуванням газу, що знаходиться у покладі, дозволяє суттєво збільшити ступінь вилучення ретроградного конденсату, навіть після звичайного заводнення (коефіцієнт витискування конденсату досягнув 43 %).

3. Із застосуванням водогазової репресії одразу після закачування 10 % об'ємів конденсату коефіцієнту витискування ретроградного конденсату складає до 80 %.

Література

1. Купер І. М., Угриновський А. В. Фізика нафтового і газового пласта: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 448 с.

2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.

3. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 253 с.

4. Бурачок О.В. Дослідження можливості витиснення водою конденсату, що випав у пласті. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 2. С. 29-32.

5. Кашуба А.В. О возможности образования техногенной оторочки ретроградного конденсата при разработке газоконденсатных залежей. *Вестник ОГУ*. 2011. № 16 (135)/декабрь. С. 52-54.

6. Закиров С.Н., Кондрат Р.М. Активное воздействие на процесс разработки месторождений природных газов с целью повышения углеводородоотдачи пластов. *Доклады международной конференции "Разработка газоконденсатных месторождений"*. Секция 3. *Разработка нефтегазоконденсатных месторождений*. Краснодар, 1990. С. 24-28.

7. Карташ Н.К., Повжик П.П., Белоножко А.И. Новый метод поддержания пластового давления в газоконденсатных залежах и его эффективность. *Геопетроль, Секция IV, Эксплоатация злож ропу і газу земного*. С. 861-866.

8. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д.т.н. В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.

9. Перспективи підвищення вуглеводневідачі Андріяшівського ГКР / Бікман Є.С., Гнип М.П., Дорошенко В.М. [та ін.] *Нафта і газ України: Матеріали 8-ї міжнародн. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України – 2004"* (м. Судак, 29 вересня - 1 жовтня 2004 р.) у 2-х томах. Л.: Центр Європи, 2004. Т. 2. С. 19-21.

10. Закиров С.Н., Шандрижин А.Н. Исследование процессов вытеснения газа водой из трещиновато-пористых коллекторов: физические

закономерности на основе лабораторных экспериментов. М.: Ин-т проблем нефти и газа АН СССР и Гособразования СССР, 1989. 49 с.

11. Уляшев В.Е., Бураков Ю.Г., Ершов С.Е., Иванов В.В. Экспериментальная оценка объемов заземления и извлечения газа из обводнённых карбонатных отложений путём отборов пластовой воды. *Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России: Научно-технический сборник*. Ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования пластов и скважин. Ухта: СеверНИПИГаз, 2005. С. 82-98.

12. Патент України № 76353 Спосіб розробки газоконденсатного родовища / Гнип М. П., Прокопів В. Й., Дорошенко В. М., Тарабарин П. В., Михайлюк В. Д. Друк. в бюл. № 7, 2006.

References

1. Kuper I. M., Uhrynovskiy A. V. Fizyka naftovoho i hazovoho plasta: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2018. 448 p. [in Ukrainian]

2. Zakyrov S. N. Razrabotka hazovyikh, hazokondensatnyikh y neftehazokondensatnyikh mestorozhdeniy. M.: Struna, 1998. 628 p. [in Russian]

3. Kondrat R. M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 253 p.

4. Burachok O. V. Doslidzhennia mozhlyvosti vytisnennia vodoiu kondensatu, shcho vypav u plasti. *Naftova i hazova promyslovisht*. 2007. No 2. P. 29-32. [in Ukrainian]

5. Kashuba A. V. O vozmozhnomy obrazovanyia tekhnogennoi otorochky retrohradnoho kondensata pry razrobotke hazokondensatnyikh zalezhei. *Vestnyk OGU*. No 16 (135) / dekabr 2011. P. 52-54. [in Russian]

6. Zakyrov S. N., Kondrat R. M. Aktyvnoe vozdeistviye na protsess razrobotky mestorozhdeniy pryrodnykh hazov s tseliu povyisheniya uhlevodorodootdachy plastov. *Doklady mezhdunarodnoi konferentsyy "Razrabotka hazokondensatnyikh mestorozhdeniy"*. Sektsiya 3. *Razrabotka neftehazokondensatnyikh mestorozhdeniy*. Krasnodar, 1990. P. 24-28. [in Russian]

7. Kartash N. K., Povzhyk P. P., Belonozhko A. Y. Novyyi metod podderzhaniya plastovoho davleniya v hazokondensatnykh zalezakh y eho efektyvnost. *Geopetrol, Sekcija IV, Eksploatacija zloz ropy i gazu ziemnego*. P 861-866. [in Russian]

8. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. Za zah. red. d.t.n. V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

9. Bikman Ye. S., Hnyp M. P., Doroshenko V. M. ta in. Perspektyvy pidvyshchennia vuhlevodneviddachi Andriiashivskoho HKR. *Nafta i haz Ukrainy*: Materialy 8-yi mizhnarodn. nauk.-prakt. konf. "Nafta i haz Ukrainy – 2004" (m. Sudak, 29 veresnia - 1 zhovtnia 2004 r.) u 2-kh tomakh. L.: "Tsentr Yevropy", 2004. Vol. 2. P. 19-21. [in Ukrainian]

10. Zakyrov S. N., Shandryzhyn A. N. Yssledovanye protsessov vyitesneniya haza vodoi yz treshchynovato-porystyikh kollektorov: fizycheskye zakonomernosti na osnove laboratornykh eksperymentov. Yn-t problem nefty y haza AN SSSR y Hosobrazovanyia SSSR, 1989. 49 p. [in Russian]

11. Uliashev V.E., Burakov Yu.H., Ershov S.E., Yvanov V.V. Eksperimentalnaia otsenka obyomov zashchemleniya y yzvlecheniya haza yz obvodnyonnykh karbonatnykh otlozheniy putyom otborov plastovoi vodyi. (SeverNYPYhaz, h. Ukhta). Nauchnyie problemy y perspektyvyi neftehazovoi otrasly v Severo-Zapadnom rehyone Rossyy: Nauchno-tekhnycheskyi sbornyk. Ch. 2. Razrabotka y ekspluatatsiya mestorozhdeniy. Kompleksnyie yssledovanyia plastov y skvazhyn. Ukhta: 2005. P. 82-98. [in Russian]

12. Hnyp M. P., Prokopiv V. Y., Doroshenko V. M., Tarabarynov P. V., Mykhailiuk V. D. Druk. Sposib rozrobky hazokondensatnoho rodovyshcha. Patent Ukrainy № 76353. V biul. No 7, 2006. [in Ukrainian]

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-2(79)-24-31

ВПЛИВ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ДІОКСИДОМ ВУГЛЕЦЮ

¹С. В. Матківський *, ²О. Р. Кондрат, ²Л. І. Хайдарова, ²О. В. Бурачок

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20; тел./факс (05773) 3-17-55,
e-mail: matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com, oburachok@googlegmail.com

Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання, досліджено вплив технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин на ефективність регулювання процесу обводнення газоконденсатних покладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті. Дослідження проведено для різних значень дебіту природного газу. Результати моделювання свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю в якості агента нагнітання. Високі витіснюючі властивості діоксиду вуглецю забезпечують підвищення рухомості пластових флюїдів (конденсату, нафти) та зменшення рухомості пластової води. Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на початковому газоводяному контакті забезпечує створення додаткового гідродинамічного та фільтраційного опорів на шляху руху пластової води. Завдяки цьому відбувається часткове блокування надходження пластової води в газонасичені горизонти та забезпечується безводна експлуатація видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки покладу. За результатами обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі газоводяного контакту, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється не значно. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин оптимальне значення дебіту видобувної свердловини становить 55,93 тис.м³/добу. Прогнозний коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу видобутку газу становить 64,99 %, а при розробці на виснаження – 58,34 %. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність впровадження технологій нагнітання діоксиду вуглецю в поклади, що розробляються за водонапірного режиму з метою регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вилучення газу.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, газоводяний контакт, обводнення, защемлений газ, нагнітання діоксиду вуглецю.

С использованием основных инструментов гидродинамического моделирования исследовано влияние технологических режимов эксплуатации добывающих скважин на эффективность регулирования процесса обводнения газоконденсатных залежей путем нагнетания диоксида углерода на начальном газоводяном контакте. Исследование проведено для различных значений дебита газа. Результаты моделирования свидетельствуют о высокой технологической эффективности использования диоксида углерода в качестве

агента нагнетання. Высокие вытесняющие свойства диоксида углерода обеспечивают повышение подвижности пластовых флюидов (конденсата, нефти) и уменьшение подвижности пластовой воды. Внедрение технологии нагнетания диоксида углерода в продуктивные залежи на начальном газодляном контакте обеспечивает создание дополнительного гидродинамического и фильтрационного сопротивления на пути движения пластовой воды. Благодаря этому происходит частичное блокирование поступления пластовой воды в газонасыщенные горизонты и обеспечивается безводная эксплуатация добывающих скважин на протяжении длительного периода доработки залежи. По результатам обработки расчетных данных определено оптимальное значение темпа добычи природного газа при нагнетании диоксида углерода в продуктивную залежь на границе газодляного контакта, за пределами которого коэффициент извлечения газа меняется незначительно. На момент прорыва диоксида углерода в добывающие скважины оптимальное значение дебита добывающей скважины составляет 55,93 тыс.м³/сут. Прогнозный коэффициент извлечения газа для приведенного оптимального значения темпа добычи газа составляет 64,99%, а при разработке на истощение – 58,34%. Результаты проведенных исследований свидетельствуют о технологической эффективности внедрения технологий нагнетания диоксида углерода в залежи, которые разрабатываются при водонапорном режиме с целью регулирования процесса поступления пластовой воды в продуктивные залежи и увеличения конечного коэффициента извлечения газа.

Ключевые слова: цифровое моделирование, газоконденсатная залежь, водонапорный режим, газодляной контакт, обводнение, защемленный газ, нагнетания диоксида углерода.

Using the main tools of hydrodynamic modeling, the study of the influence of production well operating parameters on the regulation effectiveness of the gas condensate reservoirs' flooding process by injection of carbon dioxide at the initial gas-water contact has been carried out. The study has been undertaken for various values of gas flow rate. The simulation results indicate a high technological efficiency of using carbon dioxide as an injection agent. High displacing properties of carbon dioxide provide an increase in the mobility of formation fluids (condensate, oil) and a decrease in the mobility of formation water. The introduction of the technology for injecting carbon dioxide into productive reservoirs at the initial gas-water contact provides the creation of additional hydrodynamic and filtration resistance on the path of formation water movement. Due to which the inflow of formation water into gas-saturated horizons is partially blocked and waterless operation of production wells is ensured during a longer period of further field development. Based on the results of processing the calculated data, the optimal value of the rate of natural gas production has been determined under the carbon dioxide injection into the productive reservoir at the boundary of the gas-water contact, outside of which the gas recovery factor changes insignificantly. At the time of the carbon dioxide breakthrough into the production wells, the optimal production rate of the production well is 55.93 th.m³/day. The predicted gas recovery factor for the given optimal value of the gas production rate is 64.99 %, and when developing for depletion it is 58.34 %. The results of the studies carried out indicate the technological efficiency of the introduction of technologies for injecting carbon dioxide into reservoirs, which are developed in a water drive in order to regulate the process of formation water flow into productive reservoirs and increase the final gas recovery factor.

Key words: digital modeling, gas condensate reservoir, water drive, gas-water contact, flooding, trapped gas, carbon dioxide injection.

Вступ

Більшість родовищ вуглеводнів України перебувають на завершальній стадії розробки та характеризуються значною виснаженістю продуктивних покладів. Особливістю завершальної стадії розробки є вибіркоче обводнення продуктивних покладів та виснаженість пластової енергії [1-2].

Обводнення свердловин у випадку прояву водонапірного режиму розробки є закономірним та неминучим процесом і може бути пов'язане як із "аварійним" проривом води з водоносних пластів через неякісне кріплення обсадних колон свердловин, так і проривом пластової води через високопроникні пропластки. У випадку аварійного обводнення видобувних свердловин необхідно ізолювати приплив води, оскільки прорив пластової води призводить до зниження поточного видобутку вугле-

воднів та кінцевого коефіцієнту газовилучення [3].

Родовища вуглеводнів, що відкриті за останні роки, характеризуються складною будовою, великими глибинами залягання продуктивних покладів, незначними запасами та не можуть істотно вплинути на підтримання видобутку вуглеводнів [4]. Враховуючи вище наведене, існує необхідність у вдосконаленні технологій розробки газових та газоконденсатних родовищ в умовах прояву водонапірного режиму на різних стадіях їх розробки. Зважаючи на залишкові запаси защемленого пластовою водою природного газу, існує необхідність у напрацюванні нових підходів до розробки родовищ вуглеводнів в умовах низьких пластових тисків та вибіркового обводнення продуктивних покладів з метою підвищення вуглеводневилучення.

Проблема обводнення продуктивних покладів та газоконденсатних свердловинах є надзвичайно актуальною на даний час не тільки для нафтогазової галузі України, але і для світової практики видобування природних вуглеводнів. Вирішення проблеми попередження обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин є одним із напрямів енергоощадного розвитку економіки держави [3].

В даній статті розглянуто технологію нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту для сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади з метою підвищення коефіцієнта газовилучення на прикладі цифрової тривимірної моделі.

Постановка проблеми

Продуктивні поклади газових та газоконденсатних родовищ зазвичай пристосовані до водонапірних систем та розробляються в умовах прояву водонапірного режиму розробки [3]. Складність видобутку залишкових запасів природного газу в умовах просування пластової води в продуктивні поклади пов'язана з обводненням газонасичених пластів та видобувних свердловин. Через нерівномірне дренавання продуктивних покладів відбувається неконтрольоване переміщення газоводяного контакту продуктивним розрізом та площею газонасиченості. Неоднорідність продуктивних покладів (як за товщиною, так і за площею) призводить до відтинання фронтом пластової води ділянок продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю [1].

Для напрацювання оптимальних шляхів вилучення мікро- та макрозащемленого газу з продуктивних покладів проведено значну кількість досліджень, однак, до цих пір проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ вуглеводнів, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму, не достатньо досліджена.

Для вдосконалення існуючих та розробки нових технологій інтенсифікації видобутку вуглеводнів в умовах прояву водонапірного необхідно проводити додаткові дослідження з використанням цифрового моделювання.

Виклад основного матеріалу

Видобування вуглеводнів з виснажених родовищ на завершальній стадії розробки супроводжується певними ускладненнями, пов'язаними з виснаженням пластової енергії, низькодебітністю та обводненням свердловин [5].

Основними причинами обводнення видобувних свердловин є надходження законтурної води високопроникними пропластками, а також за рахунок перетікання води негерметичним заклонним простором з інших горизонтів, або втратою герметичності експлуатаційної колони свердловини.

Обводнення продуктивних горизонтів в умовах просування пластової води в поклади є цілком природним процесом, який повинен бути контрольованим [2].

Поряд із проблемою контролю за просуванням пластової води в продуктивні поклади існує необхідність у вилученні мікро- та макрозащемленого природного газу пластовою водою. За результатами проведених численних досліджень вітчизняними та іноземними науковцями встановлено технологічну ефективність витіснення залишкового газу шляхом нагнітання неуглеводневих газів у продуктивні поклади.

Можливість використання неуглеводневих газів у нафтогазовій промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття [6]. Серед неуглеводневих газів найбільш дешевим і доступним для використання є повітря, однак повітря при змішуванні із природним газом утворює вибухонебезпечну суміш за певного вмісту газу у повітрі.

На основі аналізу результатів теоретичних досліджень встановлено ефективність використання діоксиду вуглецю в якості агенту нагнітання [7-9]. Згідно результатів математичного моделювання процесу розробки газового покладу з нагнітанням в продуктивний поклад діоксиду вуглецю встановлено, що найвищий коефіцієнт вуглеводневилучення забезпечується у випадку розробки продуктивного покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим нагнітанням у пласт діоксиду вуглецю [10-11].

Широкого застосування в нафтогазовій промисловості набуло використання азоту в якості агенту нагнітання. Результати лабораторних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність нагнітання азоту в продуктивні поклади [12-15]. Відповідно до проведених в ІФНТУНГ теоретичних досліджень підтверджено ефективність нагнітання азоту в продуктивні поклади з метою витіснення залишкових запасів природного газу [16-17].

Впровадження технології нагнітання азоту в обводнені зони продуктивного покладу дозволяє збільшити газонасиченість пористого середовища та створити необхідні умови для

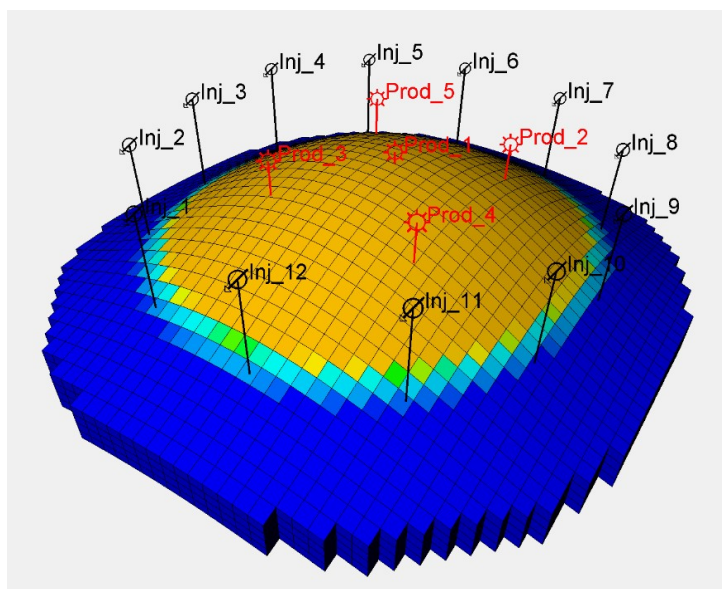


Рисунок 1 – Концептуальна цифрова тривимірна модель газоконденсатного покладу

руху защемленого пластовою водою природного газу.

Використання азоту в якості агента нагнітання при водонапірному режимі розробки продуктивних покладів не спричиняє агресивності середовища та не призводить до корозії свердловинного обладнання [18-19].

Результати лабораторних досліджень свідчать, що кінцевий коефіцієнт вилучення газу у випадку витіснення його з використанням неуглеводневих газів залежить від типу витіснювального агента та ступеня неоднорідності колектору.

Згідно з результатами проведених теоретичних досліджень встановлено, що для забезпечення більш повного охоплення продуктивного покладу розробкою бажаним було б повне попередження просування пластової води в продуктивні поклади, однак практичного вирішення даної проблеми на сьогоднішній день так і не знайдено [20].

З метою вдосконалення існуючих технологій розробки продуктивних покладів в умовах прояву пружноводонапірного режиму розробки проведено додаткові дослідження з використанням гідродинамічного моделювання. Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel, досліджено вплив темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті на коефіцієнт вилучення газу.

Для проведення досліджень побудовано цифрову тривимірну модель газоконденсатного покладу. Концептуальна цифрова тривимірна модель газоконденсатного покладу наведена на рисунку 1.

Основні параметри цифрової моделі: початковий пластовий тиск – 35 МПа; пластова температура – 358 К; коефіцієнт відкритої пористості становить 0,18; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $8,65 \cdot 10^{-3}$ мкм²; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8; товщина пласта – 15,4 м; глибина залягання продуктивного пласта – 3300 м. Запаси газу становлять 800,9 млн м³, а конденсату – 65,5 тис.т.

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з дебітом газу на рівні 50 тис.м³/добу в одну свердловину протягом 16 місяців. Дослідження виконано для різних значень дебітів природного газу. Дебіт видобувної свердловини для проведення розрахунків прийнято на рівні: 30, 40, 50, 60, 70 тис.м³/добу. Для урахування фізичних процесів, що мають місце при фільтрації газу в пласті при нагнітанні діоксиду вуглецю, використано композиційну модель для газоконденсатного покладу [21-22].

На основі результатів гідродинамічного моделювання встановлено значний вплив технології нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті на основні технологічні показники розробки газоконденсатного покладу.

Аналізуючи результати розрахунків залежності часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин в залежності від дебіту газу, можна зробити висновок про те, що завдяки збільшенню дебіту природного газу зменшується період розробки продуктивного покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини. Чим більший дебіт природного газу, тим швидше діоксид вуглецю проривається у видобувні свердловини і тим швидше

приводить до виведення видобувних свердловин з експлуатації.

При експлуатації видобувних свердловин з постійним дебітом газу на рівні 30 тис.м³/добу діоксид вуглецю досягає видобувних свердловин через 70 місяців. Збільшення дебіту видобувних свердловин до 80 тис.м³/добу призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до 31 місяця.

Аналізуючи отримані залежності пластового тиску в залежності від різних темпів виснаження продуктивного покладу слід відмітити, що чим більший темп видобутку, тим інтенсивніше знижується пластовий тиск в продуктивному покладі.

Аналізуючи отримані результати моделювання, необхідно звернути увагу на характер залежностей динаміки пластового тиску в часі в залежності від дебітів газу. Характер зміни пластового тиску в часі згідно результатів моделювання зумовлений відключенням видобувних свердловин у зв'язку з проривом діоксиду вуглецю або обводненням.

Динаміка пластового тиску в залежності від дебіту природного газу наведена на рисунку 2.

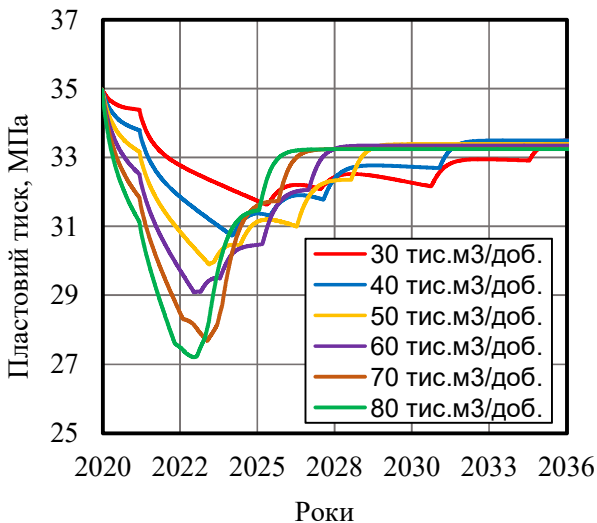


Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску залежно від дебіту видобутку природного газу

На основі результатів моделювання здійснено розрахунок накопиченого видобутку води при розробці продуктивного покладу на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. Результати наведено в таблиці 1.

На основі порівняльного аналізу варіантів розробки продуктивного покладу на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю за різних темпів виснаження продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку води при розробці продуктивного покладу на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад

Дебіт газу, тис.м ³ /добу	Накопичений видобуток води, м ³	
	Виснаження	Нагнітання
30	148,209	20,414
40	440,307	70,882
50	561,380	98,071
60	728,888	150,910
70	727,290	197,746
80	1307,375	272,296

свердловини встановлено, що збільшення темпу видобутку газу у варіанті з нагнітанням не-вуглеводневого газу призводить до скорочення об'ємів видобутку пластової за рахунок створення штучного бар'єру між пластовою водою та природним газом в порівнянні з розробкою на виснаження.

Залежності накопиченого видобутку води на кінець розробки газоконденсатного покладу для різних дебітів природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю наведено на рисунку 3.

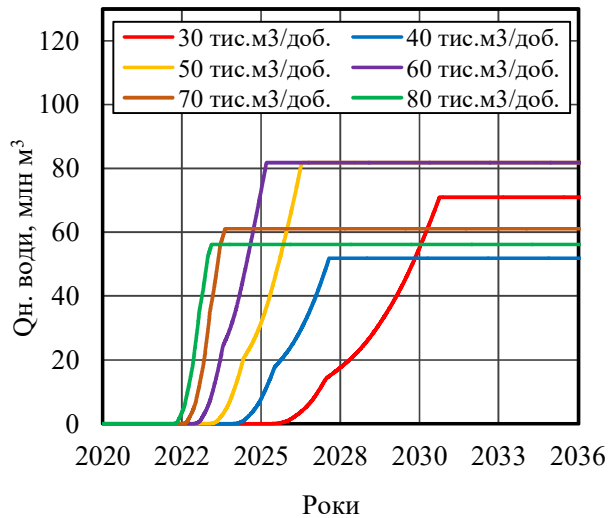
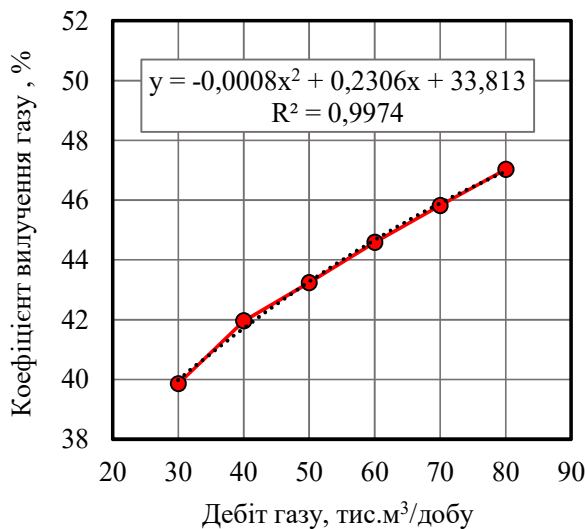


Рисунок 3 – Залежності накопиченого видобутку водина кінець розробки газоконденсатного покладу для різних дебітів природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю

Враховуючи різницю в густинах діоксиду вуглецю та води, а також розчинність діоксиду вуглецю в пластовій воді на основі проведених досліджень, можна стверджувати, що нагнітання діоксиду вуглецю частково блокує вибіркоче просування пластової води і тим самим забезпечує стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин.

На основі отриманих результатів моделювання здійснено розрахунок величини коефіцієнтів вилучення природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за величиною накопиченого видобутку пластової води.

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що збільшення дебіту природного газу обумовлює підвищення коефіцієнта газовилучення на момент його прориву у видобувні свердловини. Залежність коефіцієнта газовилучення від дебіту природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин наведена на рисунку 4.



Рисunek 4 – Залежність коефіцієнта газовилучення від дебіту природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення дебіту природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад по периметру початкового газоводяного контакту, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється не суттєво.

На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення дебіту видобувної свердловини становить 55,93 тис.м³/добу. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення дебіту природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади дорівнює 64,99 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу становить 58,34 %

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на

границі газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

Висновки

Наведені результати гідродинамічного моделювання процесу нагнітання неуглеводневих газу продуктивні поклади з метою сповільнення просування пластової свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення коефіцієнта газовилучення.

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі газоводяного контакту дозволяє створити штучний бар'єр між пластовою водою та природним газом, завдяки якому згідно з результатами проведених розрахунків досягається зменшення об'ємів видобутку пластової води.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення дебіту природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин оптимальне значення дебіту становить 55,93 тис.м³/добу. Оптимальне відношення темпу видобутку природного газу до темпу нагнітання діоксиду вуглецю дорівнює 1,12. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення становить 64,99 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу становить 58,34%

Література

1. Кондрат Р. М. Активний вплив на процесі розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. Т 1. № 5. С. 12-23.
2. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Бурачок О. В., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № (75). С. 43–51.
3. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафто-

вих свердловин. 1-ше вид. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.

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

5. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. № 3. С. 15-20.

6. Качмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Львів: Центр Європи. 2004. 352 с.

7. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9.

8. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbondioxide (CO₂) in jectionrate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. Dnipro. Ukraine. P. 1-10.

9. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbondioxide in jectionin to the V-16 water drive reservoir of the Hadiachfield (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.

10. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges Shown At The Example Of Three Gas Fields Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

11. SPE 68169. Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. *SPE Middle East Oil Show*. 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.

12. Подюк В. Г., Тер-Саркисов Р. М. и др. Вытеснение защемленного газа азотом из обводнившегося пласта. *Газовая промышленность*. 2000. № 12. С. 33-34.

13. Kondrat O., Lukin O., Smolovyk L.. Analysis of possibilities to increase oil recovery with the use of nitrogen in the context of deep oil deposits of the Dnipro-Donets oil-and-gas Ukrainian province. *Mining of Mineral Deposits*. 2019. Volume 13, Issue 4. P. 107–114.

14. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection durationat the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 16 (109). P. 77–84.

15. Тер-Саркисов Р. М. Технология закачки азота для добычи защемленного и низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2006. № 4. С. 24-26.

16. Кондрат Р. М. Хайдарова Л.І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 4. С. 15-22.

17. Kondrat R. M. Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. № 5. С. 23-28

18. Sumeer Kalra, XingruWu. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. *SPE Western North Americanand Rocky Mountain Joint Meeting*. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

19. Игнатъев Н.А., Синцов И.А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности. *Фундаментальные исследования*. 2015. № 11 (часть 4). С. 678-682.

20. 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.

21. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O.. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Basedon Limited Data. *82nd eageconference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P. 1-5.

22. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. № 2. С. 43-48.

References

1. Kondrat R. M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta innovatsii*. 2005. Vol 1. No 5. P. 12-23. [in Ukrainian]

2. Matkivskiy S. V., Kondrat O. R., Burachok O. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu neznachnoho proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnoho

balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2020. No (75). P. 43–51. [in Ukrainian]

3. Boiko V. S., Boiko R. V., Keba L. M., Seminskyi O. V. *Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlovyn.* 1-she vyd. Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. 791 p. [in Ukrainian]

4. Kondrat O. R. Kondrat R. M. *Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhenia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu. Naftohazova haluz Ukrainy.* 2019. No 4. P. 21-26. [in Ukrainian]

5. Kondrat R. M., Kondrat O. R. *Pidvyshchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. Naftohazova haluz Ukrainy.* 2017. No 3. P. 15-20. [in Ukrainian]

6. Kachmar Yu. D., Svitlytskyi V. M., Syniuk B. B., Yaremiichuk R. S. *Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodniv u sverdlovynu.* Lviv: Tsent Yevropy, 2004. 352 p. [in Ukrainian]

7. Mamora D. D. Seo J. G. *Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, SPE Technical Conference and Exhibition, 29 Sept. 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9.*

8. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. *Investigation of the influence of the carbondioxide (CO₂) in jectionrate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. Global Trends, Challenges and Horizons.* November. 2020. Dnipro. Ukraine. P. 1-10.

9. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. *Approval of the technology of carbondioxide in jectionin to the V-16 water drive reservoir of the Hadiachfield (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. Technology and system of power supply.* 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.

10. SPE 130151. *Enhanced Gas Recovery - Challenges Shown At The Example Of Three Gas Fields* Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition.* 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

11. SPE 68169. *Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap.* Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. *SPE Middle East Oil Show.* 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.

12. Podyuk V. G., Ter-Sarkisov R. M. i dr. *Vyitesnenie zaschemlenogo gaza azotom iz obvodnivshegosya plasta. Gazovaya promyshlennost.* 2000. No 12. P. 33-34. [in Russian]

13. Kondrat O., Lukin O., Smolovyk. L. *Analysis of possibilities to increase oil recovery with the use of nitrogen in the context of deep oil deposits of the Dnipro-Donetskoil-and-gas Ukrainian province Mining of Mineral Deposits.* 2019. Vol 13, Iss 4. P. 107 – 114.

14. Matkivskiy S., Kondrat O. *The influence of nitrogen injection durationat the initial gas-water contact on the gas recovery factor. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies.* 2021. № 16 (109). P. 77–84.

