

# РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

2 (75) 2020

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

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

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

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

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

Підписано до друку 30.06.2020 р.  
Формат 60×84 1/8. Друк офсетний.  
Папір «SvetoCory», new, 80 г/м<sup>2</sup>.  
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](mailto: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 Вимушені коливання відкритої ділянки  
магістрального газопроводу при проходженні  
нею очисного поршня  
*В. Я. Грудз, Т. Ф. Тутко, О. Я. Дубей*

### Техніка і технології

- 16 Апробація технології витіснення залишкового  
природного газу азотом для умов  
виснаженого газового покладу горизонту  
НД-9 Любешівського газового родовища  
*Р. М. Кондрат, Л. І. Хайдарова*

### Дослідження і методи аналізу

- 24 Оцінка ефективності свердловинного фільтра  
застосуванням імітаційного моделювання  
*О. Я. Фафлей, Р. О. Дейнега, В. В. Михайлюк,  
А. В. Семенчук, Б. І. Звір*
- 32 Експериментальні дослідження виносних  
властивостей рідких і твердих пінотворних  
поверхнево-активних речовин  
*О. Р. Кондрат, С. М. Петрущак, Н. С. Дремлюх*
- 43 Дослідження впливу незначного прояву  
водонапірної системи на достовірність  
матеріального балансу  
*С. В. Матківський, С. О. Ковальчук, О. В. Бурачок,  
О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова*
- 52 Дослідження впливу форми і розмірів  
полімерних гранул на їхні трибологічні  
властивості  
*В. М. Витвицький, А. Я. Карвацький,  
І. О. Мікульонок, О. Л. Сокольський*

---

**Наука — виробництву**

---

- Моделювання процесу промивання свердловин** 62  
*І. І. Чудик, І. Ф. Дудич, В. В. Токарук*
- Визначення та прогнозування фізичних параметрів пластових нафт графоаналітичним способом на прикладі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину** 69  
*С. С. Куровець, Е. О. Чорний*
- Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей і нафтопромислових характеристик складнобудованих карбонатних колекторів (на прикладі Північно-західної частини ДДЗ)** 78  
*О. В. Олійник, С. А. Вижва, В. В. Антонюк, І. М. Безродна*
- Чисельно-експериментальна оцінка умов руйнування тривало експлуатованих бурильних труб** 88  
*О. Ю. Витязь, Р. С. Грабовський, В. І. Артим, В. В. Турлич, Н. Р. Грабовська*

**РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ****2 (75) 2020****Головний редактор:****Кондрат О. Р.**, д-р техн. наук**Відповідальний секретар:****Здерка Т. В.**, канд. геол. 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**Іванов В. О.**, канд. техн. наук**Касіячук Д. В.**, канд. геол. наук**Кондрат Р. М.**, д-р техн. наук**Корнута В. А.**, канд. техн. наук**Криштопа С. І.**, д-р техн. наук**Кузьменко Е. Д.**, д-р геол.-мінерал. наук**Куровець С. С.**, д-р геол. наук**Мислюк М. А.**, д-р техн. наук**Мойсишин В. М.**, д-р техн. наук**Панчук В. Г.**, д-р техн. наук**Петрина Д. Ю.**, д-р техн. наук**Пиріг Т. Ю.**, канд. техн. наук**Савик В. М.**, канд. техн. наук**Семенюк Ю. В.**, д-р техн. наук**Студент М. М.**, д-р техн. наук**Судаков А. К.**, д-р техн. наук**Судакова Д. А.**, канд. техн. наук**Тяпкін О. К.**, д-р геол. наук**Удалов І. В.**, д-р геол. наук**Федоришин Д. Д.**, д-р геол. наук**Хомин В. Р.**, д-р геол. наук**Чепурна Т. Б.**, канд. геол. наук**Шлапак Л. С.**, д-р техн. наук**Jacko Stanislav**, PhD (Словаччина)**Kotwica Krzysztof**, PhD (Польща)**Piestrzynski Adam**, Dr. hab. (Польща)**Ziaja Jan Dariusz**, Dr. hab. (Польща)**Адреса редакції:**76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15  
Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

тел.: (0342) 50-77-96

тел./факс: (0342) 54-58-26

ел.пошта: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

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

# PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

2 (75) 2020

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

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

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

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

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

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

Approved for publication of 30.06.2020  
Printed layout 60×84 1/8. Offset printing.  
Paper «SvetoCopy», new, 80 g/m<sup>2</sup>.  
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](mailto: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 **Forced oscillations of the main gas pipeline  
open section during the cleaning piston passage**  
*V. Ya. Grudz, T. F. Tutko, O. Ya. Dubei*
- 

### *Technics and technology*

---

- 16 **Approbation of the technology for displacing  
residual gas with nitrogen for the conditions of a  
depleted gas reservoir in the VS-9 horizon of the  
Lyubeshivske gas field**  
*R. M. Kondrat, L. I. Khaidarova*
- 

### *Research and methods of analysis*

---

- 24 **Evaluation of well screen efficiency using  
simulation**  
*O. Ya. Faflei, R. O. Deineha, V. V. Mykhailiuk,  
A. V. Semenchuk, B. I. Zvir*
- 32 **Experimental studies of the removal properties  
of liquid and solid foaming surfactants**  
*O. R. Kondrat, S. M. Petrushchak, N. S. Dremlukh*
- 43 **Research of the water-pressure system small  
show influence on the material balance reliability**  
*S. V. Matkivskyi, S. I. Kovalchuk, O. V. Burachok,  
O. R. Kondrat, L. I. Khaidarova*
- 52 **Research of the polymer granules shape and  
size influence on their tribological properties**  
*V. M. Vytvytskyi, A. Ya. Karvatskyi,  
I. O. Mikulionok, O. L. Sokolskyi*

---

# CONTENTS

---

## Science — production

---

- Well washing process modelling** 62  
*I. I. Chudyk, I. F. Dudych, V. V. Tokaruk*
- Determination and prediction of reservoir oil physical parameters by semigraphical method for the Inner zone of Carpathian Foredeep** 69  
*S. S. Kurovets, E. O. Chorny*
- Prediction of filtration and capacitive properties and oil saturation characteristics of complex structure carbonate reservoirs (on the example of the Northwestern part of DDB)** 78  
*O. V. Oliinyk, S. A. Vyzhva, V. V. Antoniuk, I. M. Bezrodna*
- Numerical and experimental assessment of the long-operated drill pipes destruction conditions** 88  
*O. Yu. Vytyaz, R. S. Hrabovskyi, V. I. Artym, V. V. Tyrlych, N. R. Hrabovska*

## PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 2 (75) 2020

### **Editor in Chief:**

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

### **Executive Secretary:**

**Zderka T. 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.)  
**Ivanov V. O.**, Cand. Sc. (Tech.)  
**Kasiyanchuk D. V.**, Cand. Sc. (Geol.)  
**Kondrat R. M.**, 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](mailto:redactor@nung.edu.ua)  
[redntv@nung.edu.ua](mailto:redntv@nung.edu.ua)  
<http://rrngr.nung.edu.ua>

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.692.4.004

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-2(75)-7-15

## ВИМУШЕНІ КОЛИВАННЯ ВІДКРИТОЇ ДІЛЯНКИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ ПРИ ПРОХОДЖЕННІ НЕЮ ОЧИСНОГО ПОРШНЯ

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

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727138,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

Задача вимушених коливань відкритої ділянки газопроводу при проходженні нею очисного поршня належить до класу задач вимушених коливань одновимірних пружних об'єктів під дією на них рухомого інерційного навантаження. На даний момент існують два напрями розв'язування такого класу задач. Перший напрям пов'язаний з інтегруванням диференціального рівняння в частинних похідних, і розв'язок таких задач є суперпозицією власних та супровідних коливань. Другий напрям не передбачає інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних. До цього напряму належить метод узагальнених координат, узагальнених переміщень, а також різноманітні числові методи. Жоден з напрямів не є простим. Тому запропоновано метод, в якому перша математична модель забезпечує визначення вимушених коливань ділянки газопроводу при проходженні очисного поршня без врахування його інерційного навантаження на газопровід. А у подальшому передбачена розробка другої математичної моделі, яка на базі першої забезпечить наближене визначення прогинів осі газопроводу з врахуванням інерційного навантаження поршня на газопровід. Метою даної статті є отримання розв'язку задачі вимушених коливань ділянки газопроводу при проходженні очисного поршня без врахування сил інерції на газопровід. Задача розв'язувалася методом інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних, застосовано метод Фур'є. Права частина неоднорідного диференціального рівняння розкладалася у нескінченний ряд, який є сумою добутків власних функцій вільних коливань ділянки газопроводу та невідомої функції часу. Після цього знайдено функцію часу у методі Фур'є, а отже, і розв'язок задачі у вигляді нескінченного ряду, доданки якого швидко зменшуються. Виконано обчислення прогинів осі газопроводу вздовж всієї ділянки газопроводу для різних моментів часу, окремих перерізів залежно від часу, а також згинальних моментів.

Ключові слова: диференціальне рівняння вимушених коливань ділянки газопроводу, інерційні навантаження очисного поршня, прогин осі газопроводу.

Задача вынужденных колебаний открытого участка газопровода при прохождении в нем очистного поршня принадлежит к классу задач вынужденных колебаний одномерных упругих объектов при воздействии на них подвижной инерционной нагрузки. На данный момент существуют два направления решения такого класса задач. Первое направление связано с интегрированием дифференциального уравнения в частных производных, и решение таких задач представляет собой суперпозицию собственных и сопровождающих колебаний. Второе направление не предусматривает интегрирования дифференциального уравнения в частных производных, а также различные числовые методы. Ни одно из направлений не является простым. Поэтому предложен метод, в котором первая математическая модель обеспечивает определение вынужденных колебаний участка газопровода при прохождении очистного поршня без учета его инерционной нагрузки на газопровод. В дальнейшем предусмотрена разработка второй математической модели, которая на

базе первой обеспечит приближенное определение прогибов оси газопровода с учетом инерционной нагрузки поршня на газопровод. Целью данной статьи является решение задачи вынужденных колебаний участка газопровода при прохождении очистного поршня без учета сил инерции на газопровод. Задача решалась способом интегрирования дифференциального уравнения в частных производных, применен метод Фурье. Правая часть неоднородного дифференциального уравнения раскладывалась в бесконечный ряд, который представляет собой сумму произведений собственных функций свободных колебаний участка газопровода и неизвестной функции времени. После этого найдена функция времени в методе Фурье, а следовательно, и решение задачи в виде бесконечного ряда, слагаемые которого быстро уменьшаются. Выполнен расчет прогибов оси газопровода вдоль всего участка газопровода для различных моментов времени, отдельных сечений в зависимости от времени, а также изгибающих моментов.

Ключевые слова: дифференциальное уравнение вынужденных колебаний участка газопровода, инерционная нагрузка очистного поршня, прогибы оси газопровода.

*The problem of forced oscillations of an open section of a gas pipeline during the cleaning piston passage belongs to the type of problems of forced oscillations of one-dimensional elastic objects under the influence of a moving inertial load on them. Currently, there are two ways to solve such problems. The first way is related to the integration of the partial differential equation and the solution of such problems is a superposition of eigenoscillations and accompanying oscillations. The second way does not involve the integration of the partial differential equation. Methods of generalized coordinates, generalized displacements and various numerical methods belong to the second type of solving. None of the mentioned methods is simple. Therefore, the authors suggest the method, in which the first mathematical model provides the determination of forced oscillations of the gas pipeline section during the passage of the cleaning piston without taking into account its inertial load on the gas pipeline. In future, on the basis of the first model it is planned to develop the second mathematical model which will provide an approximate determination of the deflections of the pipeline axis, taking into account the inertial load of the piston on the pipeline. The purpose of this article is to obtain a solution to the problem of forced oscillations of the pipeline section during the passage of the cleaning piston without taking into account the inertial forces on the pipeline. The problem is solved by partial differential equation, Fourier method is applied. The right side of the non-homogeneous differential equation is decomposed into an infinite series, which is the sum of the productions of the eigenfunctions of the pipeline section free oscillations and the unknown function of time. After finding out this function, the authors determine the unknown time function in the Fourier method and hence the solution of the problem in the form of an infinite series, the summands of which lessen rapidly. The authors calculate the deflections of the pipeline axis along the entire section of the gas pipeline for different points of time, as well as deflections of individual sections changing in time and moments of deflection.*

Keywords: differential equation of forced oscillations of the gas pipeline section, inertial loads of the cleaning piston, deflection of the pipeline axis.