15. Ter-Sarkisov R. M. *Tehnologiya zakachki azota dlya dobyichi zaschemlennogo i nizkonapornogo gaza. Gazovaya promyshlennost.* 2006. No 4. P. 24-26. [in Russian]

16. Kondrat R. M. Khaidarova L. I. *Vplyv tsyklichnosti nahnitannia azotu z riznym tempom u vysnazhenyi hazovyi poklad na kintsevyi koefitsient hazovyluchennia. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 4. P. 15-22. [in Ukrainian]

17. Kondrat R. M. Khaidarova L. I. *Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. Naukoviy visnyk Natsionalnoho hirnychoho universytetu.* 2017. No 5. P. 23-28

18. Sumeer Kalra, XingruWu. *CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. SPE Western North Americanand Rocky Mountain Joint Meeting.* 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

19. Ignatev N. A., Sintsov I. A. *Opyit i perspektiviyi zakachki azota v neftegazovoy promyshlennosti. Fundamentalnyie issledovanie.* 2015. No11 (Part 4). P 678-682. [in Russian]

20. Kondrat O. R. *Vydobutok zashchemlenoho hazu z obvodnenykh rodovyshch. Tezy nauk.-tekh. konf. prof.-vykl. skladu un-tu nafty i hazu.* Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, NDI NHT, 1997. P. 6. [in Ukrainian]

21. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O.. *Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Basedon Limited Data. 82nd eageconference & exhibition.* 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P. 1-5.

22. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. *Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli "chornoj nafty" dlia modeliuvannia hazokondensatnykh pokladiv. Mineralni resursy Ukrainy* 2020. No 2. P. 43-48. [in Ukrainian]

ВИКОРИСТАННЯ КРИВИХ ВІДНОВЛЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ БУДОВИ ВІДДАЛЕНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

¹О. Р. Кондрат, ²Н. М. Гедзик, ¹В. О. Приходько

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (0342) 72-71-41,
e-mail: public@nung.edu.ua

²НДПІ ПАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2;
e-mail: alexkondratr@gmail.com, nazarii.hedzyk@gmail.com

Проектування високоєфективних систем розробки родовищ, їх контроль і керування потребують достовірної інформації про фільтраційно-ємнісні властивості та будову продуктивних пластів. До найбільш поширених та інформативних методів отримання інформації відносять гідродинамічні дослідження свердловин за кривими відновлення тиску (КВТ). Вони дають можливість дослідити будову та параметри віддаленої зони пласта на значній відстані від свердловини (десятки та сотні метрів), що дає змогу приймати обґрунтовані рішення в процесі розробки родовищ. Тому використання методів обробки КВТ з метою отримання максимуму інформації є надзвичайно актуальним для процесів видобування вуглеводнів. Гідродинамічні дослідження свердловин на неусталених режимах фільтрації є одним із потужних інструментів для оцінки стану продуктивного пласта, будови віддаленої зони пласта і оцінки потенціалу свердловини. Використання сучасних програмних засобів обробки результатів досліджень свердловин дозволяє отримати значно більше інформації з класичних результатів, уточнити уявлення про будову родовища та параметри продуктивних відкладів. Метою даної роботи є узагальнення світового досвіду щодо впливу віддаленої зони пласта на характер КВТ та її похідну при гідродинамічних дослідженнях свердловин на неусталених режимах фільтрації. У даній статті проведено аналіз існуючих публікацій, узагальнено досвід поведінки КВТ та її похідної для різних границь. Дослідження проведено з використанням програмного комплексу KAPPA Saphir, ліцензією на використання якої у навчальних цілях володіє ІФНТУНГ. Наведені методики обробки КВТ можуть бути використані для визначення параметрів та будови віддаленої зони пласта та прийняття на їхній основі ефективних рішень для регулювання розробки родовищ, а також під час створення геологічних моделей родовищ.

Ключові слова: дослідження свердловин, КВТ, похідна Бурде, будова віддаленої зони пласта, інтерпретація результатів досліджень свердловин.

Проектирование высокоэффективных систем разработки месторождений, их контроль и управление требует достоверной информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах и строении продуктивных пластов. К наиболее распространенным и информативным методам получения информации относят гидродинамические исследования скважин по кривым восстановления давления (КВД). Они позволяют исследовать строение и параметры удаленной зоны пласта на значительном расстоянии от скважины (десятки и сотни метров), что позволяет принимать обоснованные решения в процессе разработки месторождений. Поэтому использование методов обработки КВД с целью получения максимума информации является чрезвычайно актуальным для процессов добычи углеводородов. Гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации являются одним из мощных инструментов для оценки состояния продуктивного пласта, строения удаленной зоны пласта и оценки потенциала скважины. Использование современных программных средств обработки результатов исследований скважин позволяет получить гораздо больше информации из классических результатов, уточнить представления о строении месторождения и параметры продуктивных отложений. Целью данной работы является обобщение мирового опыта относительно влияния удаленной зоны пласта на характер КВД и ее производную при гидродинамических исследованиях скважин на неустановившихся режимах фильтрации. В данной статье проведен анализ существующих публикаций, обобщен опыт поведения КВД и ее производной для различных границ. Исследование проведено с использованием программного комплекса KAPPA Saphir, лицензией на использование которой в учебных целях обладает ИФНТУНГ. Описанные методики обработки КВД могут быть использованы для определения параметров и строения удаленной зоны пласта и принятия на их основе эффективных решений для регулирования разработки месторождений, а также при создании геологических моделей месторождений.

Ключевые слова: исследование скважин, КВД, производная Бурдэ, строение удаленной зоны пласта, интерпретация результатов исследований скважин.

The design of highly efficient field development systems, their control and management require reliable information about the reservoir properties and structure of productive deposits. Among the most common and informative methods of obtaining information is well testing with the help of pressure build-up curves (PBU). The latter make it possible to study the structure and parameters of the farfield at a considerable distance from the well (tens and hundreds of meters), which allows to make informed decisions in the process of field development. Therefore, the use of PBU test interpretation methods in order to obtain maximum information is extremely relevant for hydrocarbon recovery processes. Well testing under nonequilibrium filtration conditions is one of the powerful tools for assessing the reservoir parameters, the structure of the farfield and assessing the well potential. The use of modern software tools for well test results interpretation allows to obtain much more information from the classical results, to clarify the structure of the field and the parameters of productive reservoirs. The aim of this work is to generalize the world experience of the farfield influence on the character of PBU and its derivative during well testing under nonequilibrium filtration conditions. The study has been conducted using the KAPPA Saphir software package, licensed for use by IFNTUOG for educational purposes. The above methods of PBU interpretation can be used to determine the farfield parameters and structure. On the basis of those one can make effective decisions on field development managing and during 3D geological models creation.

Key words: well testing, PBU, Bourdet derivative, farfield structure, well test interpretation.

Постановка проблеми дослідження

На даний час ефективно регулювання процесів розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ відіграє важливу роль у розвитку нафтогазової галузі України. Регулювання процесу розробки ґрунтується на інформації щодо фільтраційних параметрів у привибійній та віддаленій зонах продуктивного пласта [1]. Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів використовують для:

- визначення фільтраційно-ємнісний властивостей продуктивних пластів;
- прийняття рішень щодо проведення обробки ПЗП з метою покращання продуктивних характеристик пластів;
- визначення оптимальних параметрів роботи експлуатаційних свердловин;
- побудови або уточнення гідродинамічних моделей покладів і родовищ;
- розробки технологічних документів (проектів) на розробку родовищ;
- контролю та регулювання процесу розробки;
- оцінювання запасів покладів вуглеводнів.

На сьогодні в промислових умовах підприємства нафтогазовидобувного комплексу України переважно застосовують методи інтерпретації гідродинамічних досліджень продуктивних пластів, які були розроблені минулого століття. Підвищення достовірності результатів інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин є актуальним на даний час і дає змогу отримати більш якісну і повну інформацію про стан колектора та його характеристики [2].

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Основними методами дослідження свердловин у процесі їх експлуатації є *гідродинамічні методи*, теоретично достатньо повно обґрун-

товані в так званих обернених задачах підземної гідрогазомеханіки. Фактично ці методи вивчають характер припливу рідини та газу до свердловин і ґрунтуються на вимірюванні їх дебітів, вибійних тисків, термодинамічних умов фільтрації свердловинної продукції в привибійній зоні та при підйомі на поверхню.

Особливістю гідродинамічних методів дослідження є можливість отримання більш достовірної інформації про геологічну будову нафтових родовищ загалом та можливість запобігти виникненню значних помилок, які можуть мати місце при використанні прямих методів дослідження, наприклад, при визначенні фізичних параметрів продуктивних пластів за керновим матеріалом.

Гідродинамічні методи дозволяють отримати осереднену (інтегральну) характеристику промислових колекторів. Практично, це єдині можливі на даний час методи, які дозволяють вивчати віддалені від свердловин зони пласта. Основними гідродинамічними методами дослідження свердловин є:

1. *Дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації* (побудова індикаторних ліній припливу флюїдів до свердловин).
2. *Дослідження свердловин при нестационарних режимах фільтрації* (запис кривої відновлення тиску на вибої свердловин після зміни режиму її роботи).
3. *Гідропрослуховування пластів* на основі вивчення взаємодії багатьох свердловин.

Існує понад 120 різних методик обробки КВТ [2], які враховують особливості будови і роботи пласта та свердловини. Перші з них були впроваджені в 1950-тих роках з використанням спеціальних графічних залежностей (графіки в напівлогарифмічному масштабі, Міллера-Дайса-Хатчінсона, Хорнера) і спочатку фокусувалися на специфічному режимі потоку під назвою нескінченний радіальний фільтраційний

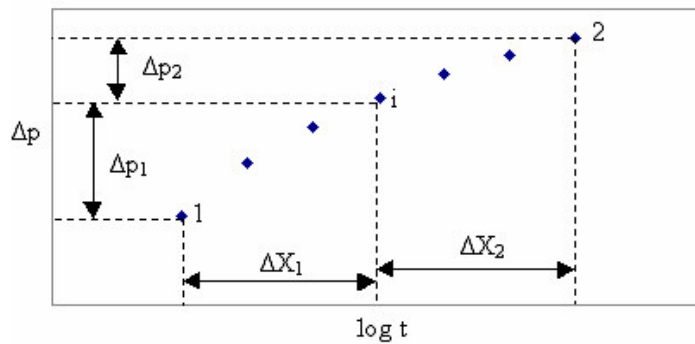


Рисунок 1 – Схема вибору точок КВТ із напівлогарифмічного графіку для отримання похідної Бурде

потік (IARF). За цими графічними залежностями можна було визначити продуктивність свердловини та основні колекторські властивості пласта. Також було розроблено спеціальні графіки і для інших режимів потоку (лінійний, білінійний, псевдоусталений режим та ін.). До основних методик обробки КВТ належать:

- метод відновлення тиску (дотичної);
- метод Хорнера;
- метод Мінієва;
- метод поправочного коефіцієнта;
- метод УкрНДГРІ;
- метод Полларда та ін.

В результаті оброблення КВТ за різними методами отримуємо [3]:

- фільтраційні параметри ПЗП: коефіцієнт гідропровідності $\varepsilon_{ПЗП}$, коефіцієнт проникності $k_{ПЗП}$, коефіцієнт п'єзопровідності $\chi_{ПЗП}$;
- фільтраційні параметри пласта: ε , k , χ ;
- коефіцієнт досконалості свердловини δ ;
- зведений радіус свердловини $r_{зв}$;
- скін-ефект S ;

Всі ці методи мають свої переваги під час інтерпретації КВТ, однак у всіх основним недоліком була погана роздільна здатність графічних залежностей та цілий ряд можливих невизначеностей, які можуть суттєво впливати на результат інтерпретації. Наприклад, у разі розрахунку скін-ефекту аналіз для умови “нескінченного пласта” потребує досить тривалого періоду видобутку; в іншому випадку рівняння визначення скін-ефекту буде неправильним. Також інтерпретатору було дуже просто прокреслити пряму через дві останні точки відновлення тиску і прийняти це за “нескінченний пласт” навіть у тих випадках, коли радіальний режим припливу не досягається.

У 1983 році похідна Бурде (похідна нахилу графіка в напівлогарифмічних координатах, нанесена на білогарифмічний графік) значно підвищила діагностичні можливості, роздільну

здатність і надійність нового покоління типових кривих. Поява похідної Бурде призвела до революції в підході до аналізу досліджень свердловин на нестационарних режимах фільтрації. Такий підхід дав більше поле огляду і примножив аналітичні можливості, однак і ускладнив діагностику.

$$P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial (\ln \Delta t)}, \quad (1)$$

де P' – швидкість зміни тиску відносно логарифму часу, яка дорівнює тангенсу кута кривої $P(t)$ на напівлогарифмічному графіку.

Для обчислення похідної Бурде в будь-якій заданій точці використовується мінімум одна точка до і одна точка після обраної точки. Для прикладу на рисунку 1 зображено схему вибору точок для розрахунку похідної Бурде.

Використовуючи ці точки, похідну Бурде визначають наступним чином:

$$P'_i = \frac{\frac{\Delta P_1}{\Delta X_1} \Delta X_2 + \frac{\Delta P_2}{\Delta X_2} \Delta X_1}{\Delta X_1 + \Delta X_2}. \quad (2)$$

Використовуючи даний підхід, ΔX представляє частку часового циклу, що використовується для управління величиною згладжування. Варто звернути увагу, що це значення, як правило, досить невелике (від 0,01 до 0,2), а невелике збільшення ΔX означає значне згладжування, що може суттєво вплинути на точність інтерпретації. В таких умовах ручний розрахунок похідної надзвичайно складний при сучасних замірах вибірного тиску, коли крок зняття значення манометрів може складати 10 секунд, а загальна тривалість зняття КВТ може складати сотні годин.

Застосування похідної під час визначення фільтраційних параметрів пласта дало можливість з великою вірогідністю визначати тип припливу флюїду до свердловини, а також вплив багатьох чинників, які змінюють форму КВТ. Головними такими чинниками є:

- вплив об'єму стовбура свердловини;
- подвійна пористість пласта;
- наявність тріщин у привибійній зоні свердловини;
- наявність слабопроникних і непроникних границь чи розломів у радіусі дронування свердловини;
- геометричні параметри покладу.

Недолік методології обробки КВТ з використанням похідної Бурде полягає в тому, що знайдені рішення не завжди є унікальними, тому перед інженером стоїть складне завдання пошуку найбільш логічної відповіді шляхом обліку всіх доступних йому даних з усіх джерел, не тільки результатів ГДС.

Результати дослідження

На самому початку дослідження зона збудження, яка створена зміною дебіту, зумовленою зупинкою свердловини, поширюється від свердловини в пласт. До того часу, поки хвиля не досягнула якої-небудь границі, пласт поводить себе як нескінченний. Коли зона стисливості досягає межі пласта, характер поведінки вибійного тиску змінюється. Це, в свою чергу, відбивається на характері кривої відновлення пластового тиску та на її похідній [4]. Для різних границь пласта характерна своя поведінка вибійного тиску.

У даній роботі будуть розглянуті наступні моделі границь пласта:

- єдине непроникне порушення;
- канал;
- два порушення, які перетинаються;
- зона постійного тиску;
- замкнутий пласт.

Розглянемо кожен з цих випадків та детальніше опишемо поведінку похідної Бурде [4] для кожного з них.

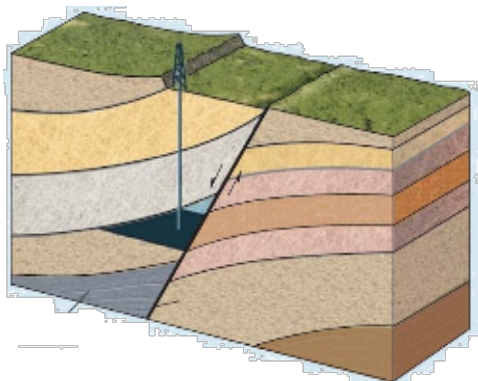


Рисунок 2 – Одне непроникне порушення

Математичній моделі одиничного непроникного порушення може відповідати кілька реальних ситуацій. Серед них:

- непроникне порушення скидового або підкидового типу;
- літологічне заміщення;
- неузгоджене залягання порід.

Присутність непроникної границі характеризується появою другої прямолінійної ділянки з подвійним нахилом на напівлогарифмічному графіку (рис. 3). Кожній прямолінійній ділянці на напівлогарифмічному графіку відповідає стабілізація похідної тиску на білогарифмічному графіку з кординатою, що дорівнює куту нахилу в напівлогарифмічних координатах.

Математичної моделі системи, під назвою «канал», відповідають дві нескінченні непроникні границі, паралельні між собою (рис. 4). Даній моделі можуть відповідати такі реальні ситуації:

- два паралельних непроникних порушення;
- піщані тіла витягнутої форми (бари, канали річок);
- зміна різних фацій, паралельних один одному за простяганням.

Канал визначається шириною l і відстанню d від свердловини до найближчої із границь. Впродовж дослідження свердловини, що знаходиться в каналі, декілька режимів течії змінюють одна одну:

- вплив стовбура свердловини;
- радіальна течія;
- вплив найближчої границі (спостерігається, якщо свердловина сильно зміщена щодо центру каналу);
- лінійна течія.

Характерною особливістю каналу є чіткий прояв режиму лінійної течії. Під час лінійної течії вибійний тиск змінюється лінійно з коренем квадратним з часу.

За властивістю похідної, якщо тиск залежить лінійно від часу в степені n , тоді похідна має форму прямої лінії нахилу n на білогарифмічному графіку (рис. 5).

Отже канал має характерну ознаку – похідна набуває форми прямої лінії нахилу $1/2$ на білогарифмічному графіку. Коли дослідження проводиться в свердловині, що знаходиться в каналі, такі режими течії можуть бути діагностовані на графіку похідної:

- вплив стовбура свердловини: пряма лінія нахилу 1;
- радіальна течія: стабілізація похідної із значенням m ;
- вплив першої границі каналу: стабілізація похідної зі значенням $2m$ (ефект спостерігається в разі $d/l < 0,2$);
- лінійна течія в каналі: пряма лінія нахилу 0,5.

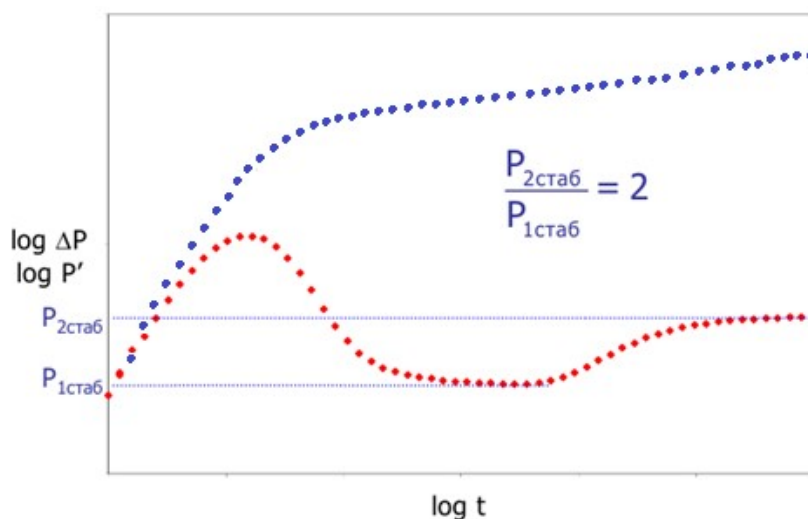


Рисунок 3 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для непроникної границі

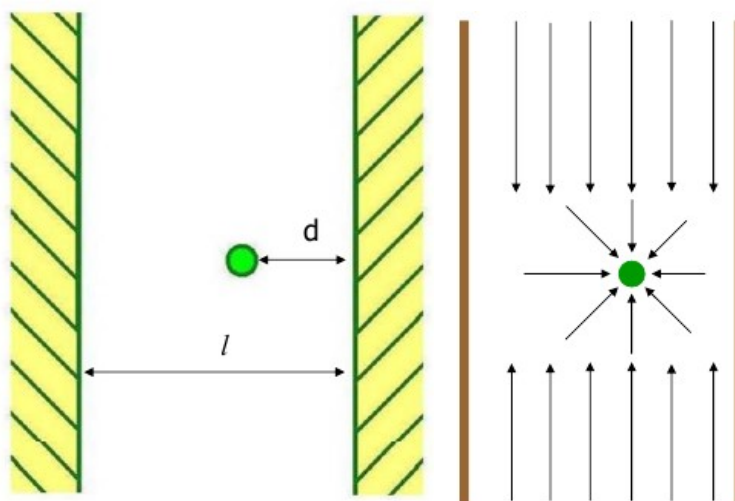


Рисунок 4 – Математична модель системи – «канал»

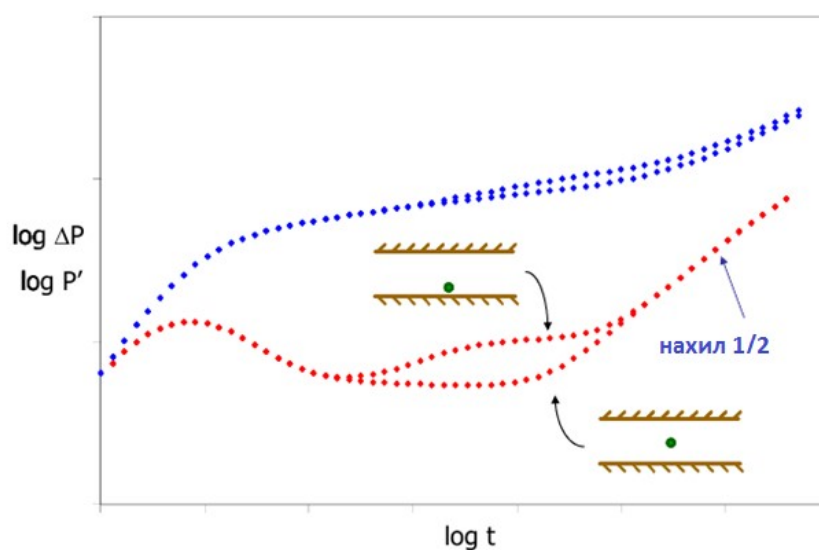


Рисунок 5 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для каналу

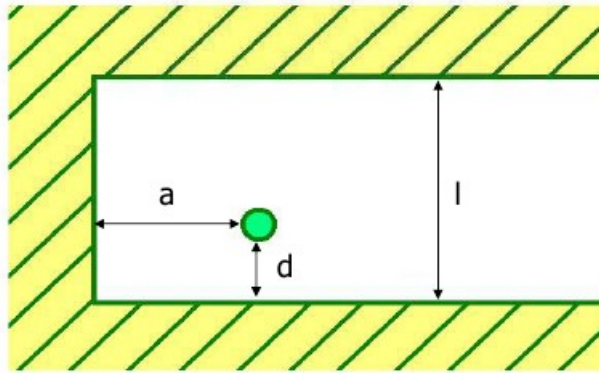


Рисунок 6 – Обмежений канал

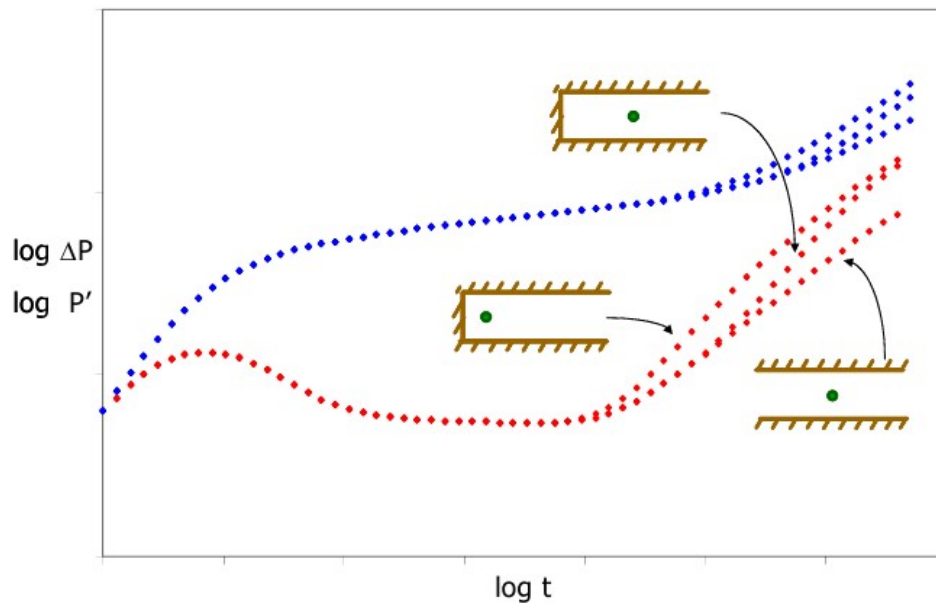


Рисунок 7 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для обмеженого каналу

В процесі дослідження зона стисливості може досягати межі каналу, розташованої на відстані a від свердловини (рис. 6).

У разі обмеженого каналу похідна тиску на білогарифмічному графіку проходить від першої прямої лінії нахилу $1/2$ до другої прямої лінії нахилу $1/2$. Дублювання нахилу на спеціалізованому графіку (P від $t^{1/2}$) відповідає зсуву другої прямолінійної ділянки похідної в 2 рази вгору в білогарифмічних координатах (рис. 7).

На рисунку 7 наведені три види типових кривих в залежності від відстані від свердловини до границі каналу. Коли межа дуже близько розташована до свердловини, похідна, перш ніж встановитися на прямій лінії нахилу $1/2$, різко зростає вгору (з нахилом $> 1/2$). Ця особливість використовується для діагностики межі припливу в каналоподібному пласті.

Іноді протягом дослідження в свердловині можуть бути виявлені дві границі, які перетинаються, наприклад два порушення (рис. 8).

Відстань від свердловини до кожної границі може бути визначена двома методами: за допомогою так званого традиційного методу аналізу і з допомогою похідної тиску.

За традиційним методом аналізу отримуємо КВТ та похідну, зображену на рисунку 9.

Оскільки логарифмічна похідна тиску – це кут нахилу в напівлогарифмічних координатах, то кожна прямолінійна ділянка в цих координатах відповідає стабілізації похідної в білогарифмічних координатах. Отже, якщо свердловина розташована в пласті з двома пересічними під кутом θ границями (порушеннями), то графік зрештою буде стабілізуватися на величині $2\pi m_{in} / \theta$. Якщо свердловина розташована набагато ближче до однієї з границь, то крива похідної, перед тим, як стабілізуватися на величині $2\pi m_{in} / \theta$, вийде на «плато похідної» зі значенням $2m_{in}$.

Коли кут між границями дуже маленький, границі можна вважати практично паралельними.

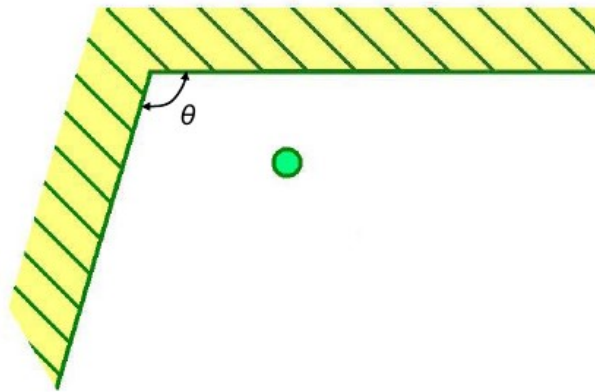


Рисунок 8 – Два порушення, які перетинаються

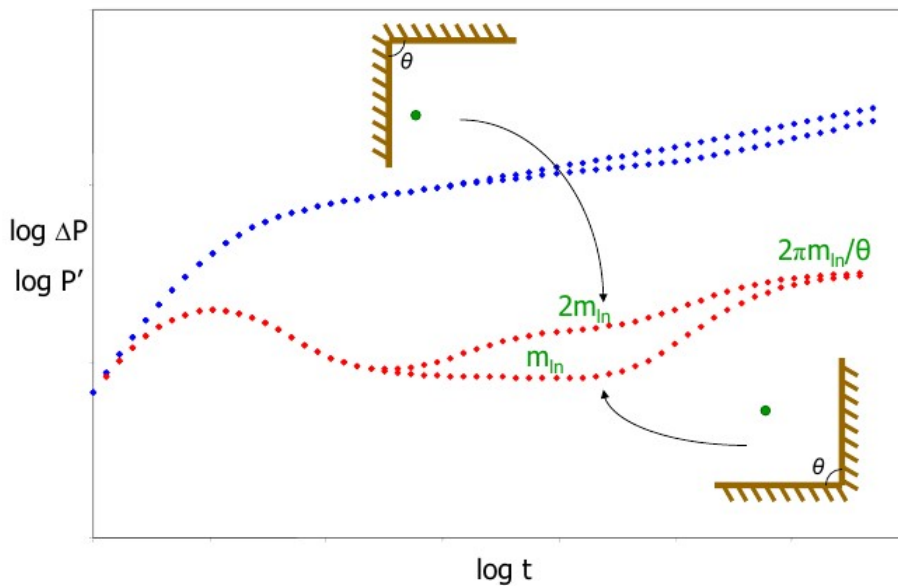


Рисунок 9 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для порушення, які перетинаються

ми. Поведінка тиску в свердловині буде дуже схожа на поведінку тиску в свердловині, розташованій в каналоподібному пласті (рис. 10). Перехідна течія між стабілізацією на величинах m_{in} і $2\pi m_{in} / \theta$ відповідає квазі-лінійній течії з похідною, яка зростає лінійно з нахилом 0,5.

Ефект границі постійного тиску може спостерігатися протягом гідродинамічного дослідження свердловин в декількох випадках (рис.11):

- зона стисливості досягає “газової шапки”;
- зона стисливості досягає законтурної області, причому мобільність води в законтурній зоні набагато більше мобільності нафти в пласті.

Присутність границі постійного тиску характеризується стабілізацією тиску. Тому похідна тиску перетворюється в нуль (рис. 12). Характерна ознака границі постійного тиску - різке зниження кривизни похідної.

Запропоновані методи інтерпретації даних гідродинамічних досліджень свердловин за

КВТ апробовані на гіпотетичному родовищі. При цьому основна увага приділялась видам кривої та її похідної для різних границь пласта. Проведено розрахунки для гіпотетичної свердловини із використанням програми KARPA Saphir.

Для гіпотетичної свердловини досліджено вплив зміни параметрів привибійної та віддаленої зони пласта на характер кривої відновлення пластового тиску та її похідної. Зокрема в даній роботі розглянуто зміну пористості, проникності, товщини пласта та розміру покладу (відстані до границі) на характер КВТ та її похідної. Результати виконаної інтерпретації наведено на рисунках 13-16.

При невідомому значенні пористості по свердловині або розподілі пористості по віддаленій зоні навколо видобувної свердловини можливе уточнення даного параметру за КВТ. Таким чином, було розглянуто зміну пористості для значень 3%, 10% і 30% (умовний варіант) [5].

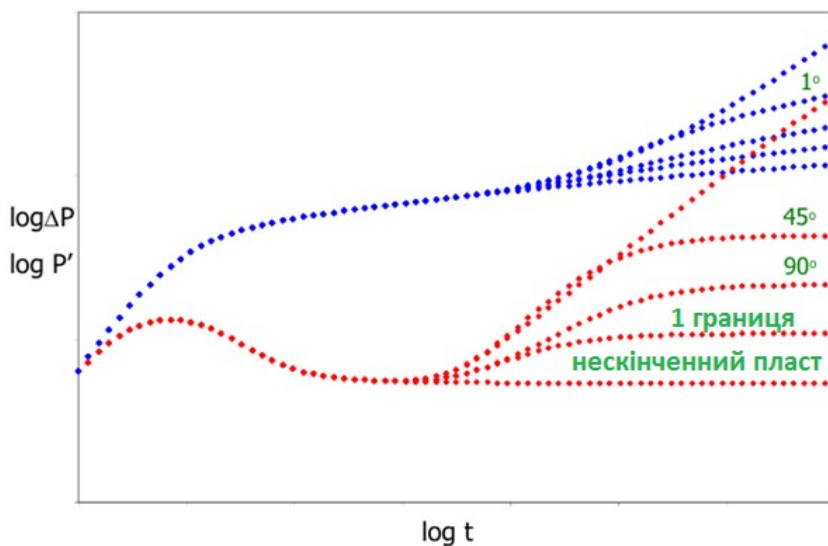


Рисунок 10 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для порушення, які перетинаються, коли кут між границями маленький

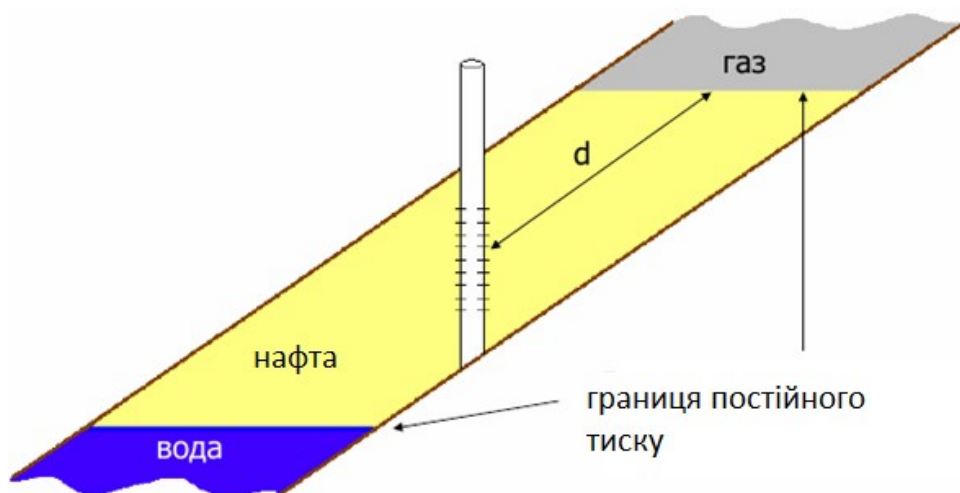


Рисунок 11 – Границя постійного тиску

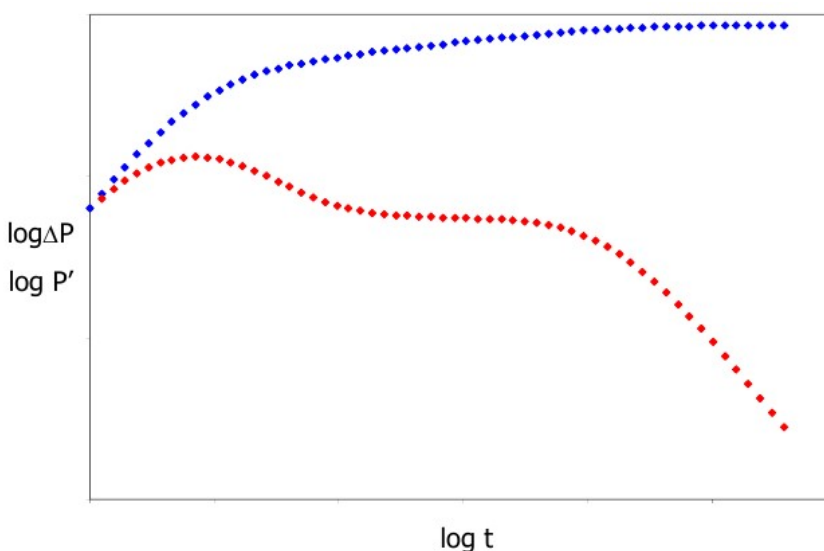


Рисунок 12 – Крива відновлення тиску (сині точки) та її похідна (червоні точки) для границі постійного тиску

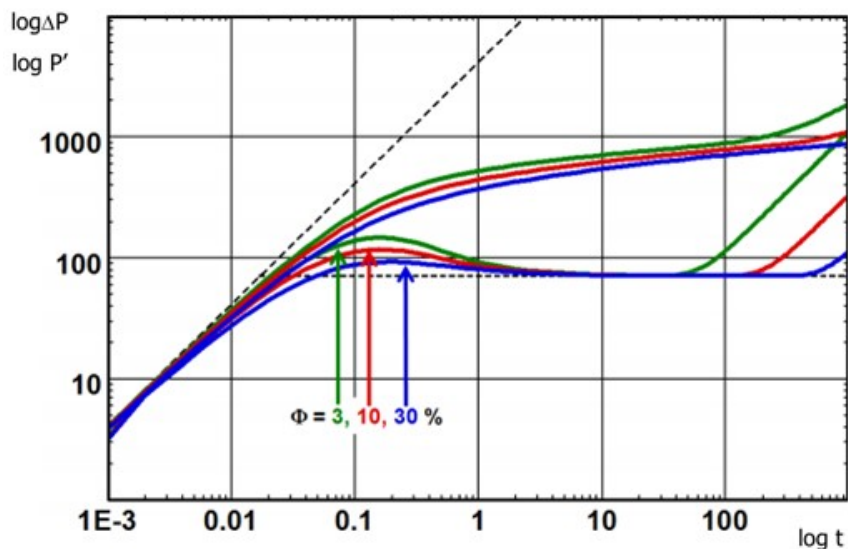


Рисунок 13 – Вплив пористості на КВТ та її похідну

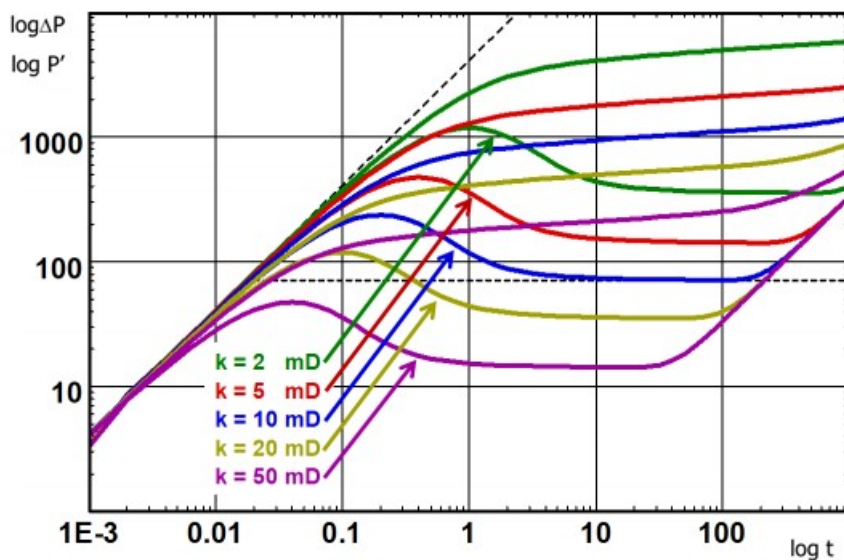


Рисунок 14 – Вплив проникності на КВТ та її похідну

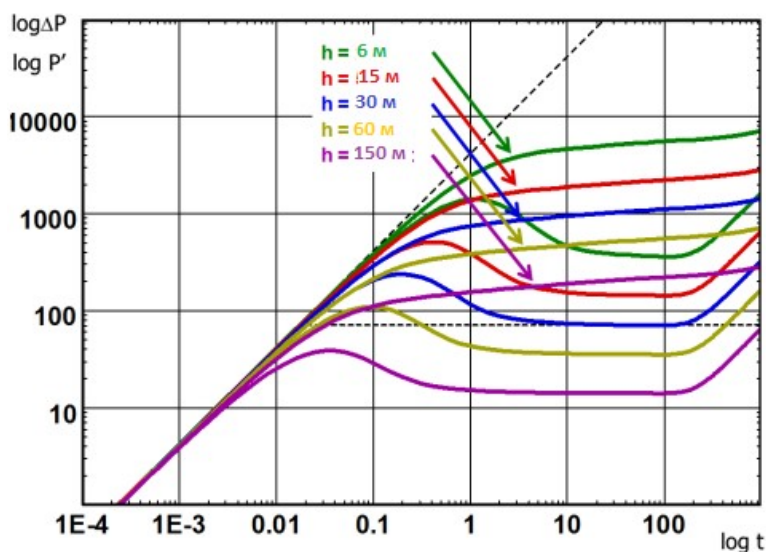


Рисунок 15 – Вплив товщини пласта на КВТ та її похідну

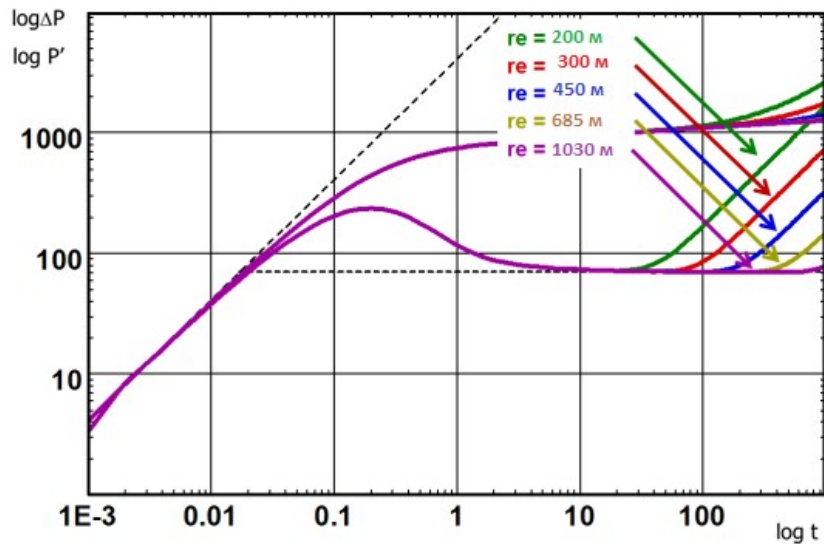


Рисунок 16 – Вплив відстані до порушення на КВТ та її похідну

Таблиця 1 – Параметри досліджуваної свердловини

Пластовий тиск	МПа	12
Вибійний тиск	МПа	10
Дебіт свердловини перед зупинкою	м ³ /добу	8
Пористість	безрозмірне	0,108
Радіус свердловини по долоту в зоні перфорації	м	0,073
Об'ємний коефіцієнт нафти	безрозмірне	1,62
Коефіцієнт стисливості породи	МПа ⁻¹	1,845
В'язкість рідини в пластових умовах	мПа с	0,98
Густина нафти в пластових умовах	кг/м ³	780
Густина дегазованої нафти	кг/м ³	845
Густина води в пластових умовах	кг/м ³	1070
Обводненість	безрозмірне	0,2

Із рисунка 13 видно, що зі збільшенням пористості зменшується вплив стовбура свердловини та швидше проявляється радіальний режим припливу. Чим менша пористість, тим вище буде розташовуватись КВТ відносно похідної на логарифмічному графіку. Також чим менша пористість, тим швидше буде досягнуто границі (непроникного порушення), що пояснюється меншим об'ємом дренажування.

Зміна пористості безпосередньо пов'язана зі зміною проникності пласта. В роботі [5] була

розглянута зміна проникності пласта в інтервалі 2, 5, 10, 20 і 50 мД (рис. 13).

З графіка 14 видно, що чим меншою буде проникність, тим нижче буде розташована КВТ та її похідна на графіку. Збільшення проникності також призводить до швидшого прояву радіального режиму припливу (виположення похідної). Адже при високій проникності коефіцієнт п'єзопровідності буде значно вищим, тому тривалість досліджень може бути порівняно меншою.

У роботі [5] також досліджено вплив товщини пласта на характер КВТ. Для цього було задано ряд значень товщини пласта, зокрема 6, 15, 30, 60 та 150 м при решті однакових параметрів. Відповідні графічні залежності зображено на рисунку 15.

Як видно з рисунка 15, чим більшою є товщина пласта, тим нижче буде розташована КВТ та похідна на графіку. Також чим більша товщина пласта, тим скоріше буде зафіксовано радіальний приплив і тим довшою буде тривалість дослідження до досягнення границі (непроникного порушення).

Авторами [5] досліджено вплив зміни радіуса зони дренажування (відстані до непроникного порушення) на характер КВТ та її похідної. Для цього проведено розрахунки для значень радіуса зони дренажування 200, 300, 450, 685 та 1030 м, та побудовано відповідні графіки (рис. 16).

Із графіка 16 видно, що чим більшою є відстань до порушення, тим пізніше отримано підйом похідної та КВТ на графіку. При відстані до порушення 300 м його можна зафіксувати на КВТ через 100 годин після зупинки свердло-

вини, а при збільшенні відстані до 1030 м для цього потрібно більше 1000 годин.

За даними параметрами, можна точно спланувати проведення відповідних досліджень, визначити необхідний час зупинки свердловини для досягнення радіального припливу чи дослідження віддаленої зони пласта.

Висновки

Для умов типової свердловини західного регіону України досліджено вплив зміни параметрів привибійної та віддаленої зони пласта на характер кривої відновлення пластового тиску та її похідної. Зокрема в даній роботі досліджено зміну пористості, проникності, товщини пласта та розміру покладу (відстані до границі) на характер КВТ та її похідної.

Зі збільшенням пористості зменшується час прояву радіального режиму. Чим менша пористість – тим вище буде розташовуватись КВТ відносно похідної на логарифмічному графіку. Також чим менша пористість, тим швидше буде досягнуто границі (непроникного порушення).

Чим меншою буде проникність, тим нижче буде розташована КВТ та її похідна на графіку. Збільшення проникності також призводить до швидшого прояву радіального режиму припливу (виположення похідної). Адаже при високій проникності коефіцієнт п'єзопровідності буде значно вищим, тому тривалість досліджень може бути порівняно меншою.

Також чим більша товщина пласта, тим скоріше буде зафіксовано радіальний приплив і тим довшою буде тривалість дослідження до досягнення границі (непроникного порушення).

Чим більшою є відстань до порушення, тим пізніше отримано підйом похідної та КВТ на графіку. При відстані до порушення 300 м його можна зафіксувати на КВТ через 100 годин після зупинки свердловини, а при збільшенні відстані до 1030 м для цього потрібно більше 1000 годин для умов досліджуваної свердловини.

Наведені результати досліджень показують як сильно впливає зміна фільтраційно-ємнісних параметрів пласта та будови його віддаленої зони на характер КВТ та її похідну. Знаючи ці параметри можна точно спланувати проведення відповідних досліджень, визначити необхідний час зупинки свердловини для досягнення радіального припливу чи дослідження віддаленої зони пласта.

Література

1. Kondrat O., Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. New developments in mining engineering. *Theoretical and practical solutions of mineral resources mining*. Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. P. 479-484.

2. Удосконалення методів інтерпретації результатів гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за кривими відновлення тиску: дис. канд. техн. наук : спец. 05.15.06 "Розробка нафтових та газових родовищ": Дата захисту 04.02.16 / В. Я. Петруняк. Івано-Франківськ, 2015. 144 с.

3. Мислюк М.А., Петруняк В.Я. До методики обробки кривих відновлювання тиску. *Нафтова і газова промисловість*. 2012. № 5. С. 37–40.

4. Bourdet D. Well Test Analysis: The use of Advanced Interpretation Models. Handbook of Petroleum Exploration and Production 3.D. Bourdet. Elsevier Science, 2002. 224 p.

5. Olivier H. et al. Dynamic data analysis. 2017. 743 p.

References

1. Kondrat O., Hedzyk N. Optimization of the process of natural gas production stimulation from low permeable reservoirs. New developments in mining engineering. *Theoretical and practical solutions of mineral resources mining*. Taylor & Francis Group, London, Uk, 2015. P. 479-484.

2. Udoskonalennya metodiv interpretatsiyi rezultativ hidrodinamichnykh doslidzhen' produktivnykh plastiv za kryvymy vidnovlennya tysku : dys. kand. tekhn. nauk :spets. 05.15.06 "Rozrobka naftovykh ta hazovykh rodovyshch": Data zakhystu 04.02.16 / V. YA. Petrunyak. Ivano-Frankivs'k, 2015. 144 p. [in Ukrainian]

3. Myslyuk M.A., Petrunyak V.Ya. Do metodyky obrobky kryvykh vidnovlyuvannya tysku. *Naftova i hazova promyslovis't'*. 2012. No 5. P. 37 – 40. [in Ukrainian]

4. Bourdet D. Well Test Analysis: The use of Advanced Interpretation Models. Handbook of Petroleum Exploration and Production 3.D. Bourdet. Elsevier Science, 2002. 224 p.

5. Olivier H. et al. Dynamic data analysis. 2017. 743 p.

СИЛИ ІНЕРЦІЇ ОЧИСНОГО ПОРШНЯ ПРИ ПРОХОДЖЕННІ НИМ ВІДКРИТОЇ ДІЛЯНКИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

В. Я. Грудз, Т. Ф. Тутко*, О. Я. Дубей

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (0342) 72-71-38,
e-mail: public@nung.edu.ua

Задача вимушених коливань відкритої ділянки газопроводу при проходженні нею очисного поршня належить до класу задач визначення вимушених коливань одновимірних пружних об'єктів при дії на них рухомого інерційного навантаження. На даний час існує два підходи до розв'язання таких задач. Перший з них передбачає інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних, і розв'язок задачі являє собою суперпозицію власних та супровідних коливань. Другий підхід не передбачає інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних. До нього належать методи узагальнених координат, узагальнених переміщень, а також різноманітні числові методи. Ні перший, ні другий підходи не є простими. Тому пропонується комбінований метод, де поєднуються обидві математичні моделі. Перша модель передбачає інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних, але без врахування сил інерції очисного поршня. Друга математична модель має у своєму складі два етапи. На першому етапі при використанні інтегрування рівняння у частинних похідних отримується інтегральне рівняння, в якому невідомою функцією є сила інерції очисного поршня. На другому етапі це рівняння розв'язується наближено чисельним методом і визначається прогин осі газопроводу та згинальні моменти вздовж його відкритої ділянки. Метою даної статті є отримання інтегрального рівняння, в якому невідома функція – це сила інерції очисного поршня. Для отримання цього рівняння розв'язується неоднорідне диференціальне рівняння у частинних похідних для прогину осі газопроводу, в якому у правій його частині, крім сили ваги поршня, є і невідома функція його сили інерції. Ця задача, як і у випадку без врахування сили інерції, розв'язувалася методом Фур'є. Для цього права частина рівняння розкладалася у нескінченний ряд, який представляє собою суму добутків власних функцій вільних коливань ділянки газопроводу та невідомої функції часу. Після знаходження цієї функції знайдено функцію часу у методі Фур'є, а отже і розв'язок задачі у вигляді нескінченного ряду, доданки якого швидко зменшуються. Використовуючи розв'язок цієї задачі, отримано інтегральне рівняння, в якому невідома функція – це функція сили інерції очисного поршня.

Ключові слова: вимушені коливання відкритої ділянки газопроводу, інтегрування рівняння у частинних похідних, прогин осі газопроводу, згинальні моменти.

Задача вынужденных колебаний открытого участка газопровода при прохождении им очистного поршня принадлежит к классу задач определения вынужденных колебаний одномерных упругих объектов при действии на них подвижной инерционной нагрузки. На данный момент существуют два подхода к решению таких задач. Первый из них предусматривает интегрирование дифференциального уравнения в частных производных и решение задачи представляет собой суперпозицию собственных и сопровождающих колебаний. Вторым подходом не предусматривается интегрирование дифференциального уравнения в частных производных. К нему принадлежат методы обобщенных координат, обобщенных перемещений, а также различные числовые методы. Но ни один из вторых подходов не является простым. Поэтому предлагается комбинированный метод, объединяющий обе математические модели. Первая модель предусматривает интегрирование дифференциального уравнения в частных производных, но без учета сил инерции очистного поршня. Вторая математическая модель имеет в своем составе два этапа. На первом этапе при интегрировании уравнения в частных производных получается интегральное уравнение, в котором неизвестной функцией является сила инерции очистного поршня. На втором этапе это уравнение решается приближенно численным методом и определяется прогиб оси газопровода и изгибающие моменты вдоль его открытого участка. Целью данной статьи является получение интегрального уравнения, в котором неизвестная функция – это сила инерции очистного поршня. Для получения этого уравнения решается неоднородное дифференциальное уравнение в частных производных для прогиба оси газопровода, в котором в правой его части, кроме силы веса поршня, имеется и неизвестная функция его силы инерции. Эта задача, как и в случае без учета силы инерции, решалась методом Фурье. Для этого правая часть уравнения раскладывалась в бесконечный ряд, который представляет собой сумму произведений собственных функций свободных колебаний участка газопровода и неизвестной функции времени. После нахождения этой функции найдена функция времени в методе Фур'е, следовательно и решение задачи в виде бесконечного ряда, слагаемые которого быстро уменьшаются. Используя решение этой задачи, получено интегральное уравнение, в котором неизвестная функция – это сила инерции очистного поршня.

Ключевые слова: вынужденные колебания открытого участка газопровода, интегрирование уравнения в частных производных, прогиб оси газопровода, изгибающие моменты.

The task of determining the forced oscillations of the gas pipeline open section during the passage of the cleaning piston through it belongs to such type of problems, which deal with determining of forced oscillations of one-dimensional elastic objects under the action of a moving inertial load. There are currently two approaches of solving such problems. The first one involves the integration of the differential equation into partial derivatives and the solution of the problem is a superposition of eigenvalues and accompanying oscillations. The second approach does not involve the integration of the differential equation in partial derivatives. It includes methods of generalized coordinates, generalized displacements, as well as various numerical methods. Neither the first nor the second method is simple. Therefore, a combined method is proposed, which consists of two mathematical models. The first model includes the integration of the differential equation in partial derivatives, but without taking into account the force of inertia of the cleaning piston. The second mathematical model consists of two stages. At the first stage, when integrating the equation in partial derivatives, an integral equation is obtained, in which the unknown function is the inertia force of the cleaning piston. At the second stage, this equation is solved approximately by a numerical method and the deflection of the gas pipeline axis and bending moments along its open section are determined. The aim of this article is to obtain an integral equation in which the unknown function is the force of inertia of the cleaning piston. To obtain this equation, inhomogeneous differential equation is solved in partial derivatives for the deflection of the axis of the gas pipeline, in which in its right part, in addition to the gravity force of the piston, there is an unknown function of its inertia force. This problem, as in the case without taking into account the force of inertia, was solved by the Fourier method. Here, the right part of the equation was decomposed into an infinite series, which is the sum of the products of the eigenfunctions of free oscillations of the pipeline section and the unknown function of time. After finding this function, the time function in the Fourier method was determined, and hence the solution of the problem in the form of an infinite series, the terms of which decrease rapidly, was obtained. Using the solution of this problem, we receive an integral equation in which the unknown function is a function of the inertia force of the cleaning piston.

Key words: forced oscillations of the open section of the gas pipeline, integration of equation in partial derivatives, deflection of the pipeline axis, the and bending moments.

Вступ. Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Задача визначення вимушених коливань у надземній ділянці газопроводу, що виникають при проходженні в ньому під тиском газу очисного поршня, відноситься до класу задач одновимірних пружних об'єктів, що знаходяться під дією рухомого інерційного навантаження. Правильний вибір математичної моделі та методу розв'язання поставленої задачі дає необхідну інформацію, використання якої забезпечить безаварійну експлуатацію газопроводу (відсутність втрат стійкості газопроводу та його міцності).

Історично перше теоретичне дослідження цієї проблеми пов'язане з науковими статтями Н.Steuding [1] і G.W.Housner [2], які започаткували новий метод двохвильового подання коливань у вигляді суперпозиції власних та супровідних коливань. Фізична інтерпретація цього методу вперше була зроблена О.Горошко [3].

Поява цього методу викликана тим, що застосування методу Фур'є, яким розв'язуються задачі вимушених коливань одновимірних пружних об'єктів при нерухомих навантаженнях, в загальному випадку є неможливою. У диференціальному операторі

$$-\left(\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + 2v \frac{\partial^2 u}{\partial t \partial x} + v^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}\right),$$

де u – деформація пружного об'єкта;

v – швидкість руху рухомого об'єкта), величина якого пропорційна інерційному навантаженню рухомого об'єкта на нерухомий пружний об'єкт, є другим доданок, що являє собою прискорення Кориоліса рухомого масового навантаження. А це не дозволяє розділити просторову x і часову t змінні в області дійсних шуканих функцій. Тільки завдяки модифікації методу Фур'є вдалося розробити новий метод подання коливань пружних систем у вигляді суперпозиції власних і супровідних коливань.

Цьому методу присвячена значна кількість наукових праць [4-9]. У роботах [4,5] викладена методика одержання розв'язку диференціальних рівнянь у вигляді двохвильового подання, які описують динаміку деяких конструкцій з рухомих навантаженням. В статті [6] дається аналіз робіт, що присвячені механіці пружних систем з рухомих інерційним навантаженням, дослідження яких виконано методом двохвильового представлення коливань. Також обговорюється застосування і розвиток методу двохвильового подання коливань в задачах динаміки підкріплених прямокутних пластин з рухомих інерційним навантаженням. Задача про коливання балки з рухомих рівномірно розподілених інерційним навантаженням досліджується в [7]. У роботі [8] розглянуто основні механічні і відповідні їм математичні моделі деяких задач динаміки пружних систем при дії на них рухомого інерційного навантаження. Зокрема досліджується математична модель

балки Тимошенка під дією рухомого інерційного навантаження. Балка знаходиться на пружній основі та під дією стискаючої сили. Задача розв'язана методом двохвильового подання коливань. Механічні і відповідні їм математичні моделі деяких задач динаміки пружних об'єктів під дією рухомого інерційного навантаження є предметом розгляду у статті [9]. Розв'язок задач будується на основі методу двохвильового подання коливань у вигляді суперпозиції власних та супровідних коливань.

Розрахунок стержневих систем на рухоме навантаження є предметом дослідження в [10]. Стержневі системи моделюють мости. Коливання пружної шарнірно закріпленої балки під інерційним рівномірно розподіленим рухомих навантаженням вивчається у статті [11].

Далеко не всі задачі одновимірних пружних об'єктів при дії на них рухомого інерційного навантаження можуть бути розв'язані методом двохвильового подання у вигляді суперпозиції власних та супровідних коливань. Другим напрямом вивчення коливань одновимірних пружних об'єктів під дією рухомого інерційного навантаження є напрям, який не передбачає інтегрування рівнянь у частинних похідних. До цього напрямку відносяться методи узагальнення координат, узагальнених переміщень. Методом узагальнених координат користувалися Тимошенко, Schallenkampre. Цей же метод використав А.П.Філіпов при розв'язанні задачі коливань балки під дією рухомого вантажу [12]. Для знаходження узагальнених координат ним використані рівняння Лагранжа другого роду. Розв'язок справедливий для всіх відношень маси вантажу до маси балки.

Останнім часом для вивчення поперечних коливань прямолінійної ділянки трубопроводу, що виникають під час проходження діагностичного поршня, запропоновано метод узагальнених переміщень [13]. Цей метод передбачає попереднє задання власних форм коливань ділянки трубопроводу. При застосуванні коефіцієнтів амплітудних функцій як узагальнених координат існує можливість описувати коливальні процеси звичайними диференціальними рівняннями. Зокрема, у даній роботі автори вибрали 10 власних форм коливань ділянки трубопроводу, і розв'язування задачі звелось до розв'язування системи із 20 звичайних диференціальних рівнянь другого порядку.

За останні 2-3 роки з'явилася низка наукових статей, у яких розглядаються коливання трубопроводів і балок ускладнених конструкцій під дією рухомого навантаження. Зокрема в роботі [14] вивчаються нелінійні вільні та ви-

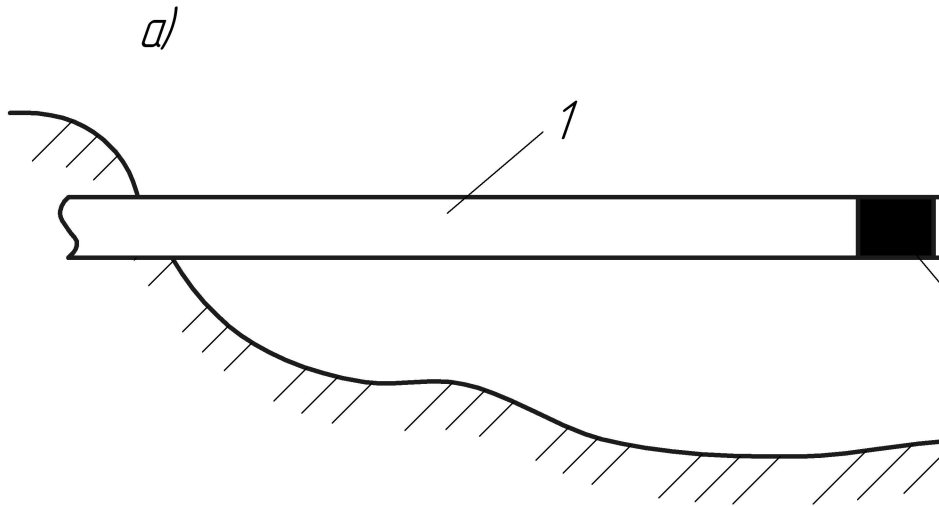
мушені коливання виготовлених з пористих функціонально градієнтних матеріалів трубопроводів, які транспортують рідини та розміщені на нелінійному пружному фундаменті. Вимушені коливання неоднорідних моделей балки, що змінюються за матеріалом і опираються на пружний фундамент, при рухомих гармонічному навантаженні досліджуються у рамках модифікованої теорії моментних напружень у статті [15]. Дослідженню вільних та вимушених коливань функціонально градуїованих пористих труб, що піддаються постійно розподіленим навантаженням, які рухаються вздовж їх напрямів з постійною швидкістю, присвячена робота [16]. Вимушені та вільні коливання балок Рейлі та Ейлера-Бернуллі, що піддаються рухомих навантаженню в осьовому напрямку, є предметом дослідження та порівняння, який приводиться в [17] з метою підвищення продуктивності транспортних систем.

Підсумовуючи все вище викладене про проблему поперечних коливань одновимірних пружних об'єктів при дії на них рухомого інерційного навантаження, відмічаємо, що існують два таких напрями вирішення вказаної проблеми:

- використання континуальних розрахункових моделей, в яких для розв'язання задачі необхідне інтегрування диференціальних рівнянь у частинних похідних;

- розв'язок задачі отримується без інтегрування рівнянь у частинних похідних, а використовуються методи узагальнених координат, узагальнених переміщень або різноманітні числові методи.

Як один, так і другий напрями не є простими. Тому було поставлено мету розроблення наближеного визначення поперечних коливань ділянки газопроводу при врахуванні як ваги очисного поршня, так і його інерційного навантаження на газопровід, який міститиме в собі елементи як одного, так і другого напрямів. У першій початковій моделі поперечні коливання газопроводу при проходженні в ньому очисного поршня розраховують без врахування інерційних навантажень на трубопровід методом інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних. Ця модель вже реалізована у роботі [18]. Друга математична модель передбачає на першому етапі отримання рівняння, в якому невідомою функцією є сила інерції очисного поршня при його проходженні відкритою ділянкою магістрального газопроводу. На другому етапі потрібно отримати розв'язок вказаного рівняння числовим способом, визначити прогин осі газопроводу та згинальні моменти вздовж всієї відкритої ділянки газопроводу.