### **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**

Задача визначення вимушених коливань у надземній ділянці газопроводу, що виникають при проходженні нею 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

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

пружного об'єкта;  $v$  – швидкість руху рухомого об'єкта), величина якого пропорційна інерційному навантаженню рухомого об'єкта на нерухомий пружний об'єкт, є другим доданком, відповідає прискоренню Коріоліса 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 подан-

ня, які описують динаміку деяких конструкцій з рухомим навантаженням. В статті [6] дається аналіз робіт, що присвячені механіці пружних систем з рухомим 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 рухомим інерційним навантаженням. Задача про коливання балки з рухомим рівномірно розподіленим 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 рухомим 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, Schallenkampfe. 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 діагности-

чного поршня, запропоновано метод узагальнених переміщень [13]. Цей метод передбачає попереднє задання власних форм коливань ділянки трубопроводу. При застосуванні коефіцієнтів амплітудних функцій як узагальнених координат він дає 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.

Підсумовуючи все вище викладене стосовно проблеми поперечних коливань одновимірних пружних об'єктів при дії на них рухомого інерційного навантаження, зауважимо про існування двох напрямів її вирішення:

1) використанням континуальних розрахункових моделей, в яких для розв'язання задачі необхідне інтегрування диференціальних рівнянь у частинних похідних;

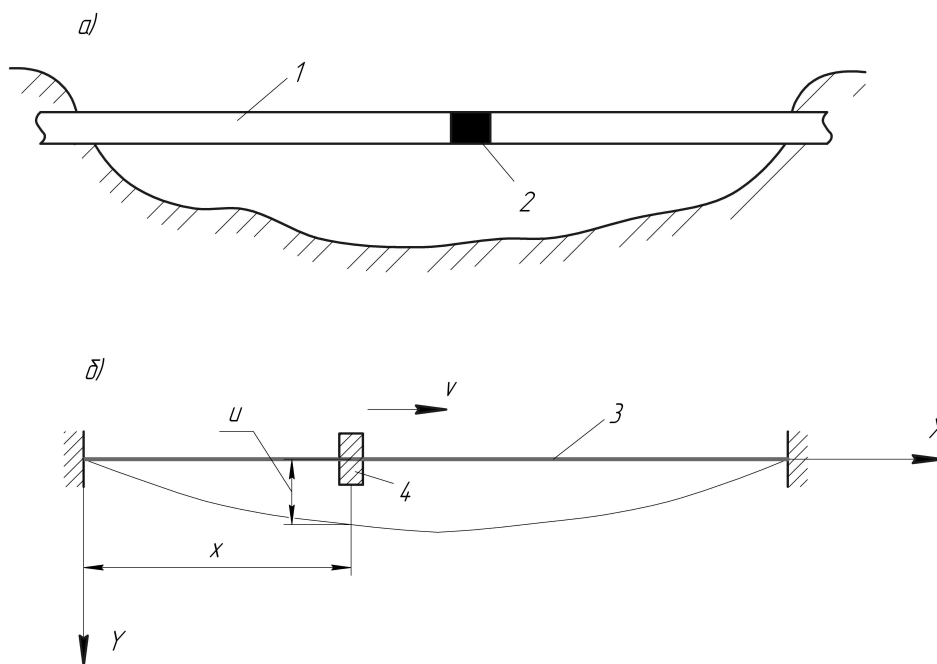
2) розв'язок задачі отримується без інтегрування рівнянь у частинних похідних: використовуються методи узагальнених координат, узагальнених переміщень або різноманітні числові методи.

Ні перший, ні другий напрями не є простими. Тому ставимо собі за мету розробити метод наближеного визначення поперечних коливань ділянки газопроводу з врахуванням для нього інерційного навантаження рухомого очисного поршня, який міститиме в собі елементи як одного, так і другого напрямів. У початковій математичній моделі поперечні коливання газопроводу при проходженні в ньому очисного поршня знаходитимуться без врахування інерційних навантажень на трубопровід методом інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних, а у подальшому інерційні навантаження поршня на трубопровід будуть враховуватися наближеним методом.

Метою ж статті є визначення вимушених коливань відкритої ділянки газопроводу, що виникають в ньому при проходженні очисного поршня без врахування його сил інерції методом інтегрування диференціального рівняння у частинних похідних. Отриманий при цьому дослідженні результат буде використано у подальшому для розробки наближеного методу встановлення вимушених коливань ділянки газопроводу з врахуванням сил інерції очисного поршня.

### Основна частина дослідження

Розглядається відкрита ділянка газопроводу, кінці якої защемлено. Розрахункова схема



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**

такої ділянки зображена на рисунку 1. Вимушені коливання цієї ділянки потрібно визначити із розв'язку неоднорідного диференціального рівняння

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

при цьому початкові та граничні умови мають такий вигляд:

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

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

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 відповідно

$\rho, A, I$  – густина матеріалу газопроводу, площа його поперечного перерізу і осьовий момент інерції перерізу;

$E$  – модуль пружності матеріалу труб газопроводу;

$G$  – вага очисного поршня;

$v$  – швидкість руху очисного поршня;

$\delta(x - vt)$  – дельта-функція Дірака [14].

Сформульовану задачу будемо розв'язувати методом розкладання шуканого розв'язку в ряд за власними функціями [15].

Подамо величину  $G\delta(x - vt)$  у вигляді ряду

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

і також у вигляді ряду шукатимемо розв'язок для прогинів (переміщень) центрів ваги перерізів 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 [16]:

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

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

[17],

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

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

$\lambda_k$  – 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

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

На основі властивості дельта-функції чисельник в (7) буде

$$\int_0^l G\delta(x-vt)X_i(x)dx = G \left[ K_4(\lambda_i)K_3\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - K_3(\lambda_i)K_4\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) \right]. \quad (8)$$

Знаменник в (7) матиме такий вигляд [17]:

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

де  $K_1(\lambda_i)$ ,  $K_2(\lambda_i)$  – функції Крілова,

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

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

Приймаючи до уваги сказане, одержимо

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

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,  $p_i = \frac{\lambda_i^2}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{A\rho}}$  [17]). Тому отримуємо диференціальне рівняння для функції  $T_i$

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

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  $S_i(t)$

$$T_i(t) = \frac{4G}{\rho A l p_i \left[ K_4(\lambda_i)K_1(\lambda_i) - K_3(\lambda_i)K_2(\lambda_i) \right]^2} \times \int_0^t \left[ K_4(\lambda_i)K_3\left(\frac{\lambda_i}{l}v\tau\right) - K_3(\lambda_i)K_4\left(\frac{\lambda_i}{l}v\tau\right) \right] \times \sin p_i(t-\tau) d\tau. \quad (14)$$

Після виконання інтегрування в (14) функція  $T_i(t)$  представлятиметься таким аналітичним виразом:

$$T_i(t) = \frac{2G}{\rho A l p_i \left[ K_4(\lambda_i)K_1(\lambda_i) - K_3(\lambda_i)K_2(\lambda_i) \right]^2} \times \left\{ \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 + p_i^2} \left[ ch\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \cos p_i t \right] + \frac{p_i K_4(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 - p_i^2} \left[ \cos\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \cos p_i t \right] - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 + p_i^2} \left[ p_i sh\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \frac{\lambda_i}{l} v \sin p_i t \right] - \frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 - p_i^2} \left[ p_i \sin\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \frac{\lambda_i}{l} v \sin p_i t \right] \right\}, \quad (15)$$

Враховуючи вираз (6) для власних функцій і той факт, що їх є безмежна кількість, отримуємо розв'язок поставленої задачі у такому вигляді:

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

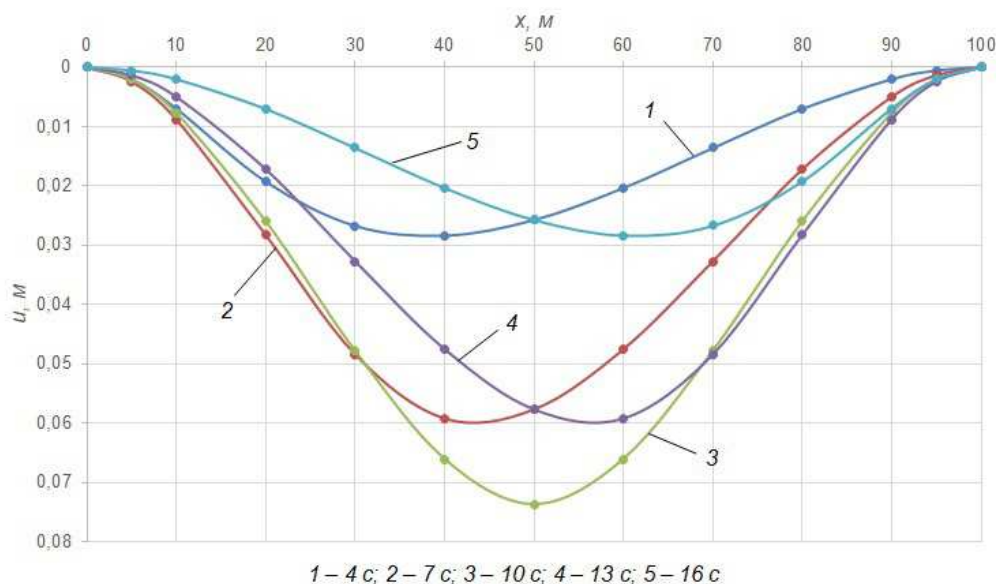


Рисунок 2 – Залежність прогинів осі трубопроводу від її координати для різних моментів часу

$$-\frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 + p_i^2} \left[ p_i \operatorname{sh}\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \frac{\lambda_i}{l}v \sin p_i t \right] - \left. -\frac{K_3(\lambda_i)}{\left(\frac{\lambda_i}{l}v\right)^2 - p_i^2} \left[ p_i \sin\left(\frac{\lambda_i}{l}vt\right) - \frac{\lambda_i}{l}v \sin p_i t \right] \right\}. \quad (16)$$

Користуючись розв’язком (16), виконано обчислення прогинів осі газопроводу в різних перерізах вздовж всієї його відкритої ділянки і для різних моментів часу. Для виконання обчислень було прийнято такі вихідні дані:

- довжина відкритої ділянки газопроводу  $l = 100 \text{ м}$ ;
- зовнішній діаметр газопроводу і товщина його стінки  $D_3 = 1020 \text{ мм}$ ;  $\delta = 10 \text{ мм}$ ;
- вага очисного поршня і швидкість його руху  $G = 11772 \text{ Н}$ ,  $v = 5 \text{ м/с}$ ;
- густина матеріалу труб газопроводу і модуль пружності  $\rho = 7850 \text{ кг/м}^3$ ,  $E = 2,05 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ .

Отримані результати розрахунків за формулою (16) подано на рисунках 2 і 3. На рисунку 2 зображена зміна прогинів осі газопроводу вздовж всієї його відкритої ділянки для моментів часу  $t = 4 \text{ с}$ ;  $7 \text{ с}$ ;  $10 \text{ с}$ ;  $13 \text{ с}$  і  $16 \text{ с}$ . Максимальний прогин знаходиться посередині відкритої ділянки газопроводу і відповідає моменту часу  $t = 10 \text{ с}$ , тобто моменту часу, коли очисний поршень проходить саме через середину відкритої ділянки газопроводу. Цей прогин складає  $u \cong 74 \text{ мм}$ .

Потрібно ще вказати на те, що прогин перерізів однаково віддалених від середини відкритої ділянки для моментів часу, які однаково віддалені від моментів початку і кінця руху поршня на ділянці, є однаковими. На рисунку 2 сказаному відповідають криві 1 і 5, 2 і 4.

На рисунку 3 представлена залежність прогинів окремих перерізів трубопроводу від часу. Чим ближче знаходиться переріз від середини відкритої ділянки трубопроводу, тим більшим є його максимум прогину. Якщо переріз знаходиться ближче до початку відкритої ділянки, то максимум прогину є ближчим до початку відкритої ділянки трубопроводу ніж до її кінця і навпаки.

Крім того, були обчислені згинальні моменти вздовж відкритої ділянки газопроводу для різних моментів часу ( $M = -EI\partial^2 u / \partial x^2$ ). Отримані результати подані на рисунку 4. Максимальний додатний згинальний момент відповідає моменту часу  $t = 10 \text{ с}$  у середньому перерізі ділянки газопроводу. А найбільший момент із шести взятих моментів часу відповідає моменту  $t = 14 \text{ с}$  і рівний  $M \cong -175 \text{ кН} \cdot \text{м}$ .

### Висновки

Наукова новизна даної роботи полягає в тому, що для вирішення проблеми вимушених коливань ділянки газопроводу з врахуванням інерційного навантаження очисного поршня прийнята перша (груба) математична модель, за допомогою якої визначаються прогини осі газопроводу без врахування сил інерції очисного поршня.