а) 1 – газопровід; 2 – очисний поршень;
б) 3 – защемлена з обох кінців балка; 4 – рухомий вантаж (v – швидкість руху вантажу)
Рисунок 1 – Схема відкритої ділянки газопроводу, кінці якої защемлено

Формулювання цілей статті

Метою даної статті є отримання рівняння сил інерції очисного поршня. Розв’язок цього рівняння дасть можливість визначення вимушених коливань ділянки газопроводу з врахуванням ваги очисного поршня та його сили інерції, а також згинальних моментів по всій ділянці газопроводу.

Основна частина дослідження

Розглядається відкрита ділянка газопроводу, кінці якої защемлено. Розрахункова схема такої ділянки зображена на рисунку 1. У попередній роботі [18] вивчалися вимушені коливання такої ж ділянки газопроводу при врахуванні тільки ваги очисного поршня. Задача розв’язувалася методом Фур’є. Але прогин осі газопроводу залежить не тільки від ваги поршня, а й і від сили інерції, що виникає під час його руху. Тому диференціальне рівняння для прогину осі газопроводу у цьому випадку повинно бути таким:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + a^2 \frac{\partial^4 u}{\partial x^4} = \frac{1}{\rho A} (G + P_{in}(x)) \delta(x - vt), \quad (1)$$

при цьому початкові та граничні умови мають такий вигляд:

$$u|_{t=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial t}|_{t=0} = 0, \quad (2)$$

$$u|_{x=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=0} = 0, \quad u|_{x=l} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=l} = 0, \quad (3)$$

де $a^2 = EI/(A\rho)$;

u - переміщення точок осі газопроводу у перпендикулярному до її початкового положення напрямі;

x, t - координата осі газопроводу і час від початку руху очисного поршня;

ρ, A, I - густина матеріалу газопроводу, площа його поперечного перерізу і осьовий момент інерції перерізу;

E - модуль пружності матеріалу труб газопроводу;

$G, P_{in}(x)$ - вага очисного поршня і його сила інерції у момент перебування у перерізі x (невідомі функції);

v - швидкість руху очисного поршня;

$\delta(x - vt)$ - дельта-функція Дірака [19];

l - довжина ділянки газопроводу.

Сформульовану задачу, як і в попередній роботі [18], будемо розв’язувати методом Фур’є, розкладаючи шуканий розв’язок в ряд за власними функціями [20]. Подамо величину $(G + P_{in}(x))\delta(x - vt)$ у вигляді ряду

$$(G + P_{in}(x))\delta(x - vt) = X_1(x)S_1(t) + X_2(x)S_2(t) + \dots \quad (4)$$

і також у вигляді ряду шукатимемо розв’язок для переміщень точок осі газопроводу (метод Фур’є)

$$u(x, t) = X_1(x)T_1(t) + X_2(x)T_2(t) + \dots \quad (5)$$

де $X_1(x), X_2(x)$ і т.д. - власні функції задачі про вільні коливання такої ж ділянки газопроводу. Вони мають такий вигляд [21]:

$$X_k(x) = K_4(\lambda_k)K_3\left(\frac{\lambda_k}{l}x\right) - K_3(\lambda_k)K_4\left(\frac{\lambda_k}{l}x\right), \quad (6)$$

$K_3\left(\frac{\lambda_k}{l}x\right), K_4\left(\frac{\lambda_k}{l}x\right)$ - функції Кривола

[22]:

$$K_3\left(\frac{\lambda_k}{l}x\right) = \frac{1}{2}\left(ch\frac{\lambda_k}{l}x - \cos\frac{\lambda_k}{l}x\right),$$

$$K_4\left(\frac{\lambda_k}{l}x\right) = \frac{1}{2}\left(sh\frac{\lambda_k}{l}x - \sin\frac{\lambda_k}{l}x\right),$$

λ_k - корені трансцендентного рівняння $ch\lambda \cos \lambda = 1$.

Для визначення функції часу $S_i(t)$ множимо обидві частини рівняння (4) на $X_i(x)$ і інтегруємо результат по всій довжині ділянки газопроводу. У зв'язку з ортогональністю власних функцій у правій частині залишиться тільки один доданок, що відповідає номеру i , так що

$$S_i(t) = \frac{\int_0^l (G + P_{in}(x))\delta(x - vt)X_i(x)dx}{\int_0^l X_i^2(x)dx}. \quad (7)$$

Базуючись на основі властивості дельта-функції і приймаючи до уваги, що знаменник в (7) має таке значення [22]

$$\int_0^l X_i^2(x)dx = \frac{l}{4}[K_4(\lambda_i)K_1(\lambda_i) - K_3(\lambda_i)K_2(\lambda_i)]^2, \quad (8)$$

отримаємо

$$S_i(t) = \frac{4(G + P_{in}(x))}{l[K_4(\lambda_i)K_1(\lambda_i) - K_3(\lambda_i)K_2(\lambda_i)]^2} \times [K_4(\lambda_i)K_3\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - K_3(\lambda_i)K_4\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right)], \quad (9)$$

де $K_1(\lambda_i), K_2(\lambda_i)$ - функції Кривола:

$$K_1(\lambda_i) = \frac{1}{2}(ch\lambda_i + \cos \lambda_i),$$

$$K_2(\lambda_i) = \frac{1}{2}(sh\lambda_i + \sin \lambda_i).$$

Враховуючи те, що кожен доданок ряду (4) викликає рух, який описується відповідним доданком ряду (5), можна записати рівняння (1) у вигляді

$$X_i \ddot{T}_i + a^2 X_i^{IV} T_i = \frac{X_i S_i}{\rho A}. \quad (10)$$

Ділимо обидві частини рівняння (10) на $X_i T_i$ і отримуємо

$$-a^2 \frac{X_i^{IV}}{X_i} = \frac{\ddot{T}_i}{T_i} - \frac{S_i}{\rho A T_i}. \quad (11)$$

Ліва частина рівняння (11) дорівнює $-p_i^2$

(p_i - власна частота коливань, $p_i = \frac{\lambda_i^2}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{\rho A}}$

[22]). Тому диференціальне рівняння для функції T_i буде таким:

$$\ddot{T}_i + p_i^2 T_i = \frac{S_i}{\rho A}. \quad (12)$$

Загальний розв'язок рівняння (12) має такий вигляд:

$$T_i(t) = \frac{1}{\rho A p_i} \int_0^t S_i(\tau) \sin p_i(t - \tau) d\tau. \quad (13)$$

Підставляємо в (13) аналітичний вираз для функції $S_i(t)$, виконуємо інтегрування і, приймаючи до уваги (5) і (6), отримуємо розв'язок задачі (1), (2), (3) у вигляді

$$u(x,t) = \frac{2}{\rho A l} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{K_4(\lambda_i)K_3\left(\frac{\lambda_i}{l}x\right) - K_3(\lambda_i)K_4\left(\frac{\lambda_i}{l}x\right)}{p_i [K_4(\lambda_i)K_1(\lambda_i) - K_3(\lambda_i)K_2(\lambda_i)]^2} \times \left\{ G \left[\frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 + p_i^2} \left[ch\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \cos p_i t \right] + \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 - p_i^2} \left[\cos\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \cos p_i t \right] - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 + p_i^2} \left[p_i sh\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \frac{\lambda_i}{l}v \sin p_i t \right] - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 - p_i^2} \left[p_i \sin\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \frac{\lambda_i}{l}v \sin p_i t \right] \right\} + 2 \int_0^t P_{in}(v\tau) \left[K_4(\lambda_i)K_3\left(\frac{\lambda_i}{l}x\right) - K_3(\lambda_i)K_4\left(\frac{\lambda_i}{l}x\right) \right] \times \sin p_i(t - \tau) d\tau. \quad (14)$$

Скористатися аналітичним виразом (14) для визначення прогину осі газопроводу поки що неможливо, оскільки сила інерції $P_{in}(vt)$ очисного поршня невідома.

Прискорення очисного поршня під час його руху в газопроводі буде [12]

$$\frac{d^2u}{dt^2} = \frac{\partial^2u}{\partial t^2} + 2v \frac{\partial^2u}{\partial t \partial x} + v^2 \frac{\partial^2u}{\partial x^2}, \quad (15)$$

а сила його інерції

$$P_{in} = -\frac{G}{g} \left(\frac{\partial^2u}{\partial t^2} + 2v \frac{\partial^2u}{\partial t \partial x} + v^2 \frac{\partial^2u}{\partial x^2} \right)_{/x=v \cdot t}, \quad (16)$$

де першим, другим та третім доданками є відповідно переносна в напрямі осі u , коріолісова і відцентрова сили інерції; g – прискорення вільного падіння.

Підставляємо (14) в (16) і отримуємо інтегральне рівняння для шуканої сили інерції очисного поршня

$$\begin{aligned} P_{in}(vt) = & -\frac{2G}{g\rho Al} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{f_1(\lambda_i, t)}{p_i f_2(\lambda_i)} \times \\ & \times \left\langle G \left\{ \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 + p_i^2} \left[\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 \operatorname{ch}\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) + p_i^2 \cos p_i t \right] + \right. \right. \\ & + \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 - p_i^2} \left[-\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 \cos\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) + p_i^2 \cos p_i t \right] - \\ & - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 + p_i^2} \left[p_i \left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 \operatorname{sh}\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) + \frac{\lambda_i}{l} v p_i^2 \sin p_i t \right] - \\ & \left. - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 - p_i^2} \left[-p_i \left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 \sin\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) + \frac{\lambda_i}{l} v p_i^2 \sin p_i t \right] \right\} - \\ & - 2p_i^2 \int_0^t P_{in}(v\tau) f_1(\lambda_i, \tau) \sin p_i(t-\tau) d\tau + \\ & + 2p_i P_{in}(vt) f_1(\lambda_i, t) \Bigg\rangle - \\ & - \frac{4G}{g\rho Al} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{\lambda_i v f_3(\lambda_i, t)}{p_i f_2(\lambda_i)} \times \\ & \times \left\langle G \left\{ \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 + p_i^2} \left[\frac{\lambda_i}{l} v \cdot \operatorname{sh}\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) + p_i \sin p_i t \right] + \right. \right. \\ & + \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 - p_i^2} \left[-\frac{\lambda_i}{l} v \sin\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) + p_i^2 \sin p_i t \right] - \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 + p_i^2} \left[p_i \left(\frac{\lambda_i}{l} v\right) \operatorname{ch}\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - \frac{\lambda_i}{l} v p_i \cos p_i t \right] - \\ & - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 - p_i^2} \left[p_i \left(\frac{\lambda_i}{l} v\right) \cos\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - \frac{\lambda_i}{l} v p_i \cos p_i t \right] \Bigg\} + \\ & + 2p_i \int_0^t P_{in}(v\tau) f_1(\lambda_i, \tau) \cos p_i(t-\tau) d\tau \Bigg\rangle - \\ & - \frac{2G}{g\rho Al} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 f_4(\lambda_i, t)}{p_i f_2(\lambda_i)} \times \\ & \times \left\langle G \left\{ \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 + p_i^2} \left[\operatorname{ch}\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - \cos p_i t \right] + \right. \right. \\ & + \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 - p_i^2} \left[\cos\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - \cos p_i t \right] - \\ & - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 + p_i^2} \left[p_i \operatorname{sh}\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - \frac{\lambda_i}{l} v \sin p_i t \right] - \\ & \left. - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i v}{l}\right)^2 - p_i^2} \left[p_i \sin\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - \frac{\lambda_i}{l} v \sin p_i t \right] \right\} + \\ & + 2 \int_0^t P_{in}(v\tau) f_1(\lambda_i, \tau) \sin p_i(t-\tau) d\tau \Bigg\rangle, \quad (17) \end{aligned}$$

де

$$f_1(\lambda_i, t) = K_4(\lambda_i) K_3\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - K_3(\lambda_i) K_4\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right),$$

$$f_2(\lambda_i) = [K_4(\lambda_i) K_1(\lambda_i) - K_3(\lambda_i) K_2(\lambda_i)]^2,$$

$$f_3(\lambda_i, t) = K_4(\lambda_i) K_2\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - K_3(\lambda_i) K_3\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right),$$

$$f_4(\lambda_i, t) = K_4(\lambda_i) K_1\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right) - K_3(\lambda_i) K_2\left(\frac{\lambda_i}{l} vt\right).$$

Інтегральне рівняння (17) є досить складним, так що мала ймовірність отримання аналітичного розв'язку цього рівняння. Це рівняння потрібно розв'язувати наближено числовим методом.

Можна вказати на приблизний характер зміни сумарної сили інерції вздовж відкритої

ділянки газопроводу. Зігнута вісь ділянки газопроводу у випадку защемлення її кінців виглядає так, що на початку та в кінці ділянки зігнута вісь розміщена опуклістю вгору, а у середній частині розміщення зігнутої осі протилежне, тобто випуклістю вниз, що видно із графіків зміни прогину, які приведені в роботах [13,18]. При цьому радіуси кривини зігнутої осі на початку і у кінці ділянки є у більшості випадків меншими ніж у середній частині. Це означає, що на початку та у кінці ділянки відцентрова сила інерції є більшою за модулем ніж у середній частині ділянки і спрямована угору. Коріолісова сила інерції на початку та у кінці ділянки газопроводу також матиме висхідний напрям (напрямок коріолісового прискорення визначається поворотом вектора швидкості v очисного поршня на 90° у напрямі його обертання). Відцентрова та коріолісова сили інерції на вгнутій частині зігнутої осі газопроводу напрямлені вниз, тобто збільшуватимуть прогин осі газопроводу.

Величина переносної сили інерції залежить від крутизни кривої зігнутої осі газопроводу. Зі збільшенням крутизни кривої величина цієї сили зростатиме. На початку дільниці на опуклій її частині, вочевидь, величина цієї сили буде незначною. При переході на увігнуту частину кривої зігнутої осі газопроводу ця сила збільшуватиметься. І далі з наближенням до точки екстремуму функції кривої зігнутої осі газопроводу величина цієї сили прямує до нуля. Від початку дільниці і до точки екстремуму функції кривої вказана сила інерції напрямлена вверх, тобто зменшуватиме прогин осі газопроводу. За точкою екстремуму функції кривої зігнутої осі переносна сила інерції буде збільшувати прогин осі газопроводу спочатку незначно, а далі при збільшенні крутизни кривої зігнутої осі збільшення буде суттєвим і при наближенні до кінця ділянки прямує до нуля.

Враховуючи все вище сказане, можна прогнозувати, що на початку дільниці газопроводу матимемо значне збільшення сумарної сили інерції, яка напрямлена проти сили ваги, тобто зменшуватиме прогин осі газопроводу. При подальшому переміщенні очисного поршня величина цієї сили буде зменшуватися. Приблизно за серединою дільниці знак сумарної сили інерції зміниться на протилежний, тобто ця сила збільшуватиме прогин осі газопроводу. Вказане збільшення сили інерції, очевидно, буде продовжуватись до початку опуклої частини зігнутої осі газопроводу. Після цього під впливом відцентрової та коріолісової сил інерції виникне різке зменшення сумарної сили інерції до нуля у кінці ділянки газопроводу.

Висновки

Наукова новизна даної роботи полягає у визначенні прогину відкритої ділянки газопроводу як функції ваги очисного поршня та його невідомої сили інерції. Це дало можливість отримати інтегральне рівняння, в якому невідомою функцією є сила інерції очисного поршня.

Перспектива подальшого дослідження полягає в одержанні розв'язку вказаного інтегрального рівняння, визначенні прогину осі відкритої ділянки магістрального газопроводу та згинальних моментів вздовж всієї його ділянки.

Література

1. Steuding H. Schwingung von Trager bei bewegten Lasten. *Ingenieur Archiv*. 1934. P. 275-305.
2. Housner G.W. Bending Vibrations of a Pipe line Containing Flowing Fluid. *Journal of Applied Mechanics*. Trans ASME. 1952. Vol. 19, Iss. 2. P. 205-209.
3. Горошко О.А. Собственные и сопровождающие колебания в системе с подвижными инерционными нагрузками. *Труды V Международной конференции по нелинейным колебаниям*. Киев, 1970. С. 215-219.
4. Горошко О.А., Демьяненко А.Г. О двухволновом представлении решения дифференциальных уравнений, описывающих динамику некоторых конструкций с подвижной нагрузкой. *Украинский математический журнал*. 1974. Т. 26.8.5. С. 648-651.
5. Евстратенко Д., Демьяненко А. Исследование динамики одномерных упругих объектов на основе уточненной модели. *Theoretical Foundation of Civil Engineering*. Warsaw, 2009. Vol. 17. P. 63-68.
6. Демьяненко А.Г., Евстратенко Д.А. Метод двухволнового представления колебаний и его развитие в задачах строительной механики упругих конструкций с подвижной инерционной нагрузкой. *Вісник ПДБА*. 2010. № 6. С. 43-50.
7. Пановко Я.Г., Губанова И.И. Устойчивость и колебания упругих систем. М.: Наука, 1987. 352 с.
8. Дем'яненко А.Г. Механічні і математичні моделі деяких задач динаміки пружних систем з рухомим інерційним навантаженням та їх дослідження. *Вібрації в техніці та технологіях*. 2014. № 2(74). С. 12-22.
9. Дем'яненко А.Г. Деякі особливості і аналогії математичних моделей задач динаміки пружних об'єктів з рухомим інерційним навантаженням. *Вібрації в техніці та технологіях*. 2017. № 3(86). С. 5-9.

10. Иванченко И.И. Метод расчета на подвижную нагрузку стержневых систем, моделирующих мосты. *Изв. АН РФ. Механика твердого тела*. 2001. № 4. С. 151-165.

11. Szczesniak W., Zbiciak A. Колебания упругой шарнирно закрепленной балки с одной степенью свободы под инерционной равномерно распределенной подвижной нагрузкой. *Сб. работ российско-польского семинара "Теоретические основы строительства"* (Москва–Иваново). Warszawa: Wyd. Politechn. Warszawski, 2001. P. 173-200.

12. Філіпов А.П. Коливання балки під дією рухомого вантажу. *Прикладна механіка*. 1955. Т. 1. Вип. 3. С. 268-275.

13. Теслюк В.М., Харченко Л.Є. Математичне моделювання згинних коливань прямолинійної ділянки трубопроводу під дією рухомого діагностичного поршня. *Моделювання та інформаційні технології*. 2013. Т. 69. С. 126-135.

14. Bo Zhu, Qi Xu, Ming Li, Yinghui Li Nonlinear free and forced vibrations of porous functionally graded pipes conveying fluid and resting on nonlinear elastic foundation. *Composite Structures*. 2020. Volume 252. P. 1-15.

15. Sundaramoorthy Rajasekaran, Hossein Bakhshi Khaniki. Size-dependent forced vibration of non-uniform bi-directional functionally graded beams embedded in variable elastic environment carrying a moving harmonic mass. *Applied Mathematical Modelling*. 2019. Volume 72. P. 129-154.

16. Yuewu Wang, Ke Xie, Tairan Fu. Vibration analysis of functionally graded porous shear deformable tubes excited by moving distributed loads. *Acta Astronautica*. 2018. Volume 151. P. 603-613.

17. Ali Ebrahimi-Mamaghania, Hoda Sarparast, Masoud Rezaei. On the vibrations of axially graded Rayleigh beams under a moving load. *Applied Mathematical Modelling*. 2020. Volume 84. P. 554-570.

18. Грудз В.Я., Тутко Т.Ф., Дубей О.Я. Вимушені коливання відкритої ділянки магістрального газопроводу при проходженні нею очисного поршня. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2(75). С. 7-15.

19. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 1970. 720 с.

20. Пановко Я.Г. Основы прикладной теории колебаний и удара. Л.: Машиностроение, 1976. 320 с.

21. Грудз В.Я., Тутко Т.Ф., Пиріг Т.Ю. Вільні коливання надземної ділянки магістрального газопроводу після проходження по ній очисного чи діагностичного поршня. *Розвідка і*

розробка нафтових і газових родовищ. 2019. № 3(72). С.69-75.

22. Филиппов А.П. Колебания механических систем. Киев: Наукова думка, 1965. 716 с.

Reference

1. Steuding H. Schwingung von Trager bei bewegten Lasten. *Ingenieur Archiv*. 1934. P. 275-305.

2. Housner G. W. Bending Vibrations of a Pipe line Containing Flowing Fluid. *Journal of Applied Mechanics*. Trans ASME. 1952. Vol 19. No 2. P. 205-209.

3. Goroshko O. A. Sobstvennyie i soprovozhdayuschie kolebaniya v sisteme s podvizhnyimi inertsionnyimi nagruzkami. *Trudy V Mezhdunarodnoy konferentsii po nelineynym kolebaniyam*. Kiev, 1970. P. 215-219. [in Russian]

4. Goroshko O. A., Demyanenko A. G. O dvuhvolnovom predstavlenii resheniya differentsialnykh uravneniy, opisyivayuschih dinamiku nekotorykh konstruksiy s podvizhnoy nagruzkoy. *Ukrainskiy matematicheskiy zhurnal*. 1974, Vol. 26.8.5. P. 648-651. [in Russian]

5. Evstratenko D., Demyanenko A. Issledovanie dinamiki odnomernykh uprugih ob'ektov na osnove utochnennoy modeli. *Theoretical Foundation of Civil Engineering*. Warsaw, 2009. Vol.17. P. 63-68. [in Russian]

6. Demyanenko A. G., Evstratenko D. A. Metod dvuhvolnovogo predstavleniya kolebaniy i ego razvitie v zadachah stroitelnoy mehaniki uprugih konstruksiy s podvizhnoy inertsionnoy nagruzkoy. *Visnik PDBA*. 2010. No 6. P. 43-50. [in Russian]

7. Panovko Ya. G., Gubanova I. I. Ustoychivost i kolebaniya uprugih sistem. М.: Nauka, 1987. 352 p. [in Russian]

8. Demianenko A. H. Mekhanichni i matematychni modeli deiakykh zadach dynamiky pruzhnykh system z rukhomym inertsiiynym navantazhenniam ta yikh doslidzhennia. *Vibratsii v tekhnitsi ta tekhnolohiiakh*. 2014. No 2(74). P. 12-22. [in Ukrainian]

9. Demianenko A. H. Deiaki osoblyvosti i analohii matematychnykh modelei zadach dynamiky pruzhnykh obiektiv z rukhomym inertsiiynym navantazhenniam. *Vibratsii v tekhnitsi ta tekhnolohiiakh*. 2017. No 3(86). P. 5-9. [in Ukrainian]

10. Ivanchenko I. I. Metod rascheta na podvizhnuyu nagruzkuy sterzhnevyykh sistem, modeliruyuschih mosty. *Izv. AN RF. Mehanika tverdogo tela*. 2001. No 4. P.151-165. [in Russian]

11. Szczesniak W., Zbiciak A. Kolebaniya uprugoy sharnirno zakreplennoy balki s odnoy ste-

penyu svobodyi pod inertsionnoy ravnomerno raspredelennoy podvizhnoy nagruzkoy. Rossiyskopol'skiy seminar "Teoreticheskie osnovyi stroitel'stva". (g. Moskva – Ivanovo, 2001) Wyd. Politechn. Warszawskiy, 2001. P.173-200. [in Russian]

12. Filipov A. P. Kolyvannia balky pid diieiu rukhomoho vantazhu. *Prykladna mekhanika*. 1955. Vol.1, Iss. 3. P. 268-275. [in Ukrainian]

13. Tesliuk V. M. Kharchenko L. Ye. Matematychno modeliuвання zghynnykh kolyvan priamoliniinoi dilianky truboprovodu pid diieiu rukhomoho diahnostychnoho porshnia. *Modeliuвання ta informatsiini tekhnologii*. 2013. Vol.69. P.126-135. [in Ukrainian]

14. Bo Zhu, Qi Xu, Ming Li, Yinghui Li Nonlinear free and forced vibrations of porous functionally graded pipes conveying fluid and resting on nonlinear elastic foundation. *Composite Structures*. 2020. Volume 252. P. 1-15.

15. Sundaramoorthy Rajasekaran, Hossein Bakhshi Khaniki. Size-dependent forced vibration of non-uniform bi-directional functionally graded beams embedded in variable elastic environment carrying a moving harmonic mass. *Applied Mathematical Modelling*. 2019. Volume 72. P. 129-154.

16. Yuewu Wang, Ke Xie, Tairan Fu. Vibration analysis of functionally graded porous shear deformable tubes excited by moving distributed loads. *Acta Astronautica*. 2018. Volume 151. P. 603-613.

17. Ali Ebrahimi-Mamaghania, Hoda Sarparast, Masoud Rezaei. On the vibrations of axially graded Rayleigh beams under a moving load. *Applied Mathematical Modelling*. 2020. Volume 84. P. 554-570.

18. Hrudz V. Ya., Tutko T. F., Dubei O. Ya. Vymusheni kolyvannia vidkrytoi dilianky mahistralnoho hazoprovodu pry prokhodzhenni neiu ochysnoho porshnia. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 2(75). P. 7-15. [in Ukrainian]

19. Korn G., Korn T. Spravochnik po matematike dlya nauchnykh rabotnikov i inzhenerov. M.: Nauka, 1970. 720 p. [in Russian]

20. Panovko Ya. G. Osnovy prikladnoy teorii kolebaniy i udara. L.: Mashinostroenie, 1976. 320 p. [in Russian]

21. Hrudz V. Ya. Tutko T. F., Pyrih T. Yu. Vilni kolyvannia nadzemnoi dilianky mahistralnoho hazoprovodu pislia prokhodzhennia po nii ochysnoho chy diahnostychnoho porshnia. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. No 3(72). P. 69-75. [in Ukrainian]

22. Hrudz V. Ya. Tutko T. F., Pyrih T. Yu. Vilni kolyvannia nadzemnoi dilianky mahistralnoho hazoprovodu pislia prokhodzhennia po nii ochysnoho chy diahnostychnoho porshnia. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. No 3(72). P. 69-75. [in Russian]

ГЕОХІМІЯ ПЕРЕТВОРЕНЬ КЕРОГЕНУ III ТИПУ В ПРОЦЕСІ ЗАНУРЕННЯ ПОРІД ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ТЕРМОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

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*

Розглянуто процеси, що супроводжують перетворення органічної речовини (ОР), яка складає основу керогенів різного типу, характеризуються неймовірною складністю та прогнозованим різноманіттям. Наведені стислі відомості про основні реакції, що відбуваються із компонентами біоти після проходження біодеградаційного бар'єру: спочатку – деструкції внаслідок гідролізу, а потім – різних типів конденсації. Показано, що складність процесів деградації органічної речовини не дозволяє розробити адекватну модель її перетворень після седиментації лише на базі розуміння кінетики окремих реакцій та груп реакцій. Ми вважаємо, що для опису таких складних систем найкращим чином пристосований аналітичний апарат рівноважної термодинаміки. Із застосуванням термодинамічної моделі на базі формалізму Джейнса ми розрахували зміни органічної речовини керогену III-A типу в контакт з органічними та неорганічними газами в процесі занурення порід. Результатами обчислень є молярні частки 44 адитивних складових, які описують тверду фазу керогену III для кожної глибини до 20 км включно, та органічних і неорганічних індивідуальних речовин. Встановлено, що консолідуючий вплив тиску є вагомим фактором впливу на склад геохімічної системи, що включає кероген III типу, у діапазоні глибин 6-13 км, в той самий час із подальшим зануренням переважає деструктивний фактор температури. За ентропією встановлено, що діапазон глибин від 6 до 15 км з максимумом 7,5 км можна вважати найбільш придатним для формування вуглеводневого флюїду. Запропоновані та розраховані в цій роботі коефіцієнти розгалуженості для твердої (керогену III типу) та газо-флюїдної фази підтверджують експериментальні роботи з оцінки спрямованості процесів трансформації керогену із зануренням, а встановлений термодинамічним моделюванням газогенеративний потенціал керогену монотонно зменшується із заглибленням, що також відповідає уявленням про його еволюцію. Встановлено складний характер рівноваги між конституційною водою та керогеном, залежно від теплового потоку та глибини. Для аналізу цієї рівноваги запропоновано просту константу рівноваги дегідратації, яка узагальнює перетворення води в матриці керогенів.

Ключові слова: рівноважна термодинаміка, формалізм Джейнса, кероген III типу, дегідратація, нафтогазоносність.

Рассмотрены процессы, сопровождающие преобразование органического вещества (ОВ), составляющего основу керогенов разного типа и характеризующегося невероятной сложностью и прогнозируемым многообразием. Приведены краткие сведения об основных реакции, происходящих с компонентами биоты после прохождения биодеградационного барьера: сначала – деструкции вследствие гидролиза, а затем – различных типов конденсации. Показано, что сложность процессов деградации органического вещества не позволяет разработать адекватную модель ее преобразований после осаднения только на базе понимания кинетики отдельных реакций и групп реакций. Мы считаем, что для описания таких сложных систем наилучшим образом приспособлен аналитический аппарат равновесной термодинамики. С применением термодинамической модели на базе формализма Джейнса мы рассчитали изменения органического вещества керогена III-A типа в контакте с органическими и неорганическими газами в процессе погружения пород. Результатами вычислений является молярные доли 44 аддитивных составляющих, которые описывают твердую фазу керогена III для каждой глубины до 20 км включительно, и органических и неорганических индивидуальных веществ. Установлено, что консолидирующее влияние давления является весомым фактором, влияющим на состав геохимической системы, включающей кероген III типа, в диапазоне глубин 6-13 км, в то же время, с последующим погружением преобладает деструктивный фактор температуры. По анализу энтропии установлено, что диапазон глубин от 6 до 15 км с максимумом 7,5 км можно считать наиболее подходящим для формирования углеводородного флюида. Предложенные и рассчитанные в этой работе коэффициенты разветвленности для твердой (кероген III типа) и газо-флюидной фаз подтверждают экспериментальные работы по оценке направленности процессов трансформации керогена по мере погружения, а установленный термодинамическим моделированием газогенеративный потенциал керогена монотонно уменьшается по мере углубления, что также соответствует представлениям об его эволюции. Установлен сложный характер равновесия между конституционной водой и керогеном, в зависимости

от теплового потока и глубины. Для анализа этого равновесия предложена простая константа равновесия дегидратации, которая обобщает преобразования воды в матриксе керогена.

Ключевые слова: равновесная термодинамика, формализм Джейнса, кероген III типа, дегидратация, нефтегазоносность.

The publication considers the processes that accompany the transformation of organic matter (OM), which is the basis of kerogens different types, are characterized by incredible complexity and predictable diversity. Here is a summary of the basic reactions that occur with the components of the biota after passing the biodegradation barrier: first destruction due to hydrolysis, and then - different types of condensation. It is shown that the complexity of the processes of organic matter degradation does not allow to develop an adequate model of its transformations after sedimentation only on the basis of understanding the kinetics of individual reactions and groups of reactions. We believe that the analytical apparatus of equilibrium thermodynamics is best suited for such descriptions of these complex systems. Using a thermodynamic model based on Jayne's formalism, we calculated the changes in the organic matter of type III-A kerogen in contact with organic and inorganic gases during the rocks dipping. The results of the calculations are the molar fractions of 44 additive components, which describe the solid phase of kerogen III for each depth up to 20 km inclusive, and organic and inorganic individual substances. It is established that the consolidating effect of pressure is an important factor influencing the composition of the geochemical system, including type III kerogen, in the depth range of 6-13 km, at the same time with subsequent dipping, the destructive temperature factor prevails. Entropy has shown that the depth range from 6 to 15 km with a maximum of 7.5 km can be considered the most suitable for the formation of hydrocarbon fluid. The branching coefficients proposed in this work for solid (type III kerogen) and gas-fluid phases confirm experimental works on estimating the direction of kerogen transformation processes with immersion. The complex nature of the balance between constitutional water and kerogen, depending on the heat flux and depth, has been established. To analyze this equilibrium, a simple equilibrium constant of dehydration is proposed, which generalizes the conversion of water in the kerogen matrix.