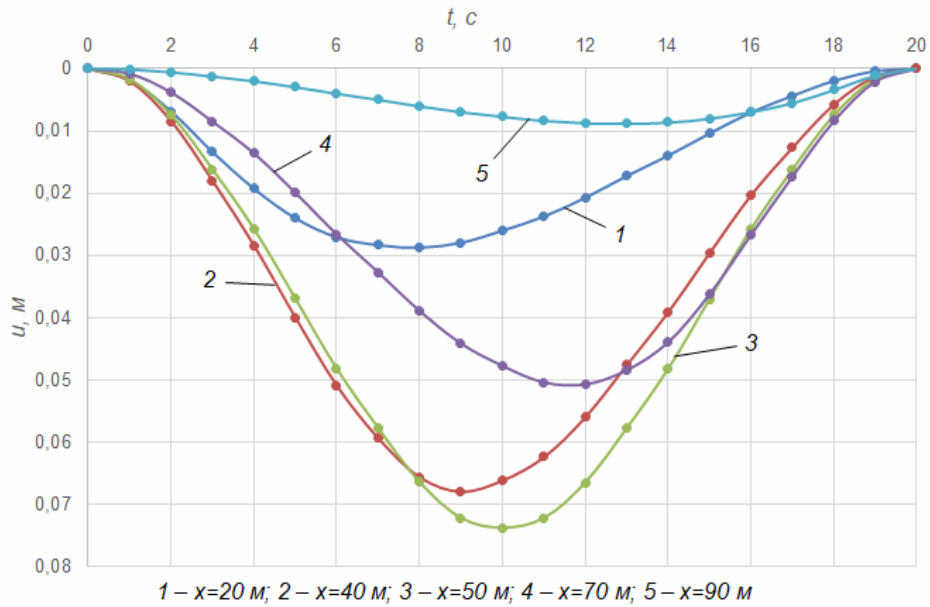


Рисунок 3 – Залежність переміщень окремих точок осі трубопроводу від часу

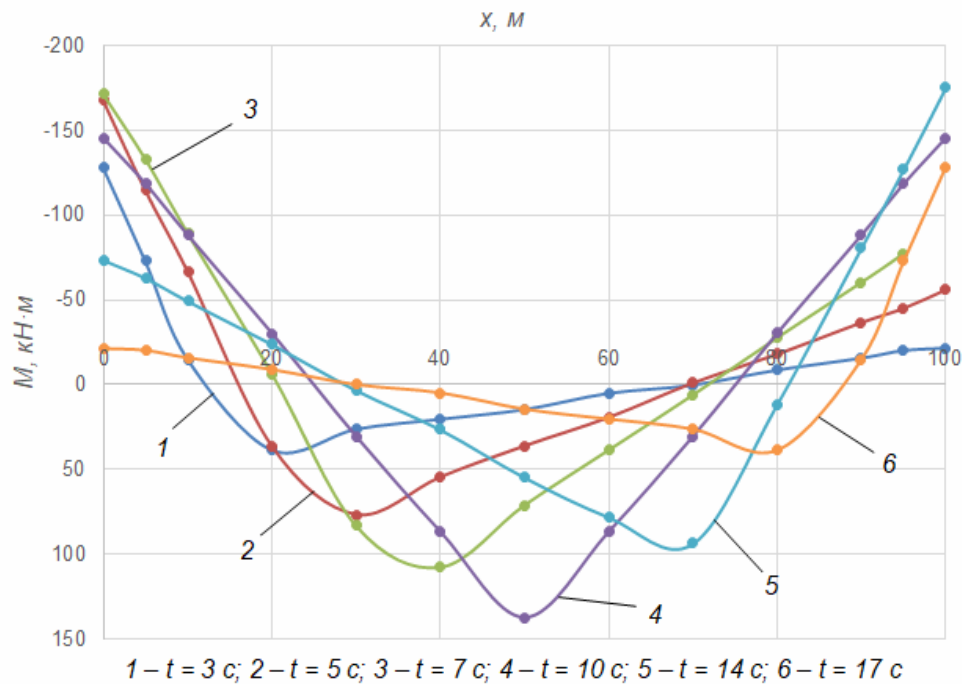


Рисунок 4 – Згинальні моменти в трубопроводі по його довжині

Очевидно, що чим більшим є відношення маси ділянки газопроводу до маси очисного поршня, тим менший вплив чинитимуть сили інерції поршня на динамічні прогини осі газопроводу.

Прийняті дані виконаного розрахунку показують, що це співвідношення у нашому випадку складає  $\alpha = 20,757$ . Тож сили інерції очисного поршня у даному випадку слабо впливатимуть на прогин осі трубопроводу.

Перспектива подальшого дослідження полягає у розроблянні другої математичної моделі, яка на базі першої моделі враховуватиме наближено і вплив сил інерції очисного поршня на динамічні прогини осі газопроводу.

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. No 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. *Известия 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. *Российско-польский семинар "Теоретические основы строительства"*. Москва – Иваново. Сб. работ. Warszawa. Wyd. Politechn.Warszawskiy. 2001. С. 173-200.
12. Філіпов А. П. Коливання балки під дією рухомого вантажу. *Прикладна механіка*. 1955. Т. 1, В. 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. В. 69. С. 126-135.
14. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 1970. 720 с.
15. Пановко Я. Г. Основы прикладной теории колебаний и удара. Л.: Машиностроение, 1976. 320 с.
16. Грудз В. Я., Тутко Т. Ф., Пиріг Т. Ю. Вільні коливання надземної ділянки магістрального газопроводу після проходження по ній очисного чи діагностичного поршня. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 3(72). С. 69-75.
17. Филиппов А. П. Колебания механических систем. Киев: Наукова думка, 1965. 716с.

References

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. *Trudyi V Mezhdunarodnoy konferentsii po nelineynim kolebaniyam*. Kiev, 1970. P. 215-219. [in Russian]
4. Goroshko O. A., Demyanenko A. G. O dvuhvolnovom predstavlenii resheniya differentsialnyih uravneniy, opisyivayuschih dinamiku nekotoryih konstruksiy s podvizhnoy nagruzkoy. *Ukrainskiy matematicheskiy zhurnal*. 1974. Vol. 26.8.5. P. 648-651. [in Russian]
5. Evstratenko D., Demyaneko A. Issledovanie dinamiki odnomernyih 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 inertsiiym 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 analogii matematychnykh modelei zadach dynamiky pruzhnykh ob'ektiv z rukhomym inertsiiym navantazhenniam. *Vibratsii v tekhnitsi ta tekhnolohiiakh*. 2017. No 3(86). P. 5-9. [in Ukrainian]
10. Ivanchenko I. I. Metod rascheta na podvizhnyu nagruzku sterzhnevyyih sistem, modeliruyuschih mostyi. *Izvestiya AN RF. Mehanika tverdogo tela*. 2001. No 4. P.151-165. [in Russian]
11. Szczesniak W., Zbiciak A. Kolebaniya uprugoy sharnirno zakreplenny balki s odnoy stepenyu svobody pod inertsionnoy ravnomerno raspredelennoy podvizhnoy nagruzkoy. *Rossiyskopol'skiy seminar "Teoreticheskie osnovyi stroitel'stva"*. Moskva – Ivanovo. Sb. rabot. Warszawa. Wyd. Politechn.Warszawskiy. 2001. C. 173-200. [in Russian]
12. Filipov A. P. Kolyvannia balky pid diieiu rukhomoho vantazhu. *Prykladna mekhanika*. 1955. Vol.1, V.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 tekhnolohii*. 2013. V.69. P. 126-135. [in Ukrainian]
14. Korn G., Korn T. Spravochnik po matematike dlya nauchnyih rabotnikov i inzhenerov. M.: Nauka, 1970. 720 p. [in Russian]
15. Panovko Ya. G. Osnovyi prikladnoy teorii kolebaniy i udara. L.: Mashinostroenie, 1976. 320 p. [in Russian]
16. 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]
17. Filippov A. P. Kolebaniya mehanicheskikh sistem. Kiev: Naukova dumka, 1965. 716 p.

# Техніка і технології

---

---

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-2(75)-16-23

## АПРОБАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ ДЛЯ УМОВ ВИСНАЖЕНОГО ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ ГОРИЗОНТУ НД-9 ЛЮБЕШІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

*Р. М. Кондрат, Л. І. Хайдарова\**

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

Більшість покладів природних газів України тією чи іншою мірою виснажені, але ще містять значні залишкові запаси газу. Перспективним напрямком підвищення газовилучення з виснажених газових покладів є витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом – легкодоступним і не викликаючим корозію свердловинного обладнання газом. Охарактеризовано технології підвищення газовилучення з виснажених газових покладів шляхом нагнітання в них азоту. На прикладі виснаженого покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища, продуктивні відклади якого складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків та глин, апробовано технологію витіснення залишкового природного газу азотом. Розглянуто 15 варіантів нагнітання азоту у пласт, у тому числі варіанти з обробленням привибійної зони низькодебітної свердловини на початок процесу дорозробки покладу і на початок нагнітання азоту у пласт. На першому етапі всіх варіантів поклад дорозробляли в режимі виснаження до моменту зниження пластового тиску (до 0,1 від початкового значення), після чого починали запомповувати азот в одну із видобувних свердловин, переведену в нагнітальну. Нагнітання азоту у пласт продовжувалося доти, поки вміст азоту в останній видобувній свердловині не досягав 5 % об. Всі варіанти характеризуються високими значеннями коефіцієнта газовилучення і близькими значеннями тривалості періоду дорозробки покладу. Наведено положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом за різними варіантами змінюється від 14,12 до 34,58 %. При впровадженні технології нагнітання азоту у пласт загальний коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 80,28 % при витісненні залишкового природного газу азотом.

Ключові слова: газовий поклад, свердловина, нагнітання, витіснення, природний газ, азот, газовилучення.

Большинство залежей природных газов Украины в той или иной степени истощены, но еще содержат значительные остаточные запасы газа. Перспективным направлением повышения газоотдачи с истощенных газовых залежей является вытеснение из пористой среды остаточного газа азотом – легкодоступным и не вызывающим коррозию скважинного оборудования газом. Охарактеризованы технологии повышения газоотдачи из истощенных газовых залежей путем нагнетания в них азота. На примере истощенной залежи горизонта НД-9 Любешивского газового месторождения, продуктивные отложения которого сложены преимущественно песчаниками с прослойками известняков и глин, апробирована технология вытеснения остаточного газа азотом. Рассмотрены 15 вариантов нагнетания азота в пласт, в том числе варианты с обработкой призабойной зоны низкодебитных скважины к началу процесса доразработки залежи и к началу нагнетания азота в пласт. На первом этапе во всех вариантах залеж доразрабатывали в режиме истощения до момента снижения пластового давления (до 0,1 от начального значения), после чего начинали закачивать азот в одну из добывающих скважин, переведенную в нагнетательную. Нагнетание

азота в залеж від того, чи продовжувалося до цього часу, поки вміст азота в останній видобуваючій скважині не перевищує 5% об. Всі варіанти характеризуються високими значеннями коефіцієнта газоотдачі і близькими значеннями тривалості періоду дорозробки залежності. Приведені положення фронту витіснення природного газу азотом в різні моменти часу. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газоотдачі по залишковому газу при різних варіантах нагнітання змінюється від 14,12 до 34,58%. При впровадженні технології нагнітання азоту в пласт загальний коефіцієнт газоотдачі зростає з 72,25% при наявній системі розробки до 80,28% при витісненні залишкового газу азотом.

Ключові слова: газова залежність, скважина, нагнітання, витіснення, природний газ, азот, газоотдача.

*Most natural gas reservoirs of Ukraine are depleted to some extent; still they contain significant tail gas reserves. A promising direction for increasing gas recovery from depleted gas reservoirs is the displacement of tail gas from the porous medium with nitrogen which is easily accessible and does not cause corrosion of the downhole equipment. This article characterizes the technologies for increasing gas recovery from depleted gas reservoirs by injecting nitrogen into them. The technology of replacing tail gas with nitrogen is tested on the example of the depleted reservoir of ND-9 horizon of Lyubeshivskyy gas field, the productive deposits of which are composed mainly of sandstones with interlayers of limestone and clay. The authors consider fifteen options of injecting nitrogen into the reservoir, including options of treating the bottom-hole of low-production wells at the beginning of the process of further reservoir development and at the beginning of the injection of nitrogen into the reservoir. In all cases, the reservoir is first redeveloped in the depletion mode until the reservoir pressure decreases to 0,1 from the initial value. After that, nitrogen is injected into one of the producing wells which is transferred to the injection well. The injection of nitrogen into the reservoir continues until the nitrogen content in the last producing well is less than 5 % vol. All options are characterized by high values of the gas recovery coefficient and close values of the duration of the reservoir further development. The positions of the front of the displacement of natural gas by nitrogen at various time points are given. According to the research results, the gas recovery coefficient for tail gas for various options varies from 14,12 to 34,58 %. With the introduction of the technology of injecting nitrogen into the reservoir, the overall gas recovery coefficient increases from 72,25 % (at present development system) to 80,28 % when the residual gas is displaced by nitrogen.*

Key words: gas reservoir, well, injection, displacement, natural gas, nitrogen, gas recovery.