Key words: equilibrium thermodynamics, Jaynes formalism, type III kerogen, dehydration, oil and gas potential.

Вступ

Процеси, що супроводжують постдіагенетичне перетворення органічної речовини (ОР), яка складає основу керогенів різного типу, характеризуються неймовірною складністю та прогнозованим різноманіттям. Наукова література пропонує концептуально різні напрями, у які скеровані ці процеси. З одного боку розглядається деструкція високомолекулярних компонентів на кшталт полісахаридів внаслідок гідролізу, із подальшим відновленням киснево-вмісних груп та ароматизацією. Відомо, однак, що ароматизація за помірного теплового навантаження відбувається й в окисному середовищі, особливо за умови наявності оксидів перехідних металів у якості переносника електрону.

В окрему групу виділяють гідроліз естерів гліцерину із утворенням жирних кислот [1]. Без цієї реакції важко пояснити в рамках панівної теорії органічного походження викопних вуглеводнів наявність вагомої фракції алканів у родовищах викопних вуглеводнів. Винятком є метан, позаяк він може утворюватися як метаболіт метаногенеруючих мікроорганізмів, так і внаслідок відщеплення метильної групи із утворенням в субстраті ненасичених зв'язків, характерних для поліароматичних ядер керогену.

З іншого боку, розглядають і реакції конденсації із зростанням молекулярної маси отриманого продукту. Популярною в органічній геохімії є реакція Майяра, що відбувається

між амінокислотами та цукрами-відновниками та призводить до утворення низки складних, у тому числі ароматичних структур, забарвлених у темно-коричневий колір, за що отримали назву меланоїдини [2, 3]. Ця реакція є життєво необхідною ланкою в органічній геохімії для пояснення механізму утворення керогену, гумінових та фульвових кислот з початкових прекурсорів – цукрів та вільних амінокислот. Зауважимо, що поширеність цієї реакції на природне середовище викликає певні сумніви – вільні амінокислоти складають вкрай малу фракцію (до 4%) від загальних амінокислот, яких і без того невелика кількість як в морських та і наземних обстановках.

Утворення керогену та гумінів також пояснюють окислювальною конденсацією фенолів. Оскільки феноли складають до 30% ґрунтових гумінових кислот [4], конденсація продуктів їх окислення – хінонів, була запропонована як один з основних механізмів гуміфікації в ґрунтах. Водночас, азотовмісні сполуки, наприклад амінокислоти, що надходять з біодеградації протеїнів, можуть вступати у окисну полімеризацію фенолів та утворювати складні ароматичні азотовмісні структури [5].

Крім того, дослідники пропонують низку інших реакцій, що супроводжують постдіагенетичні перетворення – окисне зшивання поліненасичених жирних кислот [6], естерифікацію між жирними кислотами та фенолами [7] тощо.

Весь комплекс перелічених вище реакцій відбувається фактично водночас, супроводжується впливом неорганічного матриксу та залежить від окисно-відновного потенціалу середовища. Така складність процесу не дозволяє виробити адекватної моделі перетворень ОР в постдіагенезі на базі розуміння кінетики окремих реакцій та груп реакцій.

Ми вважаємо, що для таких опису таких складних систем найкращим чином пристосований аналітичний апарат рівноважної термодинаміки [8]. Раніше апарат термодинаміки використовувався для опису перетворень речовини в широких межах умов – від осадових товщ до верхньої мантії Землі. Ймовірність утворення тих чи інших сполук визначається за їх термодинамічним потенціалом за вибраних умов, а розрахунок цього потенціалу для термодинаміки формально не складає великої проблеми [9].

Серед засобів, якими володіє термодинаміка, особливу увагу привертають методи, засновані на використанні математичного апарату, який надає можливість визначитись з числовими значеннями функцій системи, для повного розрахунку яких за класичною моделлю не вистачає даних. Власне, у випадку процесів постдіагенетичних перетворень ОР ми маємо справу саме з такою системою – серед вхідних даних нам доступні лише усереднений склад ОР по атомах або функціональних групах та термобаричні умови, в яких відбуваються трансформації. Водночас, на виході необхідно тримати відомості про продукти трансформації та зміни структури ОР після перерозподілу атомів між функціональними групами.

У 1957 році Е. Т. Джейнс [10] зробив висновки, що методи статистичної механіки, які є базисом рівноважної термодинаміки, являють собою окремих випадок загальної методики попередження помилок за Шенноном, та розробив методіку, яка отримала назву «формалізм Джейнса». За Шенноном для системи визначають функцію ймовірності на основі заданих середніх значень, та розраховують окремі ймовірності, в ролі яких у нашому розрахунку виступають мольні частки компонентів, з яких складається система. Якщо застосувати положення формалізму Джейнса до системи кероген/гази, а сам кероген уявити у вигляді суми адитивних складових, то за результатом розрахунку можна встановити найбільш ймовірний розподіл атомарних груп у стані термодинамічної рівноваги для пари “тиск-температура”.

Мета дослідження: із застосуванням термодинамічної моделі на базі формалізму Джейнса

слід прослідкувати зміни органічної речовини керогену III-A типу в контакт з органічними та неорганічними газами в процесі занурення організовміщуючих порід.

Предмет дослідження

Для моделювання нами обраний кероген III типу з мінімальною «зрілістю», який позначено III-A. Цей тип керогену характеризується відносно малими значеннями атомарного відношення Н/С, яке переважно менше за 1, та високими значеннями відношення О/С, яке подекуди сягає 0,3. Причиною такого елементного складу керогену II типу є особливості будови його продуцентів – вищих наземних рослин. Вони містять значну кількість поліароматичних фенольних структур, які відіграють роль каркасу, прикликаного компенсувати вплив гравітаційної сили, малопомітної у водному середовищі, за рахунок компенсації силою Архімеда.

В деяких випадках ОР керогену III типу на стадії діагенезу та початкових стадіях катагенезу проходить шлях глибокої трансформації в окисному середовищі верхніх сантиметрів ґрунту, після чого повторно седиментується у вигляді ґрунтового гуміну та частинок типу інертентиту [1]. Саме з цієї причини деякі зразки керогену III типу виходять за границі, передбачені для цього типу діаграмою ван Кревелена, як показано на рис. 1.

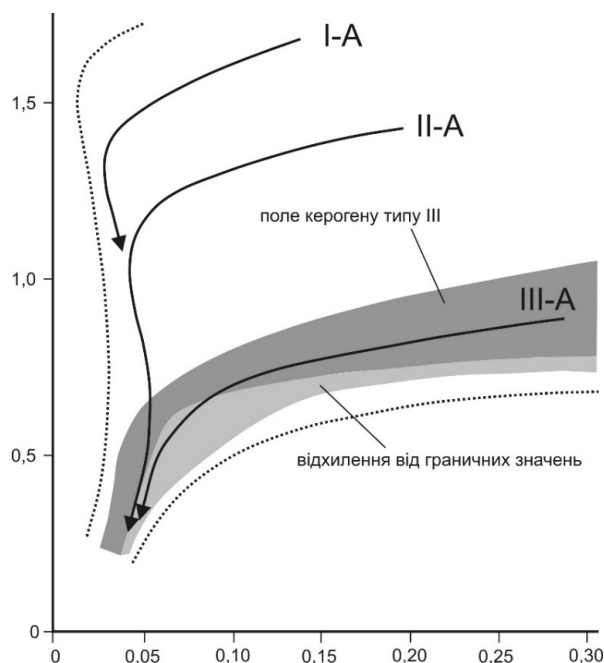


Рисунок 1 – Діаграма ван Кревелена для III типу керогену (адаптовано з Тиссо, 1981)

Відповідно до первинного матеріалу, кероген типу III складено переважно з поліароматичних ядер, поєднаних етерними, але не естер-

ними зв'язками. Ароматичні ядра містять численні карбоксильні, гідроксильні, кетонів та метоксильні групи, на утворення яких розподіляється значна частка кисню. Крім того, в структурі цього керогену виявлені аліфатичні довголанцюгові структури, які успадковані від ліпідів різної природи – тригліцеридів жирних кислот, ефірів вищих спиртів та жирних кислот (воску) тощо.

Цей тип ОР часто зустрічається в дельтових умовах і характеризується високим ступенем трансформації первинної речовини внаслідок впливу окисних умов під час транспортування рослинного матеріалу [11]. Лише найстійкіші хімічні складові наземної рослинності досягають області седиментації, і, потрапивши туди, у дельтових умовах вони швидко перекиваються осадовими породами. За таких обставин слід припустити мінімальний вплив бактеріальної деструкції на ОР. Алканові структури, ймовірно, становлять невелику частину керогену III типу, що не дуже добре корелюється із високопарафіновими сполуками, які генеруються цим типом III кероген порівняно з продуктами, що утворюються з керогену II типу.

Геохімічні дослідження промислових родовищ нафти, проведені в дельтових районах за останні десятиліття, показали, що розсіяна ОР, складена з керогену типу III, незалежно від того, пов'язана вона з гуміновим вугіллям чи ні, подібна до типу II, та являє собою однорідний і хімічно чітко визначений тип ОР, на відміну від керогену I типу [11].

Кероген III типу поширений в потужних осадових товщах континентальних окраїн та складає вагомий частку керогену нафтогазоносних басейнів України. Наприклад, за аналізом просторового поширення типів керогену в межах Дніпровсько-Донецької западини [12], який здійснено на підставі даних термічного перетворення порід та піролізу методом "Rock-Eval" встановлено, що в досліджених зразках керна переважає кероген III типу, який, відповідно до існуючих класифікацій, утворений переважно із решток наземної рослинності та в палеоумовах континентальних окраїн і дельт.

Значну поширеність має кероген III типу в межах Південного нафтогазоносного регіону. Органічна речовина продуктивної майкопської світи за даними [13, 14] відповідає керогену III типу, має високий газо- і низький нафтоматеринський потенціал, насичена паліноморфами та складається як з органічного фітопланктону, так і з алохтоної частини представленої спорами і пилом хвойних і вітринізованими

частками рослинних тканин, а у верхній частині розрізу з'являється інертиніт.

Натомість, в межах Західного нафтогазоносного регіону України цей тип керогену зустрічається нечасто, переважно як компонент суміші з керогеном II типу (наприклад, в породах шипотської і спаської світ, які широко поширені в межах Зовнішніх Карпат) і, будучи збагаченими розсіяною органічною речовиною, викликають значний інтерес, з точки зору їхнього нафтогенераційного потенціалу [15].

Методика

Як зазначалось вище, для обрахунків нами використаний апарат формалізму Джейнса, застосування положень якого дозволяє встановити найбільш ймовірний розподіл атомарних груп та компонентів довільної системи у стані термодинамічної рівноваги для обраних термобаричних умов. Суть розрахунків полягає у встановленні випадковими числами початкових значень потенціалів кожного з елементів системи (C, H, O, N, S) та розрахунок мольних часток адитивних складових керогену, визначених за [16], та газів, що знаходяться з ним у рівновазі, методом максимізації ентропії. Такий розрахунок проводиться від 5000 до 10000 разів, після чого з одержаних результатів обирається такий, що характеризується найменшим значенням енергії Гіббса. В такий спосіб ми реалізуємо метод Монте-Карло для багатокомпонентної системи, що знаходиться в стані термодинамічної рівноваги.

Застосування цього методу на практиці потребує інформації про хімічний потенціал компонентів системи. Для його визначення потрібна інформація про енергію Гіббса утворення кожної зі сполук, що складають систему. Цей потенціал при стандартному тиску може бути розрахований квантово-хімічними методами. Якщо тиск відрізняється 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 проводилась екстраполяція згідно рекомендацій NIST. Детальний опис та алгоритм застосування положень формалізму Джейнса для розрахунку геохімічних систем, наведений у [17].

Вихідними даними для розрахунків є елементний склад керогену III типу, а також температура і тиск, за яких відбувається його

трансформація. Передбачається, що тривалість такої трансформації є достатньою для досягнення термодинамічної рівноваги, тобто час прямує до безмежності, а термобаричні умови є незмінними. Елементний склад отримано усередненням з декількох досліджень [1, 18, 19] (Ungerer, 2015; Behar, 2008; Тиссо, 1981) із урахуванням даних (Helgeson, 2009). На розрахунок надходив такий склад (у мас. %): С – 73,77, Н – 5,64, О – 17,45, N – 2,16, S – 0,98. Для проведення обчислень авторами складено програмне забезпечення у вигляді макросів MS Excel, а для розрахунку термодинамічних функцій компонентів системи у рідкій та газоподібній фазі застосоване програмне забезпечення з відкрити кодом CoolProp [20].

Пари температур та тисків, які відповідають зонам земної кори з різними тепловими потоками (обрано 40, 75 та 100 мВт/м²), відібрано за методикою та складеним емпіричним рівнянням, які детально описано у [17].

Результати

Результатами обчислень є молярні частки 44 адитивних складових, які описують тверду фазу керогену III для кожної глибини до 20 км включно, та органічних і неорганічних індивідуальних речовин, а саме: H₂O, CO₂, H₂S, NH₃, CH₄, C₂H₆, C₃H₈, n-C₄H₁₀, i-C₄H₁₀, n-C₅H₁₂, i-C₅H₁₂, neo-C₅H₁₂. Крім мольних часток, сумою яких перевірялась точність та достовірність розрахунку, нами оцінювались важливі кумуляційні параметри всієї системи – загальна ентропія, енергія Гіббса, ентальпія, потенціали Планка для кожної атомарної складової. Приклад результату розрахунку для ділянки земної кори з тепловим потоком в 75 мВт/м² наведено в таблиці 1 (неорганічні компоненти та функції системи) та таблиці 2 (вуглеводневі компоненти та аміак), а мольні частки 44-х адитивних складових (радикалів) твердої фази не показано.

На рис. 2 показана залежність значень загальної ентропії системи кероген III типу – флюїд для всіх теплових потоків, як функція глибини:

З огляду на важливість кількісної оцінки ентропії, яка є функцією стану системи разом із ізобарно-ізотермічним потенціалом, для обраної моделі формалізму слід проаналізувати зміни її характеру з глибиною для всього діапазону умов, що реалізуються в розглянутому діапазоні глибин. Зауважимо, що обрані граничні межі теплових потоків 40-100 мВт/м² достатні для опису всіх нафтогазових регіонів України.

Тиск та температура у формалізмі Джейнса характеризують зовнішнє середовище; ми їх

розглядаємо у якості консолідуючого та деструктивного фактору відповідно. Тобто, якщо фактор тиску переважає фактор температури, то відбувається нарощування вуглеводневого ланцюга і, навпаки, надмірний вплив температури призводить до зменшення молекулярної маси індивідуальних компонентів системи згідно з принципом ле Шательє – Брауна.

З рис. 2 випливає, що залежно від теплового потоку консолідуючий вплив тиску на обрану систему в межах глибин 6-13 км переважає руйнівний фактор температури, отже на цих глибинах слід очікувати максимальний вміст важких органічних сполук. Подальше занурення порід, що вміщують ОР, на глибину більшу за 13 км призводить до термічної деструкції синтезованих вище за розрізом високомолекулярних вуглеводнів і може мати вирішальний вплив на генераційний потенціал регіонів з потужними шарами органогенних відкладів.

Відповідно до аналізу рис. 2 діапазон глибин від 6 до 15 км з максимумом 7,5 км можна вважати найбільш придатною для формування вуглеводнів з ОР керогену III типу. Є певні відмінності в залежності ентропії системи від глибини для різних теплових потоків. Для найменшого (40 мВт/м²) не спостерігається інверсії ентропії, характерної для 75 та 100 мВт/м², принаймні в межах розглянутих глибин (тобто осадових товщ). Слід припустити наявність гіпотетичної кривої інверсії, яка показана на рис. 2 пунктирною лінією разом із передбачуваною асимптотою, що відокремлює ділянки нарощування ланцюгу від його деструкції.

Для порівняння розрахунків із фактичними даними по родовищах викопних вуглеводнів є оцінка різноманіття ізомерних форм насичених вуглеводнів. Ми пропонуємо для оцінки здатності системи до утворення ізомерних форм алканів використати введений у цій роботі коефіцієнт розгалуження r , який обчислюється за формулою:

$$r = \frac{\sum_{i=2}^5 (i-1)v_i}{\sum_2^5 v_i}, \quad (1)$$

де v – мольна частка i -го компоненту. Під компонентом розуміємо індивідуальний алкан, а i – кількість розгалужень (у метані – 0, етан – 1, пропан – 2 і т.д.). Наприклад, коефіцієнт розгалуження для алканових радикалів в структурі керогену III типу, визначений за (1) графічно як функція глибини для всіх теплових потоків, виглядає як на рис. 3.

Таблиця 1 – Результати розрахунку складу системи кероген III типу – газу для ділянки земної кори з тепловим потоком 75 мВт/м² (термодинамічні функції та неорганічні газу)

h	S	G	H	λ _C	λ _H	λ _O	λ _N	λ _S	μ(CO ₂)	μ(H ₂ O)	μ(H ₂ S)
1	7,92	-31897	-29404	-12,3	8,2	80,7	-14,0	4,6	8,6·10 ⁻⁰²	2,4·10 ⁻⁰⁴	9,8·10 ⁻⁰⁶
2	8,02	-32084	-29371	-10,9	7,9	75,5	-11,8	4,7	8,5·10 ⁻⁰²	1,8·10 ⁻⁰³	4,2·10 ⁻⁰⁵
3	8,20	-31814	-28844	-9,7	7,5	70,9	-10,2	4,9	8,1·10 ⁻⁰²	8,0·10 ⁻⁰³	1,1·10 ⁻⁰⁴
4	8,40	-31226	-27987	-8,6	7,2	66,8	-8,9	5,2	7,5·10 ⁻⁰²	1,9·10 ⁻⁰²	2,2·10 ⁻⁰⁴
5	8,53	-30585	-27096	-7,7	6,9	63,1	-7,8	5,5	6,9·10 ⁻⁰²	2,9·10 ⁻⁰²	3,8·10 ⁻⁰⁴
6	8,62	-29859	-26128	-6,9	6,6	59,9	-6,9	5,7	6,3·10 ⁻⁰²	4,0·10 ⁻⁰²	5,8·10 ⁻⁰⁴
7	8,68	-28737	-24777	-6,0	6,4	57,0	-5,9	6,2	5,1·10 ⁻⁰²	6,1·10 ⁻⁰²	7,8·10 ⁻⁰⁴
8	8,67	-27773	-23613	-5,4	6,1	54,4	-5,2	6,4	4,2·10 ⁻⁰²	7,6·10 ⁻⁰²	9,9·10 ⁻⁰⁴
9	8,65	-26978	-22623	-4,9	5,9	52,1	-4,6	6,6	3,6·10 ⁻⁰²	8,6·10 ⁻⁰²	1,2·10 ⁻⁰³
10	8,54	-25955	-21450	-4,3	5,7	50,0	-3,9	6,9	2,6·10 ⁻⁰²	1,0·10 ⁻⁰¹	1,4·10 ⁻⁰³
12	8,31	-24207	-19433	-3,3	5,4	46,5	-2,8	7,5	1,2·10 ⁻⁰²	1,3·10 ⁻⁰¹	1,6·10 ⁻⁰³
14	8,20	-22901	-17806	-2,5	5,1	43,5	-2,0	7,9	6,2·10 ⁻⁰³	1,4·10 ⁻⁰¹	1,9·10 ⁻⁰³
16	8,16	-21774	-16317	-1,9	4,8	41,0	-1,2	8,2	3,1·10 ⁻⁰³	1,4·10 ⁻⁰¹	2,1·10 ⁻⁰³
18	8,19	-20753	-14889	-1,4	4,5	38,8	-0,6	8,5	1,8·10 ⁻⁰³	1,4·10 ⁻⁰¹	2,2·10 ⁻⁰³
20	8,23	-19741	-13460	-0,8	4,3	37,0	0,0	8,8	8,8·10 ⁻⁰⁴	1,5·10 ⁻⁰¹	2,3·10 ⁻⁰³

В таблиці 1 результати наведені в таких розмірностях: глибина **h** – км, ентропія **S** – кДж/(моль·К), енергія Гіббса **G** – кДж/моль, ентальпія **H** – кДж/моль, потенціали Планка елементів (**λ**), та мольні частки (**μ**) не мають розмірності.

Таблиця 2 – Результати розрахунку складу системи кероген III типу – газу для ділянки земної кори з тепловим потоком 75 мВт/м² (вуглеводневі газу та аміак)

h	Мольна частка μ								
	(C ₁)	(C ₂)	(C ₃)	(n-C ₄)	(i-C ₄)	(n-C ₅)	(i-C ₅)	(neo-C ₅)	(NH ₃)
1	2,0·10 ⁻⁰¹	2,5·10 ⁻⁰⁴	1,1·10 ⁻⁰⁵	1,8·10 ⁻⁰⁶	4,9·10 ⁻⁰⁶	1,1·10 ⁻⁰⁷	9,5·10 ⁻⁰⁷	4,7·10 ⁻⁰⁷	2,4·10 ⁻⁰²
2	2,0·10 ⁻⁰¹	3,3·10 ⁻⁰⁴	1,1·10 ⁻⁰⁵	1,0·10 ⁻⁰⁶	2,3·10 ⁻⁰⁶	3,9·10 ⁻⁰⁸	2,9·10 ⁻⁰⁷	1,1·10 ⁻⁰⁷	2,4·10 ⁻⁰²
3	2,0·10 ⁻⁰¹	2,6·10 ⁻⁰⁴	5,2·10 ⁻⁰⁶	2,9·10 ⁻⁰⁷	5,5·10 ⁻⁰⁷	6,4·10 ⁻⁰⁹	4,1·10 ⁻⁰⁸	1,3·10 ⁻⁰⁸	2,4·10 ⁻⁰²
4	1,9·10 ⁻⁰¹	1,8·10 ⁻⁰⁴	2,1·10 ⁻⁰⁶	6,6·10 ⁻⁰⁸	1,1·10 ⁻⁰⁷	8,5·10 ⁻¹⁰	4,7·10 ⁻⁰⁹	1,2·10 ⁻⁰⁹	2,4·10 ⁻⁰²
5	1,8·10 ⁻⁰¹	1,3·10 ⁻⁰⁴	9,7·10 ⁻⁰⁷	1,8·10 ⁻⁰⁸	2,6·10 ⁻⁰⁸	1,5·10 ⁻¹⁰	7,2·10 ⁻¹⁰	1,6·10 ⁻¹⁰	2,4·10 ⁻⁰²
6	1,7·10 ⁻⁰¹	9,4·10 ⁻⁰⁵	5,2·10 ⁻⁰⁷	6,6·10 ⁻⁰⁹	8,4·10 ⁻⁰⁹	3,7·10 ⁻¹¹	1,6·10 ⁻¹⁰	3,1·10 ⁻¹¹	2,3·10 ⁻⁰²
7	1,6·10 ⁻⁰¹	5,4·10 ⁻⁰⁵	1,7·10 ⁻⁰⁷	1,2·10 ⁻⁰⁹	1,4·10 ⁻⁰⁹	3,9·10 ⁻¹²	1,5·10 ⁻¹¹	2,6·10 ⁻¹²	2,3·10 ⁻⁰²
8	1,5·10 ⁻⁰¹	3,9·10 ⁻⁰⁵	8,8·10 ⁻⁰⁸	4,3·10 ⁻¹⁰	4,4·10 ⁻¹⁰	9,8·10 ⁻¹³	3,5·10 ⁻¹²	5,3·10 ⁻¹³	2,3·10 ⁻⁰²
9	1,4·10 ⁻⁰¹	3,2·10 ⁻⁰⁵	6,2·10 ⁻⁰⁸	2,4·10 ⁻¹⁰	2,3·10 ⁻¹⁰	4,6·10 ⁻¹³	1,5·10 ⁻¹²	2,0·10 ⁻¹³	2,2·10 ⁻⁰²
10	1,3·10 ⁻⁰¹	2,2·10 ⁻⁰⁵	3,0·10 ⁻⁰⁸	8,3·10 ⁻¹¹	7,2·10 ⁻¹¹	1,1·10 ⁻¹³	3,4·10 ⁻¹³	4,1·10 ⁻¹⁴	2,2·10 ⁻⁰²
12	1,1·10 ⁻⁰¹	1,2·10 ⁻⁰⁵	9,3·10 ⁻⁰⁹	1,4·10 ⁻¹¹	1,0·10 ⁻¹¹	1,0·10 ⁻¹⁴	2,7·10 ⁻¹⁴	2,8·10 ⁻¹⁵	2,1·10 ⁻⁰²
14	1,1·10 ⁻⁰¹	8,4·10 ⁻⁰⁶	4,6·10 ⁻⁰⁹	4,5·10 ⁻¹²	3,0·10 ⁻¹²	2,3·10 ⁻¹⁵	5,6·10 ⁻¹⁵	4,9·10 ⁻¹⁶	2,1·10 ⁻⁰²
16	1,0·10 ⁻⁰¹	6,4·10 ⁻⁰⁶	2,6·10 ⁻⁰⁹	1,8·10 ⁻¹²	1,1·10 ⁻¹²	6,9·10 ⁻¹⁶	1,5·10 ⁻¹⁵	1,2·10 ⁻¹⁶	2,1·10 ⁻⁰²
18	1,0·10 ⁻⁰¹	5,5·10 ⁻⁰⁶	1,9·10 ⁻⁰⁹	1,1·10 ⁻¹²	6,0·10 ⁻¹³	3,5·10 ⁻¹⁶	7,0·10 ⁻¹⁶	4,9·10 ⁻¹⁷	2,1·10 ⁻⁰²
20	9,8·10 ⁻⁰²	4,2·10 ⁻⁰⁶	1,1·10 ⁻⁰⁹	4,7·10 ⁻¹³	2,3·10 ⁻¹³	1,1·10 ⁻¹⁶	2,0·10 ⁻¹⁶	1,3·10 ⁻¹⁷	2,1·10 ⁻⁰²

Як свідчить аналіз рис. 3, зі збільшенням глибини значення **r** монотонно зростає (за винятком ділянок мінімальної прогрітості, де на найглибших горизонтах спостерігається його незначне зменшення). Зростання **r** відповідає збільшенню кількості розгалужених форм алканів над нормальними (нерозгалуженими). Ми вважаємо, що збільшення значення **r** свідчить про фосилізацію первинної ОР і підтверджує загальнотеоретичні міркування про спрямова-

ність процесів трансформації керогену із зануренням, що опосередковано доводиться чисельними дослідженнями з його піролізу [4].

Водночас, тенденції зміни **r** у газорідинно-му флюїді, який знаходиться у термодинамічній рівновазі із керогеном, представленому у модельній системі рядом від метану до пентанів включно, вказують на зворотний процес, коли із зануренням коефіцієнт розгалуження швидко зменшується, як показано на рис. 4.

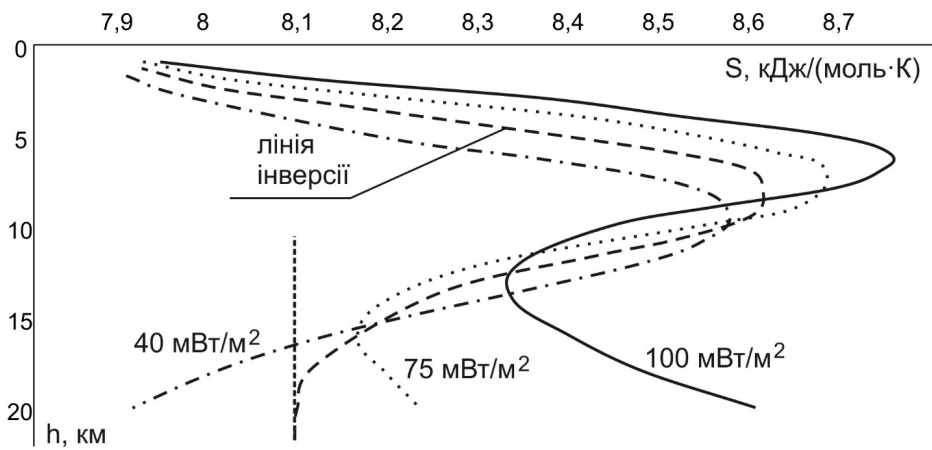


Рисунок 2 – Загальна ентропія системи кероген III типу – флюїд як функція глибини

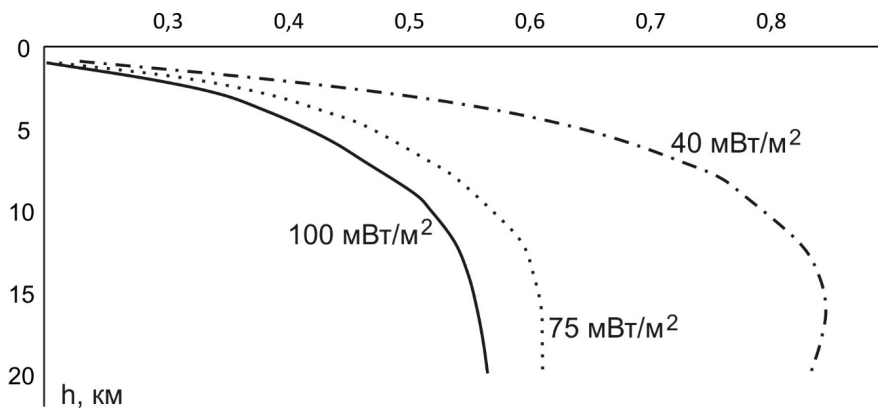


Рисунок 3 – Коефіцієнт розгалуження для твердої фази

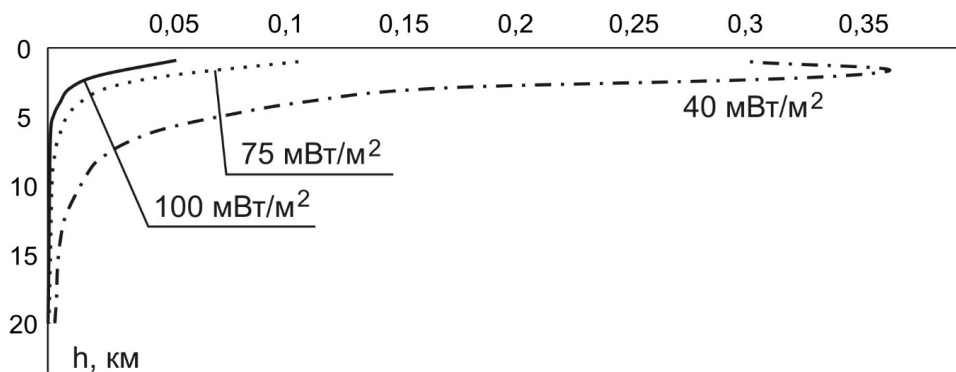


Рисунок 4 – Коефіцієнт розгалуження для газорідного флюїду

Поведінка алканів, яка ілюструється кривими на рис. 4, свідчить, вочевидь, про активний процес деполімеризації, який відбувається із зануренням внаслідок переважання фактору температури над тиском, як це припускалось вище. Винятком є ділянки найменшої прогрітості, де спостерігається незначна, але чітка інверсія в ділянці помірних глибин із максимумом 2 км.

Важливим параметром, який визначає цінність та ймовірність знаходження у нафтоматеринських породах родовищ вуглеводнів, є здатність ОР в процесі трансформацій виділяти газ. Газогенеративну здатність ОР (Γ_z) визначаємо

у $\text{нм}^3/\text{кг}$ органічної безводної маси керогену, та розраховуємо за формулою:

$$\Gamma_z = \frac{V_m \cdot \sum_{i=1}^{12} v(i.k.)_i}{\sum_{i=1}^{44} M_i v(\text{рад.})_i}, \quad (2)$$

де v – мольна частка компоненту,

M_i – молярна маса i -го компоненту, в г/моль ,

V_m – об'єм моля речовини у газовому стані (прийнято $22,4 \text{ дм}^3/\text{моль}$),

$i.k.$ – індекс, що відповідає індивідуальному компоненту системи,

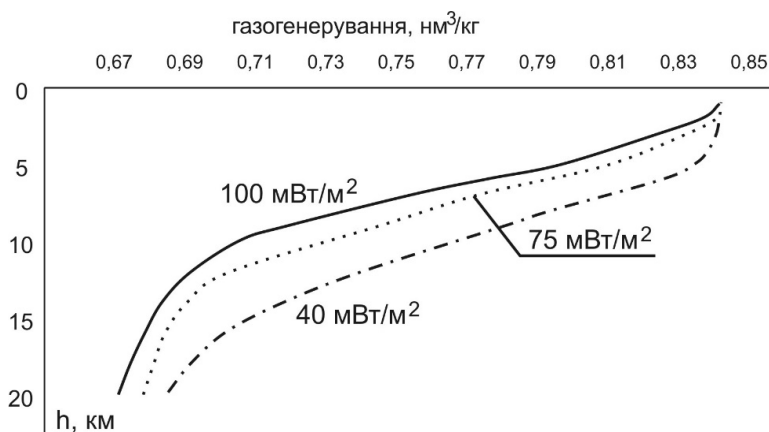


Рисунок 5 – Газогенеративний потенціал керогену III типу (за формулою 2) як функція глибини

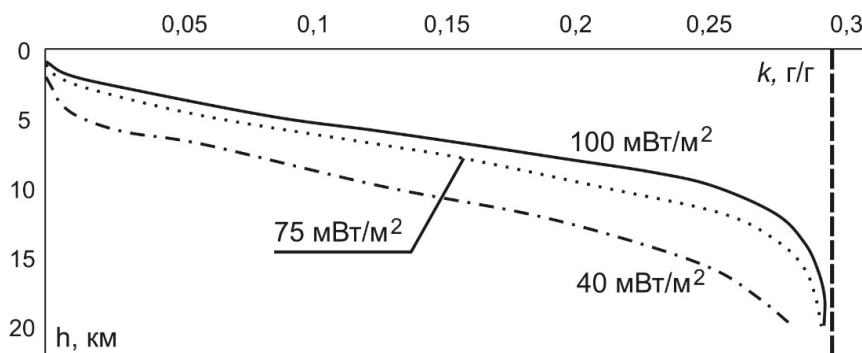


Рисунок 6 – Співвідношення маси води до керогену III типу як функція глибини та теплового потоку

рад. – індекс, що вказує на радикал з адитивної моделі за ван Кревеленом.

Результати визначення газогенеративної здатності керогену III типу для всіх теплових потоків за формулою (2) наведено на рис. 5.

З рис. 5 очевидно, що для всіх теплових потоків із заглибленням спостерігається незначне, але виражене зменшення газогенеративної здатності керогену III типу. Цей процес відповідає уявленню про «зрілість» керогену [4], зі зростанням якої відбувається карбонізація, втрата водню та, відповідно, зменшення здатності до продукування газоподібних вуглеводнів.

Як зазначено в наших попередніх роботах [21], моделювання трансформації ОР формалізмом Джейнса дає можливість достовірно визначати кількість води, яка знаходиться у рівновазі із флюїдами та твердою фазою. За отриманими у вищенаведених розрахунках даними визначено відношення маси води до керогену:

В початковому стані системи, який описується елементним складом та термобаричними умовами, нами не передбачається окремого введення мольної частки води. Тобто обчислюється склад системи, яка спочатку являє собою лише безводний кероген III типу, що безмеж-

ний час перебуває в замкненій системі за певних тиску та температури. Вода, кількість якої обчислена за розробленою моделлю, є продуктом деструкції керогену III типу, тобто не йдеться про «мокрый» піроліз або гідролітичне диспропорціонування за Хелгесоном [22].

Подібно до алюмосилікатних порід із зачуренням ОР виділяє воду, але цей процес, як свідчить рис. 6, не є нескінченним, і при вичерпанні ресурсу водню генерування води речовиною керогену III типу припиняється за відношення вода/кероген $\approx 0,3$. Цілком логічно, що при більшому тепловому потоці в породних масивах відбувається швидша дегідратація ОР.

Для кількісного опису процесу генерування води матриксом керогену ми пропонуємо використати константу рівноваги дегідратації (Kd), яку визначаємо так:

$$Kd = \frac{v_{H_2O} \cdot v_{-CH_3}}{v_{CH_4} (v_{-OH} + v_{-COOH})}, \quad (3)$$

де v – мольна частка компонента, а наявність в індексі символу «-» (наприклад, $-CH_3$) вказує на адитивну складову керогену III типу. Ця константа описує складний хімічний процес, в якому прекурсорами утворення води є базові кисневовмісні радикали (гідроксильна та кар-

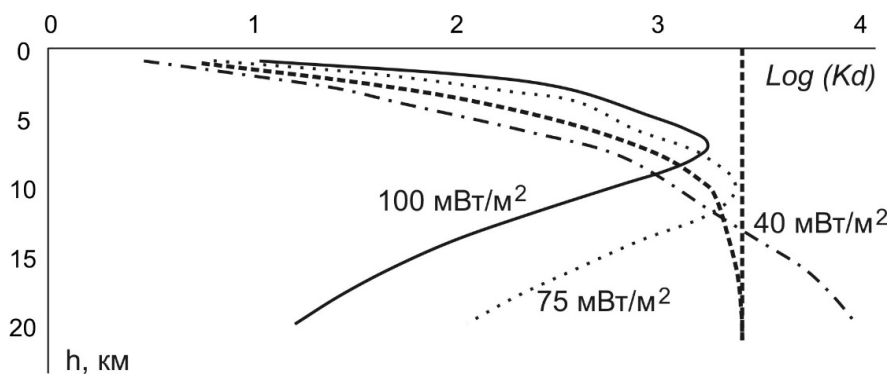


Рисунок 7 – Константа реакції дегідратації керогену як функція глибини

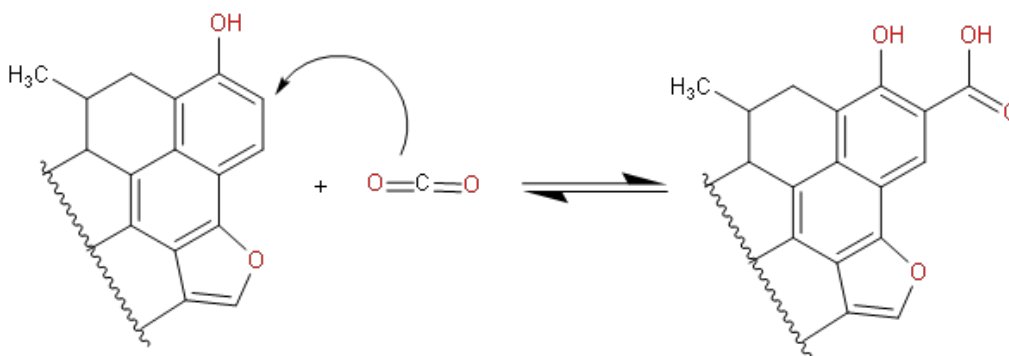


Рисунок 8 – Схема приєднання CO₂ до матриксу керогену із утворенням карбоксильної групи

боксильна групи), які за обраних термобаричних умов відщеплюються від макромолекули керогену із захопленням додаткового водню, джерелом якого є метан. Другим продуктом цієї реакції є метильна група (відповідно відбувається метилювання керогенового матриксу). Графічно залежність десятичного логарифму константи реакції дегідратації від глибини для розглянутих теплових потоків наведена на рис. 7.

На відміну від валового виділення води (рис. 6), константа реакції дегідратації демонструє складну залежність від глибини та теплового потоку. Загалом наявна тенденція до зростання значення Kd в діапазоні 6-10 км для всіх теплових потоків, що означає переважання процесу виділення води над її хімічним зв'язуванням. Після досягнення максимуму дегідратації при достатньому тепловому потоці відбувається зворотний процес, який пояснюється значним зростанням хімічної активності води на великих глибинах [8] та полягає у перерозподілі водню та кисню між іншими компонентами системи, як флюїдним так і твердою фазою. Винятком є слабкопрогріті зони, для яких подібна інверсія не спостерігалась. На рис. 6 також наведена штрихова лінія інверсії, яка обмежена асимптотою із значенням $Kd \approx 2500$ ($\text{Log } Kd = 2,4$).

В літературі, присвяченій хімізму перетворень ОР на пост-седиментаційному етапі, розглядаються 4 основні реакції із нарощуванням молекулярної маси продукту, що описані у вступній частині – реакція Маяра, поліконденсація фенолів, окисне зшивання поліненасичених жирних кислот та естерифікація між жирними кислотами та фенолами. Ще один тип реакцій, який може призвести до зростання молекулярної маси продукту трансформації керогену III типу, є синтез за Кольбе-Шміттом. Суть реакції полягає у зворотному приєднанні молекули CO₂ до матриксу керогену із утворенням карбоксильної групи [23], як показано на рис. 8.

Для опису процесу карбоксилізації-декарбоксилізації керогену III типу вуглекислим газом в процесі катагенезу нами обчислена константа рівноваги Kk за формулою 4:

$$Kk = \frac{v_{-COOH} \cdot v_{Ar}}{v_{CO_2} \cdot v_{Ar-H}}, \quad (4)$$

де v – мольна частка компоненту, а індекси відповідають: $-COOH$ – карбоксильна група керогену, Ar – вуглець в ароматичному кільці, сполучений з радикалом, відмінним від водню, але не третинний, $Ar-H$ – вуглець в ароматичному кільці сполучений з воднем, CO₂ – вільний вуглекислий газ (див. табл. 1).

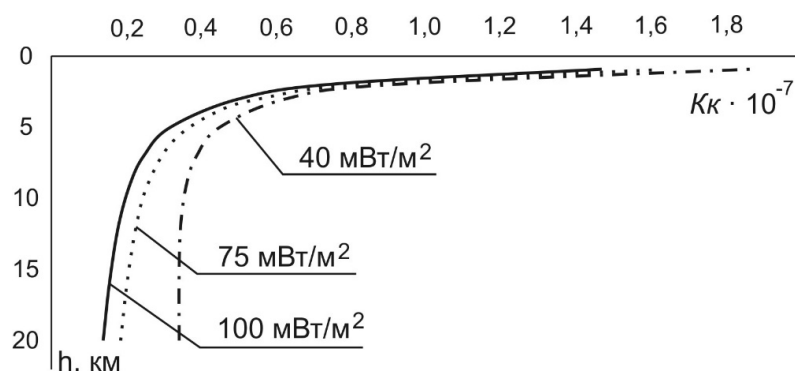


Рисунок 9 – Константа рівноваги реакції Кольбе-Шмітта як функція глибини

За результатами обчислень побудовано графік залежності Kk від глибини та теплового потоку, який подано на рис. 9.

З рис. 9 випливає, що в межах глибин до 5 км для системи “кероген III типу – газ” характерною є реакція декарбоксілізації із утворенням вільного вуглекислого газу. Із зростанням глибини вплив тиску стає вагомим, темпи декарбоксілізації сповільнюються, а для ділянок найменшої прогрітості спостерігається слабо виражений зворотний процес карбоксілізації. Малі значення константи Kk свідчать про незначний внесок реакції Кольбе-Шмітта у нарощування молекулярної маси органічної речовини керогену III типу в пост-седиментаційних процесах.

Висновки

Методи термодинамічного моделювання, засновані на формалізмі Джейнса, дають можливість кількісно визначати компоненти складних систем типу тверда речовина/флюїд для випадків, коли твердою речовиною є кероген III типу, а флюїдом – суміш вуглеводневих та неорганічних сполук, які знаходяться в рідкому, газоподібному та надкритичному стані, залежно від термобаричних умов, якими керує глибина залягання.

Аналіз змін загальної ентропії системи з глибиною засвідчив, що консолідуючий вплив тиску є вагомим фактором, що впливає на склад геохімічної системи, що включає кероген III типу, у діапазоні глибин 6-13 км, в той самий час із подальшим зануренням переважає деструктивний фактор температури. За ентропією встановлено, що діапазон глибин від 6 до 15 км з максимумом 7,5 км можна вважати найбільш придатною для формування вуглеводневого флюїду з керогену III типу.

Запропоновані та розраховані в цій роботі коефіцієнти розгалуженості для твердої (керогену III типу) та газо-флюїдної фази підтверджують експериментальні роботи з оцінки

спрямованості процесів трансформації керогену із зануренням органівміщуючих порід, а встановлений термодинамічним моделюванням газогенеративний потенціал керогену монотонно зменшується із заглибленням, що також відповідає уявленню про його еволюцію.

Встановлений складний характер рівноваги між конституційною водою та керогеном, залежно від теплового потоку та глибини. Для аналізу цієї рівноваги запропонована проста константа рівноваги дегідратації, яка узагальнює перетворення води в матриці керогенів на прикладі їхнього III типу. Обчислена константа рівноваги реакції Кольбе-Шмітта показала, що незалежно від теплового потоку, із зростанням глибини темпи декарбоксілізації керогену зменшуються внаслідок зсуву рівноваги вліво, а сам внесок цієї реакції у перетворення керогену є незначним, з огляду на її порядок.

Література

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Москва: Мир, 1981.
2. Yamamoto S., Ishiwatari R. A study of the formation mechanism of sedimentary humic substances–II. Protein-based melanoidin model. *Organic Geochemistry*. 1989. No 14(5). P. 479-489.
3. Larter S.R., Douglas A.G. Melanoidins – kerogen precursors and geochemical lipid sinks: a study using pyrolysis gas chromatography (PGC). *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1980. No 44 (12). P. 2087-2095.
4. Vandembroucke M., Largeau C. Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*. 2007. No 38 (5). P. 719–833.
5. Stevenson F.J., Butler J.H. Chemistry of humic acids and related pigments. *Organic geochemistry*. 1969. P. 534-557. Springer, Berlin, Heidelberg.
6. Harvey G.R., Boran D.A., Chesal L.A., Tokar J.M. The structure of marine fulvic and

humic acids. *Marine Chemistry*. 1983. No 12. P. 119–132.

7. Schnitzer M. Humic substances: chemistry and reactions. *Developments in soil science*. 1978. Vol. 8. P. 1-64. Elsevier.

8. Чекалюк Э. Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев: Наукова думка, 1971.

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

10. Jaynes E. T. Information theory and statistical mechanics. *Physical review*. 1957. No 106(4). P. 620.

11. Vandenbroucke M. Kerogen: from types to models of chemical structure. *Oil & gas science and technology*. 2003. No 58(2). P. 243-269.

12. Зеленко Ю. М., Дзюба О. В., Карпенко О. М. Просторове поширення типів керогену на основі обробки даних методу піролізу зразків в межах Дніпровсько-Донецької западини. *Геоінформатика*. 2016. № 3 (59). С. 20-24.

13. Павлюк М. І. Геодинамічна еволюція та нафтогазоносність Азово-Чорноморського і Баренцевоморського периконтинентальних шельфів. Львів: ТзОВ "ПРОМАН", 2014.

14. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Київ: Ніка-Центр, 2014.

15. Колтун Ю. В. Еволюція чорносланцевих товщ та генерація вуглеводнів в межах давньої континентальної окраїни Тетису (Українські Карпати та суміжні території). *Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України*. 2008. № 1. С. 87-92.

16. Любчак О.В., Хоха Ю.В., Яковенко М.Б. Співвідношення структурних елементів вуглеводневої складової аргілітів Східних Карпат за формалізмом Джейнса. *Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна, серія "Геологія. Географія. Екологія"*. 2018. № 49. С. 83-94.

17. Khokha Yu. V., Yakovenko M. B., Lyubchak O.V. Entropy maximization method in thermodynamic modelling of organic matter evolution at geodynamic regime changing. *Geodynamics*. 2020. No 2 (29). P. 79-88.

18. Ungerer P., Collell J., Yiannourakou M. Molecular modeling of the volumetric and thermodynamic properties of kerogen: Influence of organic type and maturity. *Energy & Fuels*. 2015. No 29 (1). P. 91-105.

19. Behar F., Lorant F., Lewan M. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite. *Organic Geochemistry*. 2008. No 39(1). P. 1-22.

20. 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. No 53(6). P. 2498-2508.

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

22. Helgeson H.C., Richard L., McKenzie W.F., Norton D.L., Schmitt A. A chemical and thermodynamic model of oil generation in hydrocarbon source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2009. No 73(3). P. 594-695.

23. Lindsey A.S., Jeskey H. The Kolbe-Schmitt Reaction. *Chemical Reviews*. 1957. No 57 (4). P. 583-620.

References

1. Tisso B., Velte D. *Образование и распространение нефти*. Москва: Mir, 1981. [in Russian]

2. Yamamoto S., Ishiwatari R. A study of the formation mechanism of sedimentary humic substances—II. Protein-based melanoidin model. *Organic Geochemistry*. 1989. No 14(5). P. 479-489.

3. Larter S.R., Douglas A.G. Melanoidins – kerogen precursors and geochemical lipid sinks: a study using pyrolysis gas chromatography (PGC). *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1980. No 44 (12). P. 2087-2095.

4. Vandenbroucke M., Largeau C. Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*. 2007. No 38 (5). P. 719–833.

5. Stevenson F.J., Butler J.H. Chemistry of humic acids and related pigments. *Organic geochemistry*. 1969. P. 534-557. Springer, Berlin, Heidelberg.

6. Harvey G.R., Boran D.A., Chesal L.A., Tokar J.M. The structure of marine fulvic and humic acids. *Marine Chemistry*. 1983. No 12. P. 119–132.

7. Schnitzer M. Humic substances: chemistry and reactions. *Developments in soil science*. 1978. Vol. 8. P. 1-64. Elsevier.

8. Xhekaliuk E. B. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев: Наукова думка, 1971. [in Russian]

9. Khokha Yu. V. Термодинаміка глибинних вуглеводнів у прогнозуванні регіональної нафтогазоносності. Київ: Наукова думка, 2014. [in Ukrainian]

10. Jaynes E. T. Information theory and statistical mechanics. *Physical review*. 1957. No 106(4). P. 620.
11. Vandenbroucke M. Kerogen: from types to models of chemical structure. *Oil & gas science and technology*. 2003. No 58(2). P. 243-269.
12. Zelenko Yu. M., Dziuba O. V., Karpenko O. M. Prostorove poshyrennia typiv kerogenu na osnovi obrobky danykh metodu pirolizu zrazkiv v mezhakh Dniprovsko-Donetskoï zapadyny. *Geoinformatyka*. 2016. No 3 (59). P. 20-24. [in Ukrainian]
13. Pavliuk M. I. Geodynamichna evoliutsiia ta naftogazonosnist Azovo-Chornomorskogo i Bererntsevomorskogo perykontynentalnykh shelfiv. Lviv: PROMAN, 2014. [in Ukrainian]
14. Netradytsiini dzherela vuglevodniv Ukrainy. Kyiv: Nika-Tsentr, 2014. [in Ukrainian]
15. Koltun Yu. V. Eevoliutsiia chorno-slantsevnykh tovshch ta generatsiia vuglevodniv v mezhakh davlioi kontynentalnoi okrainy Tetisu (Ukrainski Karpaty ta sumizhni terytorii). *Zbirnyk naukovykh prats Instytutu geologichnykh nauk NAN Ukrainy*. 2008. No 1. P. 87-92. [in Ukrainian]
16. Liubchak O.V., Khokha Yu.V., Yakovenko M.B. Spivvidnoshennia strukturnykh elementiv vuglevodnevoi skladovoi argilitiv Shkhidnykh Karpat za formalizmom Jeinsa. *Visnyk Kharkivskogo natsionalnogo universytetu imeni V.N.Karazina, seriia "Geologiya. Geografiia. Ekologiya"*. 2018. No 49. P. 83-94. [in Ukrainian]
17. Khokha Yu. V., Yakovenko M. B., Lyubchak O.V. Entropy maximization method in thermodynamic modelling of organic matter evolution at geodynamic regime changing. *Geodynamics*. 2020. No 2 (29). P. 79-88.
18. Ungerer P., Collett J., Yiannourakou M. Molecular modeling of the volumetric and thermodynamic properties of kerogen: Influence of organic type and maturity. *Energy & Fuels*. 2015. No 29 (1). P. 91-105.
19. Behar F., Lorant F., Lewan M. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite. *Organic Geochemistry*. 2008. No 39(1). P. 1-22.
20. 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. No 53(6). P. 2498-2508.
21. Khokha Yu., Liubchak O., Yakovenko M. Termodynamika transformatsii kerogenu II typu. *Geologiya i geokhimiia goriuchykh kopalyn*. 2019. No 3 (180). P. 25-40. [in Ukrainian]
22. Helgeson H.C., Richard L., McKenzie W.F., Norton D.L., Schmitt A. A chemical and thermodynamic model of oil generation in hydrocarbon source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2009. No 73(3). P. 594-695.
23. Lindsey A.S., Jeskey H. The Kolbe-Schmitt Reaction. *Chemical Reviews*. 1957. No 57 (4). P. 583-620.

Наука — виробництву

УДК 621.532.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-2(79)-64-72

ПРОБЛЕМАТИКА ЗАПОБІГАННЯ ВИРОБНИЧОМУ ТРАВМАТИЗМУ ПРАЦІВНИКІВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ

Г. М. Кривенко, Г. Д. Лялюк-Вітер, В. Я. Шиманський

ІФНТУНГ; 76019, м Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: galyakrivenko73@gmail.com

Створення безпечних умов праці є головним завданням держави у реалізації конституційного права громадян. Завданням державної політики у сфері охорони праці є зниження рівня травматизму та професійної захворюваності на виробництві. Безпека праці – це один з базових принципів діяльності підприємств нафтогазової галузі. Особлива увага звертається на безперервне підвищення стандартів охорони здоров'я і безпеки праці. При цьому зменшуються ризики аварій та можливі негативні наслідки для довкілля. Зараз у центрі уваги організації не просто безпека праці, а більш широке її трактування, яке представлено у трьох її наступних аспектах: безпека, здоров'я, та психосоціальна складова добробуту працівників. Метою даної роботи є аналіз причин травматизму на виробництві для формування стійкої культури безпеки та здоров'я працівників. Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити такі задачі: проаналізувати причини нещасних випадків та виробничого травматизму на підприємствах нафтогазового комплексу; сформулювати стійку культуру безпеки та здоров'я працівників. Проведено детальний аналіз нещасних випадків, що сталися на підприємствах нафтогазової галузі протягом 2014 – 2019 років. Проаналізовано зміну коефіцієнта частоти травматизму. Наведено аналіз причин виробничого травматизму. Спостерігається тенденція до збільшення нещасних випадків, пов'язаних з організаційними причинами. Психофізіологічні причини також впливають на значну кількість нещасних випадків. Аналіз причин подій допоможе правильно розподіляти ресурси організації для досягнення бажаних результатів у сфері охорони праці. Наведена методика оцінювання рівня безпеки робочого місця з використанням психофізичного закону Стівенса для прогнозування ймовірностей нанесення шкоди здоров'ю працівників нафтогазової галузі у процесі трудової діяльності. Створено комплексний підхід, що поєднує аналіз, оцінку та управління ризиками на моделі безперервного покращення процесів (цикл Демінга), імплементація якого має призвести до нульового рівня смертності, нульової втрати часу від нещасних випадків, нульового травматизму, нульової шкоди природі. Встановлення цілей, які треба досягти у сфері безпеки, передбачає формування стратегічної програми визначення основних практичних кроків. Програмний підхід дає можливість покроково контролювати та направляти дії усіх зацікавлених осіб щодо формування стійкої культури безпеки та здоров'я працівників на роботі.

Ключові слова: коефіцієнт частоти травматизму, охорона праці, нещасні випадки, безпека праці, професійний ризик.

Задачей государственной политики в сфере охраны труда является снижение уровня травматизма и профессиональной заболеваемости на производстве. Безопасность труда – это один из базовых принципов деятельности предприятий нефтегазовой отрасли. Особое внимание обращается на непрерывное повышение стандартов охраны здоровья и безопасности труда. При этом уменьшаются риски аварий и возможные негативные последствия для окружающей среды. Сейчас в центре внимания организации не просто безопасность труда, а более широкая ее трактовка, представленная в трех ее следующих аспектах: безопасность, здоровье и психосоциальная составляющая благосостояния рабочих. Целью данной работы является анализ причин травматизма на производстве для формирования устойчивой культуры безопасности и здоровья рабочих. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

анализ причин несчастных случаев и производственного травматизма на предприятиях нефтегазового комплекса; формирование устойчивой культуры безопасности и здоровья рабочих. Проведен детальный анализ несчастных случаев, произошедших на предприятиях нефтегазовой отрасли на протяжении 2014 – 2019 годов. Проанализировано изменение коэффициента частоты травматизма. Приведен анализ причин производственного травматизма. Наблюдается тенденция к увеличению несчастных случаев, связанных с организационными причинами. Психофизиологические причины также влияют на значительное количество несчастных случаев. Распределение событий по потенциальной опасности сможет правильно распределить ресурсы организации для достижения желаемых результатов в сфере охраны труда. Приведена методика оценки уровня безопасности рабочего места с использованием психофизического закона Стивенса для прогнозирования вероятности нанесения вреда здоровью рабочих в процессе трудовой деятельности. Создан комплексный подход, объединяющий анализ, оценку и управление рисками на модели непрерывного улучшения процессов (цикл Деминга), имплементация которого должна привести к нулевому уровню смертности, нулевой потере времени от несчастных случаев, нулевого травматизма, нулевого вреда природе. Установление целей, которых необходимо достичь в сфере безопасности, предусматривает формирование стратегической программы определения основных практических шагов. Программный подход позволяет пошаговый контроль и направление действий всех заинтересованных лиц по формированию устойчивой культуры безопасности и здоровья рабочих на производстве.

Ключевые слова: коэффициент частоты травматизма, охрана труда, несчастные случаи, безопасность труда, профессиональный риск.

Creating safe working conditions is the main task of the state in the implementation of the constitutional right of citizens. The task of state policy in the field of labor protection is to reduce the level of injuries and occupational diseases at work. Occupational safety is one of the basic principles of the oil and gas industry. Particular attention is paid to the continuous improvement of health and safety standards. This reduces the risk of accidents and possible negative consequences for the environment. Now the focus of the organization is not only labour protection, but its broader interpretation, which is presented in the following three aspects: safety, health and psychosocial component of employee well-being. The aim of the work is to analyze the causes of injuries at workplace to form a sustainable culture of safety and health of workers. To achieve this goal it is necessary to solve the following tasks: analysis of the causes of accidents and occupational injuries at the enterprises of the oil and gas complex; creating a sustainable culture of safety and health of employees. A detailed analysis of accidents that occurred at the oil and gas industry enterprises during 2014 – 2019 is analyzed. The change of the coefficient of the frequency of injuries is analyzed. The analysis of the causes of industrial injuries is given. There is a tendency to increase accidents related to organizational reasons. Psychophysiological causes also affect a significant number of accidents. The distribution of events by potential danger will help properly allocate the organization's resources to achieve the desired results in the field of labor protection. The methodology for assessing the level of workplace safety is Stevens' psychophysical law to predict the likelihood of harm to the health of workers in the process of labor activity. An integrated approach has been created, combining analysis, assessment and risk management on the model of continuous process improvement (Deming cycle), the implementation of which should lead to zero mortality, zero loss of time from accidents, zero injuries, zero damage to nature. Setting goals to be achieved in the field of security involves the formation of a strategic program to identify the main practical steps. The program approach makes it possible to step by step monitor and guide the actions of all stakeholders to form a sustainable culture of safety and health of workers at workplace.

Keywords: injury rate coefficient, labor protection, accidents, labor safety, occupational risk.

Вступ

Підприємства нафтогазового комплексу є одними з головних джерел техногенної небезпеки. Це пов'язано з викидами надзвичайно шкідливих речовин і екстремальними ситуаціями, до яких відносяться аварії, вибухи, пожежі, що призводять до виробничих травм обслуговуючого персоналу різного ступеня важкості. Так, наприклад, на підприємствах нафтогазової галузі у 2017 році зареєстровано 19 нещасних випадків, з яких чотири групових, унаслідок яких травмовано 25 працівників у тому числі 3 із смертельним наслідком, а у 2019 році сталося 34 нещасних випадки, у тому числі 2 групових, унаслідок яких травмовано 36 працівників, у тому числі 1 із смертельним наслідком [1, 2].

Створення безпечних умов праці є головним завданням держави у реалізації конституційного права громадян. Завданням державної політики у сфері охорони праці є зниження рівня травматизму та професійної захворюваності на виробництві. Слід відмітити, що безпека праці – це один з базових принципів діяльності підприємств нафтогазового комплексу. Особлива увага звертається на безперервне підвищення стандартів охорони здоров'я і безпеки праці. При цьому зменшуються ризики аварій та можливі негативні наслідки для довкілля.

У нафтовій та газовій промисловості причини травматизму та професійних захворювань можна поділити на три групи: організаційні, технічні та психофізіологічні. Під час аналізу

причин виробничого травматизму потрібно розглядати виробничі умови та поведінкову реакцію працівника під час участі у трудовому процесі. Для запобігання нещасним випадкам використовується теорія піраміди травматизму. Вона є однією з найпоширеніших теорій запобігання нещасним випадкам у країнах Північної Америки, Західної Європи. Суть «пірамідального» підходу для запобігання нещасним випадкам полягає у своєчасному виявленні та ліквідації причин потенційно небезпечних випадків (основа піраміди), доки вони не призвели до нещасного випадку. Отже, співробітники підприємства повинні знайти та знешкодити якомога більше небезпечних чинників, доки вони не призвели до травмування. Аналіз рівня безпеки та здоров'я працівників на підприємствах нафтогазового спрямування є актуальним питанням. Нафтогазові компанії у даний час не розслідують і не враховують легких травм, інцидентів, потенційно небезпечних подій та небезпечної поведінки. Крім того, часто приховуються аварії та інциденти різної тяжкості. Все це ускладнює застосування теорії піраміди пошкоджень. Слід зазначити, що, як показує аналіз, пірамідальний підхід не допомагає уникнути серйозних травм. Ось чому впроваджується система управління безпекою праці та здоров'ям працівників відповідно до міжнародного стандарту ISO 45000 на основі ризикорієнтованого підходу, який передбачає реалізацію рекомендацій щодо порядку розслідування та обліку мікротравм та інцидентів з урахуванням міжнародного досвіду.

Аналіз останніх досліджень і публікацій та висвітлення невирішених проблем

Актуальним питанням, які стосуються зменшення ризиків аварій, що призводять до виробничого травматизму та негативно впливають на здоров'я працівників, присвячені роботи М. В. Малоока, М. М. Плиса, С. Я Кравціва, О. М. Соболя [3, 4]. Роботи авторів І. В. Ткаченка, І. І. Шпарка, В. М. Ярошевської, А. В. Кальянова висвітлюють основні аспекти безпеки праці з метою зменшення кількості нещасних випадків на виробництві [5, 6, 7]. У [8] проведено порівняльний аналіз європейських і міжнародних стандартів та законодавства України з охорони праці. З аналізу літературних джерел випливає, що необхідно провести комплексний аналіз причин травматизму на виробництві з урахуванням функціонування системи безпеки праці та здоров'я працівників. Адже на сьогодні безпека, здоров'я та психосоціальна складова добробуту працівників є у

центрі уваги організацій [9]. Отже, для підвищення ефективності заходів промислової безпеки потрібно проаналізувати та систематизувати причини травматизму на підприємстві. Слід зазначити, що дана проблема потребує комплексного дослідження чинників, що впливають на травматизм працівників нафтогазової галузі.

Метою статті є формування стійкої культури безпеки та здоров'я працівників нафтогазового комплексу. Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити такі задачі:

- аналіз причин нещасних випадків та виробничого травматизму;
- оцінювання рівня безпеки робочого місця та загального рівня професійного ризику;
- формування стійкої культури безпеки та здоров'я працівників, базуючись на провідних міжнародних стандартах та настановах.

Виклад основного матеріалу

Проведено детальний аналіз нещасних випадків, що сталися на підприємствах нафтогазової галузі за 2014 – 2019 роки.

Коефіцієнт частоти травматизму K для різних структурних підрозділів галузі визначався за залежністю, наведеною у [6].

На рисунку 1 наведено зміну середнього коефіцієнта частоти травматизму підприємств Групи Нафтогаз з 2014 року по 2019 рік.

Аналізуючи зміну коефіцієнта частоти травматизму за роками, бачимо, що відбувається його плавне зростання з 0,29 у 2014 році до 0,615 у 2019 році. Проаналізовано зміну частоти травматизму у різних структурних підрозділах. На рисунку 2 показано зміну коефіцієнта частоти травматизму за роками для підприємств, що входять до Групи Нафтогаз.

В ПАТ “Укртранснафта” зміна коефіцієнта частоти травматизму за 2014–2019 роки коливається у межах 0,31–0,90. Якщо розглядати ПАТ “Укргазвидобування”, то зміна коефіцієнта частоти травматизму за цей же період вписується у такі межі: 0,25–1,1. В ПАТ “Укрнафта” зміна коефіцієнта частоти травматизму спостерігається від 0,30 до 0,45. Зміна коефіцієнта частоти в ПАТ “Укртрансгаз” реєструється у таких межах: 0,20–0,69. А у підприємствах, що входять до групи «інші», тобто такі, що обслуговують дане виробництво, внаслідок дорожньо-транспортних пригод аналізується різка зміна коефіцієнта частоти травматизму від нуля до 2,4 у 2017 році та до 3,8 у 2019 році.

Проведено детальний аналіз причин виникнення виробничого травматизму, а саме: орга-

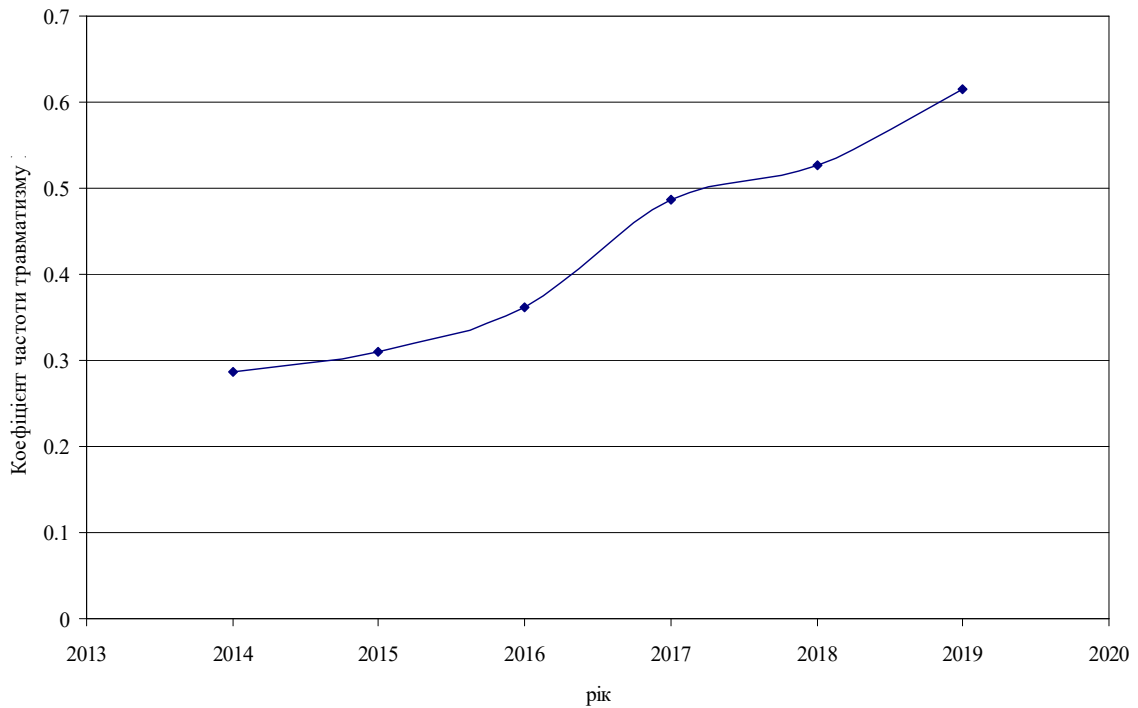


Рисунок 1 – Зміна середнього коефіцієнта частоти травматизму за роками

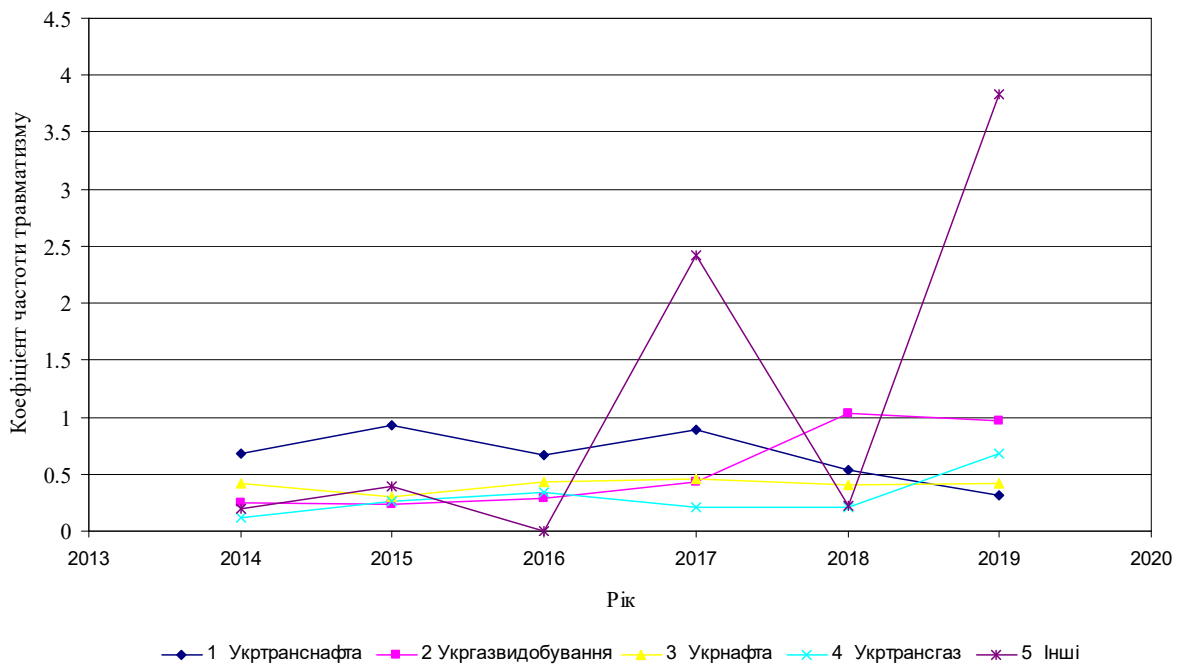


Рисунок 2 – Зміна середнього коефіцієнта частоти травматизму підприємств Групи Нафтогаз за роками

нізаційних, технічних та психофізіологічних. Результати аналізу наведено на рисунку 3.

За даний період часу спостерігається тенденція до збільшення кількості нещасних випадків, пов'язаних з організаційними причинами. Якщо у 2014 році зафіксовано 5 нещасних випадків та п'ятеро працівників травмувалося, то у 2019 році нещасних випадків було 27 та травми отримали тридцять шість працівників. На

підприємствах Групи Нафтогаз у 2014 році зафіксовано 10 нещасних випадків, пов'язаних з технічними причинами, а у 2019 – 2 нещасні випадки. Слід відмітити, що психофізіологічні причини впливають на значну кількість нещасних випадків. Якщо у 2014 році було 5 нещасних випадків з психофізіологічних причин і у 2019 році – 4 нещасні випадки, то у 2017 році нещасних випадків зафіксовано 9 [1, 2, 10].

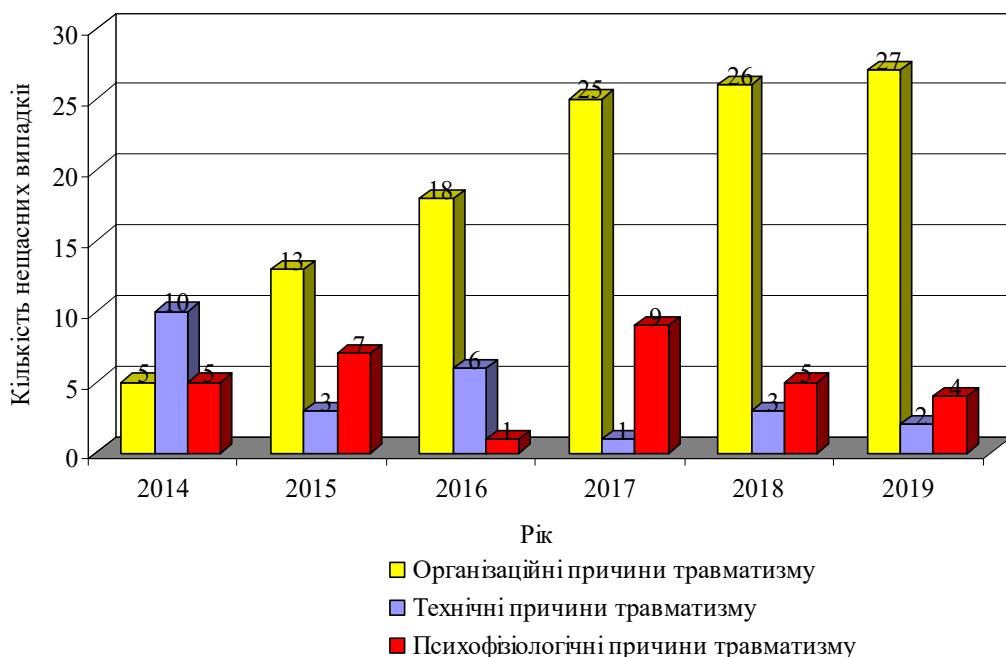


Рисунок 3 – Розподіл причин травматизму за роками

Найчастіше нещасні випадки на підприємствах Групи Нафтогаз трапляються через організаційні причини. У 2019 році 75% травмованих працівників постраждали внаслідок нещасних випадків з організаційних причин, 14% – з технічних причин, 11% – психофізичних причин.

Організаційні причини:

— невиконання вимог інструкцій з охорони праці – травмовано 16 працівників, у тому числі 1 із смертельним наслідком;

— порушення правил безпеки руху та порушення вимог безпеки під час експлуатації транспорту загального користування (автомобільного) – травмовано 6 працівників;

— невиконання посадових обов’язків – травмовано 3 працівників;

— порушення вимог безпеки під час експлуатації обладнання, устаткування, машин, механізмів тощо – травмовано 2 працівників.

Аналіз нещасних випадків за даний період вказує на те, що значна частина їх відбувається через падіння потерпілого, дорожньо-транспортні пригоди, також через дію предмета, що рухається, навмисну травму, заподіяну іншими особами. Падіння устаткування, дія токсичних речовин, обвалення ґрунту, перекидання технологічних транспортних засобів. Газодинамічні явища теж є причиною виникнення нещасних випадків.

Проведено аналіз окремих нещасних випадків разом з дослідженням причин під час розслідування нещасного випадку. При цьому використовується системний підхід, тобто нещас-

ний випадок розглядається як система, де умови, обставини і причини події, що аналізується, взаємопов’язані. За результатами аналізу потрібно розробляти заходи не лише з ліквідації виявлених небезпек у даних виробничих умовах, а також для створення здорових психосоціальних умов праці.

У 2019 році на підприємствах Групи Нафтогаз було затверджено «Візію охорони праці, промислової безпеки та охорони довкілля Групи Нафтогаз», одним з основним фокусів якої є формування стійкої культури безпеки та здоров’я працівників. Створений комплексний підхід до безпеки праці або так звана «Піраміда HSE Нафтогазу». В основі піраміди зосереджені стала діяльність та безпечні умови, новітні технології, дисципліна, виконання інструкцій, комунікація, виявлення та попередження проблем, підзвітність, що є базовими інструментами для попередження травматизму та аварійних ситуацій. Напрямки їх імплементації: робоче оточення (безпека будівлі та обладнання); системи (управління та процедури); люди та організація (культура та компетенція) [2]. Впровадження кращих практик та підходів провідних компаній галузі у сфері охорони праці, промислової безпеки та охорони довкілля, управління цілісністю, ризиками та забезпечення сталого розвитку, підтримка безпечних і здорових умов праці і культури сталого розвитку у Групі Нафтогаз є основою для досягнення нульового рівня смертності, нульової втрати часу від нещасних випадків, нульового травматизму, нульової шкоди природі.

Проведення оцінювання рівня безпеки робочого місця та загального рівня професійного ризику є одним з перших кроків для формування стійкої культури безпеки та здоров'я працівників. Для цього запропоновано використати психофізичний закон Стівенса, що описує зв'язок між інтенсивністю подразника J та величиною відчуття x [11].

$$x = K(J - J_0)^n, \quad (1)$$

де K – стала, що залежить від одиниць вимірювання;

J – вимірне значення фактора виробничого середовища (інтенсивності подразнення) або класи умов праці, встановлені під час атестації робочих місць відповідно до [12];

J_0 – порогове значення інтенсивності подразнення для даних умов;

n – психофізичний показник ступеня (змінюється для різних подразнень від 0,2 до 3,5).

Для кількісної оцінки узагальненого рівня професійного ризику R_n класи умов праці можуть бути умовно переведені у бали ризику [11].

Під час визначення узагальненого рівня ризику потрібно урахувати стан умов виробничого середовища за факторами відхилення від їх нормативних значень у бік зниження якості середовища. Оскільки вважається, що фактори виробничого середовища діють незалежно один від одного, то для оцінювання узагальненого рівня ризику виробничого середовища R_{BC} використовуються такі залежності:

$$R_{BC} = 1 - S_{BC}, \quad (2)$$

$$S_{BC} = \prod_{i=1}^n S_{BC_i}, \quad (3)$$

$$S_{BC_i} = \frac{(x_{\max} + 1) - x_i}{x_{\max}}, \quad (4)$$

де S_{BC} – узагальнений рівень безпеки виробничого середовища, віднесений до загального стажу роботи;

S_{BC_i} – рівень безпеки за i -тим фактором виробничого середовища;

n – число факторів середовища, що враховуються;

x_i – бальна оцінка за i -тим фактором середовища, що визначається за класом умов праці;

x_{\max} – максимальна бальна оцінка (приймається згідно шкали ризику, $x_{\max}=6$).

Наприклад, узагальнений рівень безпеки виробничого середовища віднесений до загального стажу роботи для класу умов праці 3.3, визначеному за результатами атестації за наявним шкідливим фактором виробничого середо-

вища - шум, становить $S_{BC}=0,33$, а узагальнений рівень професійного ризику $R_{BC}=0,67$.

Для визначення річного професійного ризику R_p використовують залежність:

$$R_p = 1 - \sqrt[m]{S_{BC}}, \quad (5)$$

де $m=28$ років – трудовий стаж.

Отже, наведена методика оцінювання рівня безпеки робочого місця, що базується на використанні психофізичного закону Стівенса, дасть змогу прогнозувати ймовірність нанесення шкоди здоров'ю працівників у процесі трудової діяльності.

Безпека та здоров'я працівників на об'єктах нафтогазового комплексу полягає у запобіганні та контролі подій та параметрів середовища, що можуть призвести до несприятливих наслідків. Забезпечення безпеки – це складний процес, що включає в себе, як обладнання та машини, технологічні параметри та процеси, а також людський фактор, що має найбільш вагоме значення. Хоча ймовірність викиду робочого середовища (нафти, газу чи нафтопродукту) є невеликою, але ця нечаста подія може призвести до травм та смертельних випадків, пожежі, вибуху, значних екологічних та матеріальних збитків. І, навпаки, небезпечні події, що відбуваються з більшою частотою, можуть не завдавати відчутних наслідків або ж, накладаючись одна на одну, провокувати загалом збій системи безпеки підприємства.

Саме тому, починаючи з етапу проектування виробничих потужностей і закінчуючи найдрібнішими технологічними процесами, проводять оцінювання ефективності застосування заходів безпеки, використовуючи ключові показники ефективності КПЕ (англ. Key Performance Indicators, KPI). Загалом КПЕ – числові показники діяльності, що дозволяють визначити ступінь досягнення стратегічних цілей чи оптимальності процесу, а саме: результативність та ефективність [13].

Нафтогазове підприємство, поставивши перед собою стратегічну ціль щодо безпеки та здоров'я працівників, повинне працювати над визначенням позитивних та негативних чинників та спрямовувати свою діяльність на вирішення та вдосконалення КПЕ щодо безпеки.

Пошук у базі даних «Законодавство України», що налічує понад 250 тисяч документів, на сайті Верховної Ради України показав, що законодавчими та нормативно-правовими актами в Україні на сьогоднішній день регулюється визначення КПЕ лише для діяльності державних службовців, а організації та підприємства самостійно напроцьовують КПЕ, у тому числі з питань безпеки та здоров'я працівників.

При визначенні безпекових КПЕ для підприємств нафтогазового комплексу у світі та в Україні керуються такими документами, стандартами та стратегіями:

– стандарти Американського нафтового інституту, що є недержавною організацією у галузі нафти та газу в США, до якої входять представники близько 400 корпорацій нафтогазового спрямування. Однією з функцій цієї організації є створення стандартів та сертифікація. Зокрема, стандарт API RP- 754 «Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries» дає інструменти для оперування процесом безпеки;

– МОП-СУОП 2001 «Настанова з систем управління охороною праці» (ILO-OSH- 2001);

– ISO 45001:2018 «Система управління гігієною та безпекою праці – Вимоги» (Occupational health and safety management systems – Requirements) – міжнародний стандарт, який встановлює вимоги для впровадження системи управління охороною здоров'я, гігієною та безпекою праці. ISO 45001 прийшов на зміну стандарту OHSAS 18001;

– настанова ISSA VISSION ZERO «Проактивні випереджувальні показники безпеки» («Proactive Leading Indicators»);

– стандарт «Ключові показники ефективності у сфері безпеки праці і здоров'я працівників», що розроблений на основі вищенаведених документів Лігою безпеки праці іноземних підприємств в Україні при ESOSH (Європейське співтовариство з охорони праці). Даний стандарт надає організаціям інструмент, за допомогою якого вони зможуть успішно планувати, впроваджувати, оцінювати та постійно вдосконалювати свою діяльність, розвиваючи культуру в галузі безпеки праці і, таким чином, зводити до нуля кількість аварій, травм та будь-яких інцидентів [14].

Аналіз стандартів та настанов вказує на необхідність визначення та відстеження наступних груп показників ефективності діяльності організації в напрямку забезпечення безпеки та здоров'я працівників, які у вигляді семи «Золотих правил» концепції «Vision Zero» представлені (у різному викладенні та формулюванні та при збереженні їх суті) у всіх вищеназваних документах. При цьому кожному правилу належить по два КПЕ.

1. Залучення керівництва вищої та середньої ланки, ступінь зацікавленості, усвідомленості, щодо питань безпеки праці та здоров'я працівників є першим кроком, що демонструє персоналу цінності підприємства чи організації, які необхідно підтримувати та наслідувати.

2. Аналіз, оцінка та управління ризиками є невід'ємною складовою системи управління безпекою праці та здоров'ям працівників (СУБПЗП) організації в цілому. Базується управління ризиком на моделі безперервного поліпшення процесів (цикл Демінга), коли є циклічність здійснення послідовних етапів: планування, виконання, перевірка та коригування запланованих заходів.

3. Встановлення цілей, які треба досягти у сфері безпеки, передбачає формування стратегічної програми визначення основних практичних кроків. Програмний підхід дає можливість покроково контролювати та направляти дії усіх зацікавлених осіб щодо безпеки та здоров'я працівників на роботі.

4. Створення та належне функціонування системи безпеки праці та здоров'я працівників є показником загального рівня організації, адже зменшує кількість простоїв, штрафних виплат, презентує зовнішнім партнерам та клієнтам організацію як соціально відповідальну, внаслідок чого загалом покращується якість продукції та наданих послуг, зростає цінність та престижність організації як для самих працівників, так і для зовнішніх зацікавлених осіб. Важливим аспектом при цьому є регулярна, систематична робота щодо вдосконалення організаційних заходів з охорони праці.

5. Показником ефективності функціонування СУБПЗП є промислова безпека та гігієна праці, що забезпечуються технічними заходами, та мають першочергове значення. Превентивність технічних заходів при будь-яких технологічних, організаційних, кадрових змінах – забезпечить покращення БПЗП.

6. Важливо відмітити, що у сучасному світі культ безперервності навчання (навчання протягом усього життя) відноситься і до БПЗП також. Тому початкове навчання персоналу є ключовим, але не достатнім. Отримання актуальних знань шляхом підвищення кваліфікації збільшує цінність працівників як для організації, так і на ринку праці в цілому. Керівництво організації несе відповідальність за підготовку необхідних детальних вимог для кожної посади та за відповідність кваліфікації кожного працівника його обов'язкам.

7. Інвестувати в людей – це вигідна справа для організації. Вмотивований персонал активно та серйозно відноситься до питань з охорони праці, проявляє ініціативу щодо вдосконалення рівня БПЗП. Визнання та відзначення працівників, що передбачають висловлення вдячності, урахування думки, особистої позиції працівників, зацікавленість керівництва у пропозиціях,

порадах, усе це і надалі мотивує персонал до безпечної праці.

Згідно з Настановою ISSA VISSION ZERO «Проактивні випереджувальні показники безпеки» усі індикатори, які належать до «Золотих правил», називаються випереджувальними КПЕ або проактивними, тобто такими, що вказують на можливість запобігання негативному наслідку. Окрім випереджувальних існують запізнілі (реактивні) КПЕ, які часто орієнтовані на наслідки та містять статистичні дані за певний період часу, наприклад, коефіцієнт частоти травматизму.

Не рекомендується використовувати грошову винагороду за результатами виконання запізнілих КПЕ, оскільки це може призвести до приховування реальних показників (травм, інцидентів тощо) в організації [14].

Пріоритетними в організації мають бути випереджувальні КПЕ, але вони не повинні повністю виключати запізнілі КПЕ.

Загалом сучасний підхід до питань з охорони праці в організації зазнав значного зміщення в сторону «людиноцентризму». Цей підхід передбачає забезпечення не лише нормальних та безпечних умов праці, усунення шкідливих факторів виробничого середовища, запобігання ушкодженню фізичного здоров'я, а й підтримку психологічного здоров'я шляхом створення здорових психосоціальних умов праці зі збереженням продуктивності, стимулювання творчого мислення та нестандартного вирішення складних завдань, залучення працівників до активної профілактики порушень стану здоров'я та психосоціальних умов праці.

Таким чином, зараз у центрі уваги організації не просто безпека праці, а більш широке її трактування, яке можна представити у трьох її наступних аспектах: безпека, здоров'я, та психосоціальна складова добробуту працівників. Загальносвітовою тенденцією є перегляд понять «охорона праці», «безпека праці» та запровадження поняття «безпека та здоров'я працівника на роботі», яку Україна також почала впроваджувати. Зокрема, це прослідковується у Проекті Закону України «Про безпеку та здоров'я працівників на роботі», який замінить собою Закон України «Про охорону праці». У Проекті, на протипагу до існуючих положень діючого закону, пропонується організація «проактивних» запобіжних дій згідно «Семи золотих правил», розглянутих раніше. Проект Закону дозволить впровадити на законодавчому рівні ризикорієнтований підхід у сфері організації безпеки та здоров'я працівників під час роботи та імплементувати положення Директиви Ради

Європейського Союзу 89/391/ЄЕС про впровадження заходів для заохочення вдосконалень у сфері безпеки та охорони здоров'я працівників під час роботи.

Висновки

Аналіз нещасних випадків на підприємствах Групи Нафтогаз показав, що основними причинами їх виникнення є організаційні. Аналіз нещасних випадків за причинами дасть змогу правильно розподіляти ресурси організації для досягнення бажаних результатів у сфері охорони праці.

Для прогнозування ймовірностей нанесення шкоди здоров'ю працівників нафтогазової галузі у процесі трудової діяльності запропонована методика оцінювання рівня безпеки робочого місця з використанням психофізичного закону Стівенса.

Концептуальна зміна у баченні безпекових питань на рівні державної політики дасть змогу організаціям нафтогазового профілю будувати СУБПЗП у відповідності до подібних провідних європейських та світових систем та мінімізувати ризики до їхнього рівня. Застосування комплексного підходу у сферах охорони праці, промислової безпеки і охорони довкілля призведе до розвитку зрілої культури у сферах охорони праці, промислової безпеки і охорони довкілля та досягнення нульового рівня смертності, нульової втрати часу від нещасних випадків, нульового травматизму, нульової шкоди природі.

Завданням наступних досліджень є подальше вивчення рівня професійного ризику персоналу нафтогазового підприємства при виконанні різних видів робіт та визначення пріоритетних шляхів формування стійкої культури безпеки та здоров'я працівників.

Література

1. Річний звіт 2017. «НАК «Нафтогаз України». URL: https://www.naftogaz.com/files/Zvity/NAK_AnRep2017_UA.pdf
2. Річний звіт 2019. Група Нафтогаз. URL: https://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz_2019_UA.pdf.
3. Ткаченко І. В., Шпарка І. І. Виробничий травматизм – проблема сучасності: актуальні аспекти, причини та шляхи запобігання. *Вісник Чернівецького торгово-економічного інституту*. 2013. Вип. 2. С. 375–381.
4. Кравців С. Я., Соболев О. М. Аналіз законного досвіду державного регулювання рівня прийняттого ризику. *Вісник НУЦЗ України*. Харків, 2016. Вип. 2 (5). С. 297–302.

5. Малоок М. В., Плис М. М. До питання ідентифікації небезпечних і шкідливих факторів та оцінювання ризиків на виробництві: Тези доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції «Хімія та сучасні технології». Дніпро: Т. 3. 2019. С. 30–31.

6. Ярошевська В. М., Чабан В. Й. Охорона праці в галузі. Київ: Професіонал, 2004. 286 с.

7. Кальянов А. В. Психологія безпеки праці. 2008. 32 с.

8. Венедіктов В. С., Грохольский В. П., Іншин М. І. та ін. Охорона праці: європейські і міжнародні стандарти та законодавство України (порівняльний аналіз): Науково-практичний посібник. Київ, 2006. Т. 1. 2006. 713 с.

9. ISSA – International Social Security Association. Vision Zero: Proactive Leading Indicators. A guide to measure and manage safety, health and wellbeing at work. ISSA, Geneva, Switzerland. 2020. 48 p. URL: https://visionzero.global/sites/default/files/2021-04/2-VZ_Indicators092020.pdf

10. Безпека праці. Річний звіт 2016 «НАК «Нафтогаз України» URL: <http://annualreport2016.naftogaz.com/ua/jak-mi-pracujemo/bezpeka-praci/>

11. Плошкин В. В., Казак С. Н. К оценке профессиональных рисков в литейном производстве. *Промышленная экология и охрана труда*. 2009. С. 63-72.

12. Державні санітарні норми та правила «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0472-14#Text>.

13. Вишнякова М. В. Мифы и правда о КPI. М.: Летопись, 2017. 274 с.

14. Стандарт Ліги Безпеки праці іноземних підприємств в Україні «Ключові показники ефективності у сфері безпеки праці і здоров'я працівників», Редакція № 1, грудень 2020 року за сприяння ESOSH, 15 с. URL: <https://drive.google.com/file/d/1ycUno4wN2ABC-8rfwY2Fy8ZLit-u6E3q/view>

References

1. Richnyi zvit 2017. «NAK Naftogaz Ukrainy» URL: https://www.naftogaz.com/files/Zvity/NAK_AnRep2017_UA.pdf [in Ukrainian]

2. Richnyi zvit 2019. Grypa Naftogaz. URL: https://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz_2019_UA.pdf [in Ukrainian]

3. Tkachenko I. V., Shparka I. I. Vyrobnychyi travmatyzm – problema suchasnosti aktualni

aspekty, prychyny ta shliaxy zapobigannya. *Visnyk Chernivetskoho torhovo-ekonomichnoho instytutu*. 2013. Vol 2. P. 375–381. [in Ukrainian]

4. Kravtsiv S. Ya. Sobol O. M. Analiz zakordonnoho dosvidu derzhavnoho rehuluivannia rivnia pryinyatnoho ryzyku. *Visnyk NUTsZ Ukrainy*. 2016. No 2 (5). P. 297–302. [in Ukrainian]

5. Malook M. V., Plys M. M. Do pytannia identyfikatsii nebezpechnykh i shkidlyvykh faktoriv ta otsinuivannia ryzykiv na vyrobnytsstvi: Tezy dopovidei IX Mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii «Khimii ta suchasni tekhnolohii» Dnipro. 2019. Vol 3. P. 30–31. [in Ukrainian]

6. Yaroshevska V. M., Chaban V. I. Okhorona pratsi v haluzi. K.: Profesional, 2004. 286 p. [in Ukrainian]

7. Kalianov A. V. Psikhohiia bezpasnosti truda. 2008. 32 p. [in Russian]

8. Venediktov V. S. , Hrokholskyi V. P. , Inshyn M. I. ta in. Okhorona pratsi: yevropeyski i mizhnarodni standarty ta zakonodavstvo Ukrainy (porivnialnyi analiz). K. 2006. Vol. 1. 713 p. [in Ukrainian]

9. ISSA – International Social Security Association. Vision Zero: Proactive Leading Indicators. A guide to measure and manage safety, health and wellbeing at work. ISSA, Geneva, Switzerland. 2020. 48 p. URL: https://visionzero.global/sites/default/files/2021-04/2-VZ_Indicators092020.pdf

10. Bezpeka pratsi. Richnyi zvit 2016 «NAK Naftogaz Ukrainy» URL: <http://annualreport2016.naftogaz.com/ua/jak-mi-pracujemo/bezpeka-praci> [in Ukrainian]

11. Ploshkin V. V., Kazak S. N. K otsenke profesionalnykh riskov v liteinom proizvodstvie. *Promyshliennaia ekolohiia i okhrana truda*, 2009. P. 63-72. [in Ukrainian]

12. Derzhavni sanitarni normy ta pravyla «Hihienichna klasyfikatsiia pratsi za pokaznykamy shkidlyvosti ta nebezpechnosti faktoriv vyrobnychoho seredovyscha, vazhkosti ta napruzhenosti trudovoho protsesu». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0472-14#Text>. [in Ukrainian]

13. Vishniakova M. V. Mify i Pravda o KPI. M.: Lietopis, 2017. 274 p. [in Russian]

14. Standart Ligy Bezpeky inozemnykh pidpymstv v Ukraini «Kluichovi pokaznyky efektyvnosti u sferi bezpeky pratsi i zdorovia pratsivnykiv», Redakchiia No 1, gruden 2020 roku za spryiannya ESOSH, 15 p. URL: <https://drive.google.com/file/d/1ycUno4wN2ABC-8rfwY2Fy8ZLit-u6E3q/view> [in Ukrainian]

РАЦІОНАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

¹В. Я. Грудз, ¹Я. В. Грудз, ²Р. В. Терещенко, ¹Б. І. Гершун

ІФНТУНГ; 76019, м Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: sr gg 4 2 9 @ g m a i l . c o m

²Виробниче ремонтно-технічне підприємство «Укргазенергосервіс»;
08150, м. Боярка, вул. Маяковського, 49; e-mail: terescenko-rv@utg.ua

Наведено принципи формування математичних моделей для вибору раціональних режимів експлуатації складних газотранспортних систем з багатоцеховими компресорними станціями, обладнаними різнотипними газоперекачувальними агрегатами. Оптимізацію режимів запропоновано здійснювати на основі використання енергоекономічних характеристик газотранспортної системи, які будуються шляхом параметрів газотранспортної системи з врахуванням технічного стану її елементів і економічних показників експлуатації за визначений період. Такий підхід забезпечує дотримання принципу експлуатації газотранспортної системи в області допустимих режимів і граничних енерговитрат, з одного боку, і мінімізації затрат на транспортування газу, з іншого. При можливості використання фактичних даних про реальний технічний стан обладнання і газопроводів системи вказаний метод дозволяє оцінити і врахувати в подальшій процедурі параметри надійності газопостачання. Важливою вимогою до процедури оптимізації є стійкість енергоекономічних характеристик, під якою розуміють те, що при будь-яких практичних змінах неосновних режимних параметрів енергоекономічна характеристика не повинна зміщуватися за межі допустимої похибки. Задача оптимального розподілу навантажень у складній газотранспортній системі розглядається, виходячи їх мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях. Завдання оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку екстремуму функції мети шляхом вибору такого вектора керуючих впливів, який задовольнив би покладеним обмеженням. Розподіл навантажень на вищій ієрархії для системи магістральних газопроводів отримано відшукуванням мінімуму сумарних витрат на компримування газу по кожному газопроводу. Розглянуто методіку побудови таких характеристик і процедури встановлення їх стійкості, що дозволяє формалізацію побудови критеріальної залежності параметрів режиму від енергоекономічних факторів. Викладені принципи рішення дозволяють формалізувати функцію мети для вибору раціонального режиму експлуатації газотранспортної системи в умовах її неповного завантаження.

Ключові слова: газотранспортна система, енергоекономічна характеристика, оптимізація, функція мети, раціональний режим.

Приведены принципы формирования математических моделей для выбора рациональных режимов эксплуатации сложных газотранспортных систем с многоцеховыми компрессорными станциями, оборудованными разнотипными газоперекачивающими агрегатами. Предлагается оптимизация режимов на основе использования энергоэкономичных характеристик газотранспортной системы, которые строятся на основе параметров газотранспортной системы с учетом технического состояния ее элементов и экономических показателей эксплуатации за определенный период. Такой подход обеспечивает соблюдение принципа эксплуатации газотранспортной системы в области допустимых режимов и предельных энергозатрат, с одной стороны, и минимизации затрат на транспортировку газа, с другой. При возможности использования фактических данных о реальном техническом состоянии оборудования и газопроводов системы указанный метод позволяет оценить и учесть в дальнейшей процедуре параметры надежности газоснабжения. Важным требованием к процедуре оптимизации является устойчивость энергоэкономичных характеристик, под которой подразумевают то, что при любых практических изменениях неосновных режимных параметров энергоэкономическая характеристика не должна смещаться за пределы допустимой погрешности. Задача оптимального распределения нагрузок в сложной газотранспортной системе рассматривается, исходя их минимума суммарных энергетических затрат при заданном объеме подачи газа и других планово-технологических ограничениях. Задача оптимизации многопараметрического объекта заключается в поиске экстремума функции цели путем выбора такого вектора управляющих воздействий, который удовлетворил бы положенным ограничениям. Распределение нагрузок на высшей иерархии для системы магистральных газопроводов получено отысканием минимума суммарных затрат на компримирования газа по каждому газопроводу. Показана методика построения таких характеристик и процедуры

установлення їх устійчості, дозволяє формалізацію побудови критеріальної залежності параметрів режиму від енергоекономічних факторів. Изложенные принципиальные решения позволяют формализовать функцию цели для выбора оптимального режима эксплуатации газотранспортной системы в условиях ее неполной загрузки.

Ключевые слова: газотранспортная система, энергоэкономическая характеристика, оптимизация, функция цели, рациональный режим.

The principles of formation of mathematical models for the choice of rational modes of operation of complex gas transmission systems with multi-shop compressor stations equipped with different types of gas pumping units are given. It is proposed to optimize the modes on the basis of the use of energy-economic characteristics of the gas transmission system, which are built on the basis of the parameters of the gas transmission system taking into account the technical condition of its elements and economic performance for a certain period. This approach ensures compliance with the principle of operation of the gas transmission system in the field of permissible modes and maximum energy consumption on the one hand and minimizing the cost of gas transportation on the other. If it is possible to use the actual data on the actual technical condition of the equipment and gas pipelines of the system, this method allows to evaluate and take into account in the further procedure the parameters of gas supply reliability. An important requirement for the optimization procedure is the stability of energy efficiency characteristics, which means that in any practical changes of non-basic regime parameters, the energy efficiency characteristic should not be shifted beyond the allowable error. The problem of optimal load distribution in a complex gas transmission system is considered based on their minimum total energy costs at a given volume of gas supply and other planning and technological constraints. The task of optimizing a multiparameter object is to find the extremum of the goal function by selecting a vector of control effects that would satisfy the constraint. The distribution of loads at the highest hierarchy for the system of main gas pipelines is obtained by finding the minimum total cost of gas compression for each pipeline. The method of construction of such characteristics and the procedure of establishing their stability are shown, which allows the formalization of the construction of the criterion dependence of the regime parameters on energy economic factors. The stated basic decisions allow to formalize the function of the purpose for a choice of a rational mode of operation of gas transmission system in the conditions of its incomplete loading.

Key words: gas transmission system, energy economic characteristics, optimization, goal function, rational mode.

Вступ

Експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження передбачає часті зміни обсягів транспортування газу, тому виникає необхідність в оперативному прогнозуванні раціональних режимів роботи.

Складність систем транспортування газу та її багатогранна структура викликає труднощі з оптимізацією режимів роботи діючих об'єктів в умовах їх неповного завантаження. Введення попередньо розрахованих оптимальних еквівалентних характеристик для різних ступенів ієрархічної системи спрощує вирішення ряду конкретних завдань.

Якщо задана структура магістральних газопроводів, точки подачі газу в газопроводи, вузли газоспоживання, діапазони зміни потоків, відборів, тисків на головних спорудах і в кінцевих пунктах споживання, то задача оптимального керування зводиться до знаходження таких множин керуючих впливів (число працюючих компресорних станцій, агрегатів, швидкості обертання їх роторів) і відповідні їм режимні параметри (тиски, витрати, температура), які забезпечували б мінімум сумарних енергетичних витрат при заданих обсягах поставках газу і технологічних обмеженнях [3,4,8].

Завдання оперативного керування режимами тісно пов'язане з низкою інших завдань: поточного планування обсягів транспорту газу і основних економічних показників, які не можуть бути вирішені без визначення оптимальних витрат на експлуатацію системи [5]. Завдання компенсації нерівномірності газоспоживання, максимуму завантаження основного обладнання, надійності та ін. також тісно пов'язані з основним завданням оптимізації режимів газопостачальних систем.

Мета роботи. Для вирішення завдання оперативного оптимального керування складною багатоконтурною системою газопостачання пропонується метод ув'язки порівнюючих оптимальних рішень на базі еквівалентних характеристик.

Нехай існує газопостачальна система, що складається з різномірних підсистем: одноцехових і багатоцехових компресорних станцій з різним компресорним обладнанням, одно- і багатониткових газопроводів з різними режимами роботи і різноманітними конфігураціями мереж. Для кожного такого об'єкта і на різних рівнях технологічної оснащеності пропонується на основі розроблених і порівняно простих математичних моделей побудувати сімейство різ-

норівневих оптимізованих за обраним загальним критерієм еквівалентних енергоекономічних характеристик, які можна подати у вигляді такої функції [3]:

$$F_i(\bar{R}) = \{f_{i_1}(\bar{R}_1), f_{i_2}(\bar{R}_2), \dots, f_{i_j}(\bar{R}_j), \dots, f_{i_n}(\bar{R}_n)\}, \quad (1)$$

де $f_{i_j}(\bar{R}_n)$ – енергоекономічні характеристики j -го об'єкта i -го ієрархічного рівня, що залежністю мінімальних витрат від вектора режимних параметрів.

Дослідження

Кожна характеристика визначається в обмеженому просторі режимів, межі якого завжди відомі з практики. Перевага пропонованого підходу полягає в тому, що багатовимірну задачу замінюють версією задачі малої розмірності.

Вирішують спрощену задачу: знайти

$$F_{i+1}(\bar{R}) = \min \sum_{l=1}^m f_{il}(\bar{R}_l) \quad (\text{var } \bar{R}_l \in D(\bar{R}_l)) \quad \text{і на-}$$

ступний за нею вектор режимів \bar{R}_l , де $D(\bar{R}_l)$ допустима область режимів, m – число об'єктів, об'єднаних для отримання рішень підсистеми $i+1$ -го рівня [8].

Оптимізацію продовжують доти, поки не досягнуть верхнього рівня. За необхідності реалізації рішень відтворюють всю сукупність локальних рішень за ланцюгом зворотного зв'язку до нижчої ланки, для якої відтворюються всі компоненти векторів керуючих впливів.

Для існуючої газопостачальної системи досить обмежитися розглядом двох рівнів [6,9]. На нижчому ієрархічному рівні визначають характеристики окремих магістральних газопроводів, підземних сховищ тощо. Кількість таких характеристик визначається числом ланок, проте в тих випадках, коли розглядаються ідентичні об'єкти, можуть бути використані одні й ті ж характеристики. За режимний вектор приймають основний параметр – витрату, інші складові вектора, як правило, фіксуються. Однак повністю ігнорувати вплив тиску і температури на вибір рішення на верхньому рівні ієрархії керування в жодному випадку не можна.

Перед визначенням еквівалентних характеристик необхідно, по-перше, виділити підсистеми, число зв'язків яких не повинно перевищувати трьох, по-друге, визначити головні і другорядні параметри. Після цього на основі розроблених моделей переходять до розрахунку еквівалентних енергоекономічних характеристик, що відображають залежність екстремальних (мінімальних) значень функціоналу від

основних параметрів стану і керування [5]. У загальному випадку енергоекономічні характеристики транспорту газу можуть бути записані таким чином

$$F_i(\bar{Q}_i, \bar{R}_i, \bar{u}_i) \Big|_{R_i} = \min f(\bar{Q}_i^1, \bar{R}_i, \bar{u}_i) \\ \text{var } \bar{u} \in D(\bar{u}_i), \\ \bar{Q}_i^1 \in D(\bar{Q}_i)$$

де $\bar{Q}_i = \{Q_{io}, q_i, \dots, q_{in}\}, i=1,2,\dots \in m+1$ мірний вектор (план i -ї підсистеми з безлічі можливих планів $D(\bar{Q}_i)$), що визначає величину відбору газу споживачами по трасі газопроводу;

$$\bar{Q}_i^1 - \text{довільний план з } D(\bar{Q}_i);$$

$\bar{R}_i = \{R_{i1}, R_{i2}, \dots, R_{il}\}$ – вектор допустимих режимів роботи i -го газопроводу;

$\bar{u}_i = \{u_{i1}, u_{i2}, \dots, u_{in}\}$ – вектор допустимих керуючих впливів i -го газопроводу з безлічі можливих керувань $D(\bar{u}_i)$.

При цьому функціонал відображає мінімум сумарних енергетичних витрат на компримування газу по всій підсистемі (магістральному газопроводу) загалом. За основні параметри підсистеми обирають продуктивність газопроводу, оскільки вона значно більше впливає на величину витрат у порівнянні із змінами тисків на вході головної КС і на кінці газопроводу, тобто вектор

$$Q_i = Q_{io}, q_{in} = \text{const}.$$

Вочевидь, вид енергоекономічних характеристик визначається вибором моделі, ступенем деталізації математичного опису елементів підсистем компресорних станцій і лінійної частини газопроводу, а також складністю схеми самих підсистем (протяжність, число компресорних станцій). Процедура оптимізації режимів роботи магістральних газопроводів, заснована на методі динамічного програмування [1] з послідовними наближеннями, дозволяє розраховувати оптимальні режими компресорних станцій, оскільки експлуатаційні витрати складаються, в основному, з витрат на компримування газу. При цьому оптимальним чином вибирають число машин, які включаються паралельно і послідовно, швидкості обертання їх роторів, ступінь завантаження, коефіцієнт корисної дії, ступінь підвищення тиску і ряд інших технологічних параметрів. Аналіз рішень показує, що для складних газотранспортних систем за елементарну підсистему доцільніше брати магістральний газопровід – ланцюжок [7, 8].

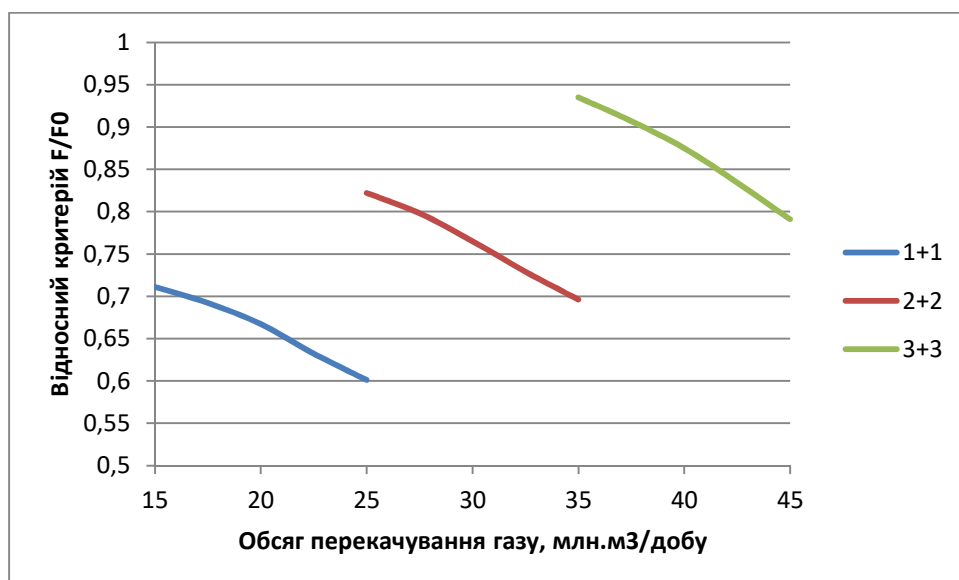


Рисунок 1 – Енергоекономічна характеристика газопроводу

Результати

На базі замкнутих оптимальних рішень розрахована енергоекономічна характеристика газопроводу «Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса», яка представлена на рисунку 1. По осі ординат відкладено відношення значення мінімуму критерію F до його номіналу F_0 , по осі абсцис – навантаження – витрата газу магістрального газопроводу. Отримана залежність нелінійною ступінчастою функцією з розривами першого ряду. Стрибкоподібна зміна кривої викликана дискретними керуючими впливами (увімкненням агрегатів на КС).

Для використання багатовимірних енергоекономічних характеристик окремих газопроводів у задачі найвигіднішого розподілу навантажень в системі магістральних газопроводів необхідно подати такі характеристики в аналітичному вигляді. Нами використано програму апроксимації функції багатьох змінних поліномом [2]

$$\Phi = \sum_{i=0}^A \sum_{j=0}^B \sum_{k=0}^C a_{ij...k} x_1^{\pm i} x_2^{\pm j} \dots x_p^{\pm k} . \quad (1)$$

Багатовимірна енергоекономічна характеристика газопроводу з достатньою точністю наближається поліномом

$$\Phi = a_0 + a_1q + a_2Q + a_3q^2 + a_4Q^2 + a_5qQ .$$

Для газопроводу «Шебелинка-Дніпро-Одеса» енергоекономічна характеристика має вигляд

$$\Phi = 4853.617 + 209.929q - 185.1548Q - 3.05905q^2 + 1,98456Q^2 + 1.733864qQ .$$

Середня похибка апроксимації становить 0,037.

Ієрархічний принцип побудови оптимізованих рішень складних газотранспортних систем припускає обґрунтоване поділ таких систем на окремі підсистеми. Вибір граничних точок пов'язаний зі стійкістю енергоекономічних характеристик, а в точках поділу можливі зміни неосновних режимних параметрів, які зміщують її положення. У зв'язку з цим виникає необхідність оцінити діапазон можливих змін вихідного тиску по кожній такій підсистемі. До ймовірних граничних точок тиску газотранспортної системи на окремі підсистеми можна віднести компресорні станції в точках, які з'єднують системи магістральних газопроводів.

Як приклад розглянуто статистику зміни середовищ середньодобових тисків на входах КС. Для кожного місяця визначеного періоду обчислювали величину математичного очікування $M(p)$ вхідного тиску. На рисунку 2 показана зміна цієї величини за рік. Тут же дано зміну математичного сподівання $M^*(p)$. Середньоквадратичне відхилення $\sigma^2(p)$ вхідного тиску при переході від сезону до сезону змінюється не суттєво.

На рисунку 3 представлені характеристики вхідного тиску компресорної станції «Радущне». Аналіз результатів показує, що найбільш ймовірні відхилення вихідного тиску від середньодобового значення на КС «Краснопілля» не перевищують 11% , на КС «Радущне» – 16%. Ця величина для зимового сезону складає 9 – 10 % .

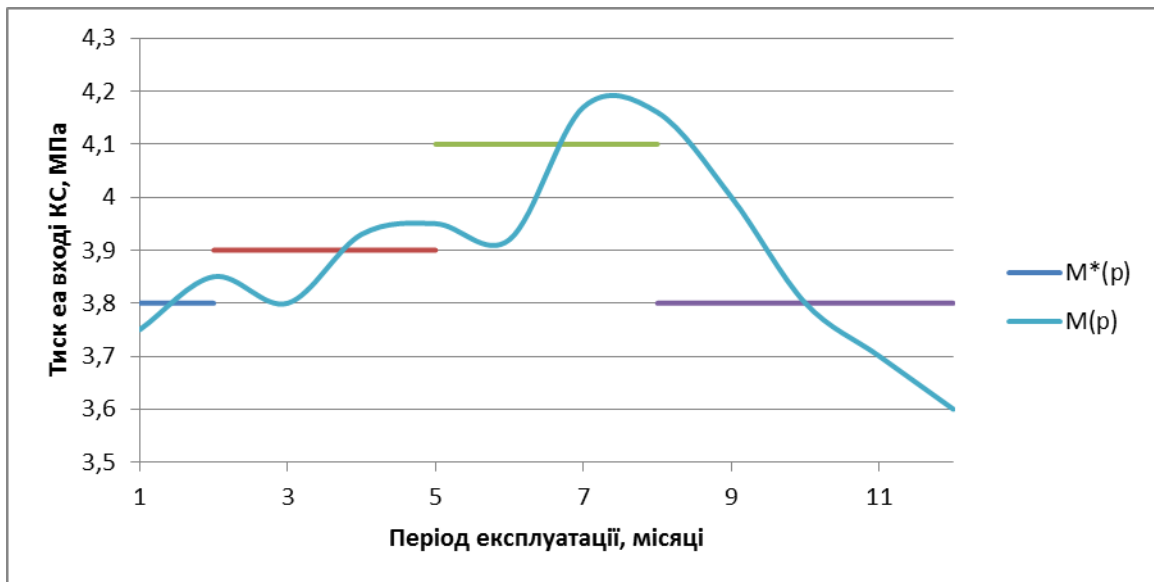


Рисунок 2 – Зміна математичного очікування вхідних тисків в часі на КС «Радущне»

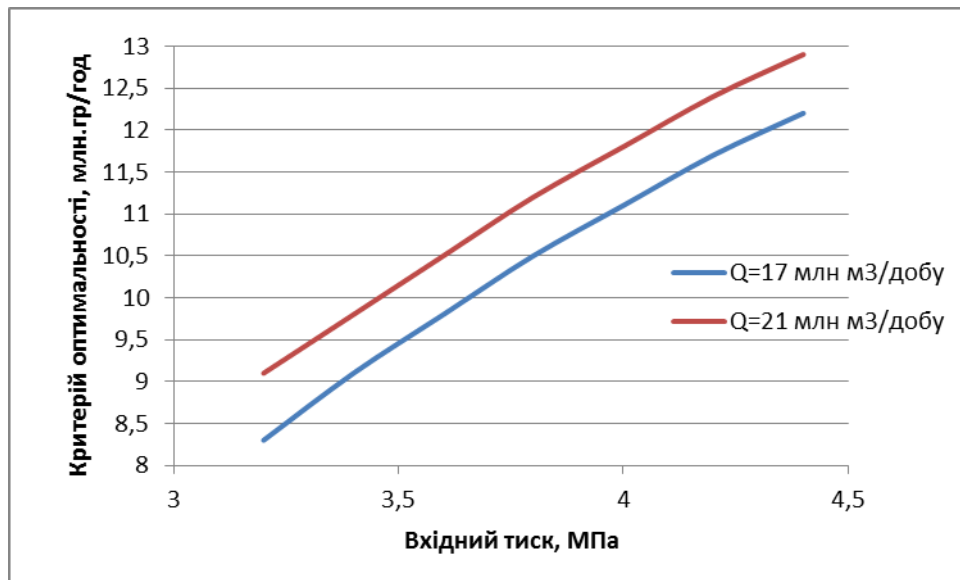


Рисунок 3 – Залежність мінімальних витрат від кінцевого тиску при фіксованій продуктивності

Природно припустити, що при звуженні тимчасового інтервалу від сезону до окремого місяця, для якого складають математичну модель газопроводу, ці цифри будуть ще меншими. Так, на КС-1 середньоквадратичне відхилення $\sigma^2(p)$ вихідного тиску для трьох літніх місяців становить: 6 - 4,05 ; 7 - 3,8 , 8 - 4,6 у порівнянні $\sigma^2(p) = 5,1$ загалом за літнім сезоном. Для більшої достовірності цих цифр необхідний статистичний аналіз зміни вихідного тиску на КС в місячному та сезонному розрізі за ряд років.

Всі ці відомості необхідні для того, щоб при вирішенні питань стійкості енергоекономічних характеристик за відповідними підсисте-

мами оцінити правильність вибору зазначених точок як граничних.

Під стійкістю розуміють те, що при будь-яких практичних змінах неосновних режимних параметрів енергоекономічна характеристика не повинна зміщуватися за межі допустимої похибки.

Дослідження стійкості енергоекономічних характеристик проведені на прикладі аналізу оптимальних режимів роботи магістрального газопроводу «Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса».

Як бачимо, мінімум витрат в основній робочій області мало залежить від вхідного і вихідного тисків. У цій області середньоквадрати-

чне відхилення мінімуму витрат $\sigma^2(p) = 1,09\%$. Тільки при тисках $P_k = 5,4 \text{ МПа}$ і $P_n = 4,8 \text{ МПа}$, $\sigma^2(p) = 13,3\%$, тобто ці параметри відносяться до області нестійкості енергоекономічних характеристик для даної системи магістральних газопроводів.

Мінімум витрат істотно залежить від головного параметра Q , в той час як зміна витрат від тиску на кінці P_k характеризується середньоквадратичним відхиленням в 1%.

На базі отриманих вище оцінок зміна граничних значень по КС «Ратушне» були проведені розрахунки на стійкість енергоекономічної характеристики цього газопроводу. Зміна величини кінцевого тиску на 13% щодо обраного $P_k = 3,7 \text{ МПа}$ призводить до варіації функціоналу сумарних витрат величиною в 2%. Характер зміни $z = f(P_k)$ представлений на рисунку 3. Розрахунок величини при фіксованій продуктивності газопроводу $Q_0 = 49$ млн. $\text{м}^3/\text{добу}$, початковому тиску $55,7 \text{ МПа}$. У даному випадку можна вважати, що зміни величини функціоналу при варіації граничного значення $P_k \pm 0,03 \text{ МПа}$ лежать в межах допустимої похибки обчислення сумарних витрат на компримування газу по газопроводу в цілому. Аналогічна картина спостерігається, як показують розрахунки, і на інших газопроводах.

Розглянемо задачу оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі, виходячи їх мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях, як завдання математичного програмування. Знайдемо мінімальне значення функції

$$\Phi(\bar{Q}, \bar{R}, \bar{U}) \quad (2)$$

і відповідний йому розподіл навантажень Q і та керуючим впливом \bar{U} при обмеженнях

$$F_i(\bar{Q}_i, \bar{R}_i, \bar{U}_i) = \min f(\bar{Q}_i, \bar{R}_i, \bar{U}_i)$$

$$\bar{Q}_i \in D(\bar{Q}_i)$$

$$\bar{U}_i \in D(\bar{U}_i), \bar{R}_i \in D(\bar{R}_i), \sum_i Q_i = Q_0, i = 1, 2, \dots$$

Таким чином, завдання оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку екстремуму функції мети шляхом вибору такого вектора керуючих впливів, який задовольнив би покладеним обмеженням.

Розподіл навантажень на вищій ієрархії для системи магістральних газопроводів отримано відшуканням мінімуму сумарних витрат на компримування газу по кожному газопроводу. Кожна із енергоекономічних характеристик

складових цієї системи апроксимована у вигляді наступних поліномів (витрати вимірюються в тис. $\text{м}^3/\text{год}$):

$$F_1 = 50.29 Q - 21.29 q_2 - 2984.55$$

(q_2 – відбір)

$$F_2 = 0.084 Q_2^2 + 304;$$

$$F_3 = 0.2 Q_3^2 + 94.8.$$

При цьому повинні виконуватися наступні балансові співвідношення

$$Q_1 + Q_3 - Q_2 = 0;$$

$$Q - Q_1 - q_2 = 0.$$

Обмеження за величиною потоків газу (млн. $\text{м}^3/\text{добу}$) мають вигляд:

$$76 \leq Q \leq 84; 6 \leq q_2 \leq 18; 82 \leq Q_2 \leq 112;$$

$$24 \leq Q_3 \leq 34; 58 \leq Q_1 \leq 78.$$

Згідно з рішенням завдання нелінійного програмування за програмою координатної оптимізації з випадковим пошуком отримано значення складових вектора режимів у вигляді $R\{Q, q_2, Q_2, Q_3, Q_1\} = \{76; 3; 16.8; 84.7; 25.1; 59.6\}$.

Знайдений вектор відповідає мінімуму функціоналу і є рішенням поставленої оптимізаційної задачі вибору раціональних режимів експлуатації складної газотранспортної системи.

Висновки

З метою оперативного оптимального керування складною багатоконтурною системою газопостачання пропонується метод ув'язки порівнюючих оптимальних рішень на базі еквівалентних характеристик, в якості яких запропоновано і використано на етапі неповного завантаження системи енергоекономічні характеристики; показано принцип їх побудови і використання для оптимального керування газотранспортною системою.

Вирішено задачу оптимального розподілу навантажень у складній газотранспортній системі, виходячи із мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях. Таким чином, завдання оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку екстремуму функції мети шляхом вибору такого вектора керуючих впливів, який задовольнив би покладеним обмеженням.

Література

References

1. Бусленко Н. П. Моделирование сложных систем. М.: Наука, 1978. 399 с.
2. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Рудко В. В. Оцінка технічного стану елементів газоперекачувального агрегату компресорної станції магістрального газопроводу. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. №1(38). С. 88-90.
3. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Дацюк А. В. Ефективність використання енергоресурсів при трубопровідному транспорті газу. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 1 (6). С. 52–54.
4. Грудз Я. В. Енергоефективність газотранспортних систем. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. 207 с.
5. Жидкова М. О., Руднік А. А. Формування системи розрахункових моделей для оцінювання ефективності функціонування лінійних ділянок магістральних газопроводів. *Екологія і ресурсобереження*. 2001. № 6. С. 66–69.
6. Ковалко М.П., Грудз В.Я., Михалків В.Б. Тимків Д.Ф., Шлапак Л.С., Ковалко О.М. Трубопровідний транспорт газу. Київ.: АренаЕКО, 2002. 600 с.
7. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. 1104 с.
8. Бобровский С. А., Щербakov С. Г., Яковлев Е. И. Гарляускас А. И., Грачев В. В. Трубопроводный транспорт газа. М.: Наука, 1976. 491 с.
9. Molenda J. Gaz ziemny. Katowice: Slask, 1974. 470 p.
1. Buslenko N. P. Modelirovanie slozhnyih sistem. M.: Nauka, 1978. 399 p. [in Russian]
2. Hrudz V. Ya., Hrudz Ya. V., Rudko V. V. Otsinka tekhnichnoho stanu elementiv hazoperekachovalnoho ahrehatu kompresornoii stantsii mahistralnoho hazoprovodu. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2011. No 1(38). P. 88-90. [in Ukrainian]
3. Hrudz V. Ya., Hrudz Ya. V., Datsiuk A. V. Efektyvnist vykorystannia enerhoresursiv pry truboprovidnomu transporti hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2008. No 1 (6). P. 52–54. [in Ukrainian]
4. Hrudz Ya. V. Enerhoefektyvnist hazotransportnykh system. Ivano-Frankivsk: Lileia-NV, 2012. 207 p. [in Ukrainian]
5. Zhydkova M. O., Rudnik A. A. Formuvannia systemy rozrakhunkovykh modelei dlia otsiniuvannia efektyvnosti funktsionuvannia liniinykh dilianok mahistralnykh hazoprovodiv. *Ekolohyia y resursosberezhenye*. 2001. No 6. P. 66–69. [in Ukrainian]
6. Kovalko M. P., Hrudz V. Ya., Mykhalkiv V. B. Tymkiv D. F., Shlapak L. S., Kovalko O. M. Truboprovidnyi transport hazu. Kyiv.: ArenaEKO, 2002. 600 p.
7. Mazur I. I., Ivantsov O. M. Bezopasnost truboprovodnyih sistem. M.: ITs «ELIMA», 2004. 1104 p. [in Russian]
8. Bobrovskiy S. A., Scherbakov S. G., Yakovlev E. I. Garlyauskas A. I., Grachev V. V. Truboprovodnyi transport gaza. M.: Nauka, 1976. 491 p. [in Russian]
9. Molenda J. Gaz ziemny. Katowice: Slask, 1974. 470 p. [in Polish]