### Постановка проблеми дослідження

Видобуток газу з виснажених покладів ускладнюється істотним зниженням пластового тиску порівняно з початковими значеннями; нерівномірним розподілом залишкових запасів газу за площею і розрізом у результаті макронеоднорідної будови і нерівномірного дренажу продуктивних відкладів; погіршенням стану привибійної зони пласта внаслідок скупчення у ній рідини і твердої фази, які через низькі пластові тиски не можуть виноситись потоком газу; низькодебітністю та обводненням свердловин. Підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів за наявності наведених ускладнень вимагає впровадження відповідних геолого-технічних заходів.

Після зниження пластового тиску у газових покладах до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному поточному темпу річного видобутку газу, у пласті ще залишається певна кількість невідібраного газу. Вилучити з виснажених покладів частину цього газу можна витісненням його з пористого середовища неуглеводневими газами, зокрема, азотом. Про високу технологічну ефективність застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених родовищ свідчать результати виконаних в ІФНТУНГ теоретичних досліджень [1-2].

У статті для умов виснаженого покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища апробовано технологію витіснення залишкового природного газу азотом.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Можливість використання неуглеводневих газів у промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття [3]. Неуглеводневі гази знаходять все ширше застосування у нафтогазовій галузі [4].

Результати відомих лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. Порівняно з іншими неуглеводневими газами, раціональнішим є використання азоту для нагнітання у виснажені газові поклади. Азот легкодоступний, його використання не викликає корозії свердловинного обладнання і не вимагає застосування ні антикорозійного захисту, ні особливих корозійностійких сталей [5, 6].

Залежно від ступеня виснаження газового покладу (відношення поточного і початкового пластових тисків) авторами робіт [7-11] запропоновано такі технології дорозробки виснажених газових покладів з нагнітанням азоту у пласт: запомповування у пласт азоту за тиску

початку його нагнітання 0,29 – 0,31 від початкового пластового тиску; нагнітання у пласт азоту з використанням площевої системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин, яка вибирається залежно від умов фактичного розміщення свердловин на виснажених газових покладах; розміщення видобувних свердловин у центральній частині покладу, а нагнітальних – на периферії, за яких відношення радіусу зони розміщення видобувних свердловин до радіусу початкового контуру газонасиченості змінюється у межах 0,56 – 0,59; неперервного нагнітання азоту у поклад за поточного пластового тиску, близького до мінімального значення, та ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1; циклічного нагнітання азоту у поклад з періодичною зупинкою видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 за тривалості періоду нагнітання 6 місяців; технологія циклічного нагнітання азоту у поклад без зупинки видобувних свердловин у циклі нагнітання азоту за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту на початок циклу його нагнітання 1,25:1 за тривалості окремих циклів нагнітання азоту 6 місяців; почергового нагнітання азоту у пласт на різних ділянках покладу. Технологію неперервного нагнітання азоту у пласт за поточного пластового тиску і компенсації темпу поточного видобутку газу нагнітанням азоту у пластових умовах 1:1 апробовано для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища.

### Формулювання цілей статті

За результатами аналізу промислових матеріалів про розробку покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища і теоретичних досліджень оцінити можливі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом при застосуванні азоту для витіснення з пористого середовища залишкового природного газу. Для різних варіантів використано як нагнітальні окремі наявні видобувні свердловини.

### Характеристика об'єкту дослідження

Любешівське газове родовище розташоване на території Стрийського району Львівської області, відкрите у 1997 році. У геологічній будові родовища приймають участь найдревніші крейдові відклади. Відклади верхньої крейди у нижній частині складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків, мергелів та глин, у верхній частині розрізу – вапняками

з прошарками глин. Продуктивний горизонт НД-9 залягає у межах глибин 755-780 м.

Площа покладу становить  $1,927 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>. Згідно з лабораторними дослідженнями пористість колекторів покладу змінюється від 12 до 30 %, проникність – від  $60 \cdot 10^{-15}$  до  $1335 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Середнє значення коефіцієнта відкритої пористості колекторів згідно з результатами геофізичних досліджень становить 28,5 %, коефіцієнта газонасиченості – 90 %, газонасиченої товщини – 20 м. Газ продуктивних горизонтів Любешівського газового родовища – сухий, метановий, з вмістом метану 99,161-99,237 % об., етану – 0,145-0,167 % об., пропану – 0,033-0,045 % об. азоту – 0,466-0,555 % об., діоксиду вуглецю – 0,041-0,084 % об. Його відносна густина – 0,559, теплотворна здатність за результатами одного визначення – 7935 ккал/м<sup>3</sup>, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, пластова температура – 300 К. Уточнені початкові запаси газу становлять 787,524 млн.м<sup>3</sup>.

Розробку покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розпочато у червні 2001 року свердловинами 5, 11, 12, 13. У липні 2003 р. уведено в експлуатацію свердловину 14. Всі свердловини працюють до цього часу.

Інтервал перфорації свердловин змінюється у межах 750-783 м. У свердловину опущені насосно-компресорні труби умовним діаметром 0,073 м на глибину 748-781 м.

Поточні дебіти газу окремих свердловин дорівнюють:

свердловина 5 – 0,7 тис.м<sup>3</sup>/доб за робочого тиску 1,68 МПа,

свердловина 11 – 37,56 тис.м<sup>3</sup>/доб за робочого тиску 1,82 МПа,

свердловина 12 – 17,78 тис.м<sup>3</sup>/доб за робочого тиску 1,58 МПа,

свердловина 13 – 35,47 тис.м<sup>3</sup>/доб за робочого тиску 1,58 МПа,

свердловина 14 – 15,57 тис.м<sup>3</sup>/доб за робочого тиску 1,61 МПа.

Коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони окремих свердловин дорівнюють:

свердловина 5 –  $A=2,0123$  (МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>),  $V=0,7157$  (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>;

свердловина 11 –  $A=0,018$  (МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>),  $V=0,0004$  (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>;

свердловина 12 –  $A=0,5112$  (МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>),  $V=0,00042$  (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>;

свердловина 13 –  $A=0,0283$  (МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>),  $V=0,00002$  (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>;

свердловина 14 –  $A=0,0317$  (МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>),  $V=0,0002$  (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

За промисловими даними поточний пластовий тиск становить 2,96 МПа.

На 01.01.2015 р. з покладу видобуто 470,24 млн м<sup>3</sup> газу, що становить 59,71 % від початкових запасів. Прогнозований кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища, оцінений з використанням кривої «середньої продуктивності» та методу «прямої лінії», дорівнює відповідно 71,25 та 73,24 %. Середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 72,25 % і меншим за середній кінцевий коефіцієнт газовилучення по закінчених розробках покладів при газовому режимі (85-90 %) [12]. Тому необхідно застосовувати додаткові геолого-технічні заходи з метою збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення.

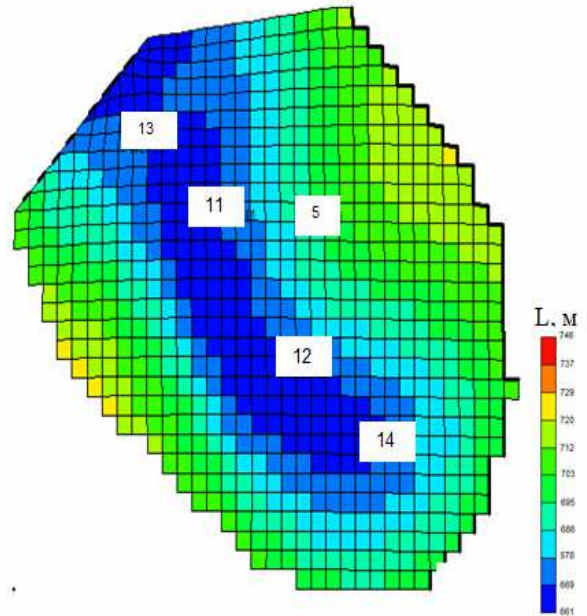
*Результати дослідження.* У статті розглянуто можливість підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення шляхом витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом. Для проведення розрахунків прийнято такі значення вхідних параметрів: товщина пласта – 20 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,285, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,9, коефіцієнт проникності пласта – 0,06 мкм<sup>2</sup>, середня глибина залягання продуктивного пласта – 761 м, початковий пластовий тиск – 7,23 МПа, уточнений середній поточний пластовий тиск – 2,96 МПа, пластова температура – 300 К, відносна густина газу – 0,559, початкові запаси газу – 787,524 млн.м<sup>3</sup>, залишкові запаси газу – 318,28 млн.м<sup>3</sup>.

Газовий поклад горизонту НД-9 Любешівського газового родовища розробляють п'ятьма видобувними свердловинами (5, 11, 12, 13, 14) на режимі виснаження. Схему розміщення свердловин зображено на рисунку 1.

Для нагнітання азоту у поклад використовуємо уже наявний фонд свердловин, оскільки буріння і облаштування нової нагнітальної свердловини потребує значних фінансових витрат. Після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення одну із свердловин переводимо у нагнітальну і запомповуємо у пласт азот. Добову витрату азоту вибираємо залежно від сумарного поточного дебіту видобувних свердловин, виходячи з умови рівності їх значень у пластових умовах і забезпечення постійності пластового тиску упродовж періоду запомповування азоту у пласт. Азот нагнітали до досягнення його об'ємного вмісту у видобувному газі 5 % об. Після цього видобувні свердловини почергово відключали. Нагнітання азоту у пласт продовжували до тих пір, поки вміст

азоту в останній видобувній свердловині не досягнув 5 % об.

При відключенні окремих видобувних свердловин через прорив у них азоту зменшувався темп видобутку газу з покладу. Відповідно зменшували темп запомповування азоту у поклад, виходячи з умови постійного підтримання поточного пластового тиску.



**Рисунок 1 – Схема розміщення видобувних свердловин на покладі горизонту НД-9 Любешівського газового родовища**

Дорозробка покладу здійснюється, починаючи з 01.01.2015 р., п'ятьма видобувними свердловинами. Авторами розглянуто три варіанти (з підваріантами) подальшої дорозробки покладу. Вважається доцільним працювати на режимі виснаження до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення, після чого пропонується запомповувати азот у одну із видобувних свердловин, яку перевели у нагнітальну.

За першим варіантом у розглянутих підваріантах у ролі нагнітальної свердловини послідовно використовують свердловини 5; 14; 13; 11; 12 без проведення у них попередньо фізико-хімічних оброблень привибійної зони пласта.

За другим варіантом спочатку проводять фізико-хімічне оброблення свердловини 5, яка характеризується найменшим поточним значенням дебіту газу. Це дозволить збільшити її продуктивність і приймальність та скоротити період дорозробки покладу на виснаження на 2 роки і 3 місяці. У подальшому розглядають такі самі підваріанти, як у першому варіанті. Необхідність фізико-хімічного оброблення свердловини 5 пов'язана з тим, що дебіт свердловини 5

**Таблиця 1 – Результати розрахунків нагнітання азоту у поклад горизонту НД-9 Любешівського газового родовища**

Варіант	Номер нагнітальної свердловини	Тривалість періоду нагнітання азоту до моменту досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % в останній свердловині, місяців	Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %
I	5	134	26,33
	11	116	17,42
	12	88	14,12
	13	119	26,48
	14	169	24,63
II	5	117	27,65
	11	103	23,45
	12	81	19,74
	13	150	34,29
	14	159	27,79
III	5	119	27,84
	11	104	23,76
	12	82	19,49
	13	159	34,58
	14	164	31,53

за газом на початок розрахунків становив 0,7 тис. м<sup>3</sup>/доб. Це значно менше від дебіту інших свердловин на такий самий момент часу (15,57-37,56 тис. м<sup>3</sup>/доб).

За третім варіантом (з підваріантами) фізико-хімічне оброблення привибійної зони свердловини 5 здійснюють після періоду дорозробки покладу на виснаження, тобто перед початком нагнітання азоту у пласт.

Продуктивні відклади покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища складені, в основному, пісковиками з прошарками вапняків та глин, тому оброблення привибійної зони пласта у свердловинах рекомендується проводити з використанням спиртопіноглинокислотних розчинів. Узагальнені результати розрахунків нагнітання азоту у поклад наведено у таблиці 1.

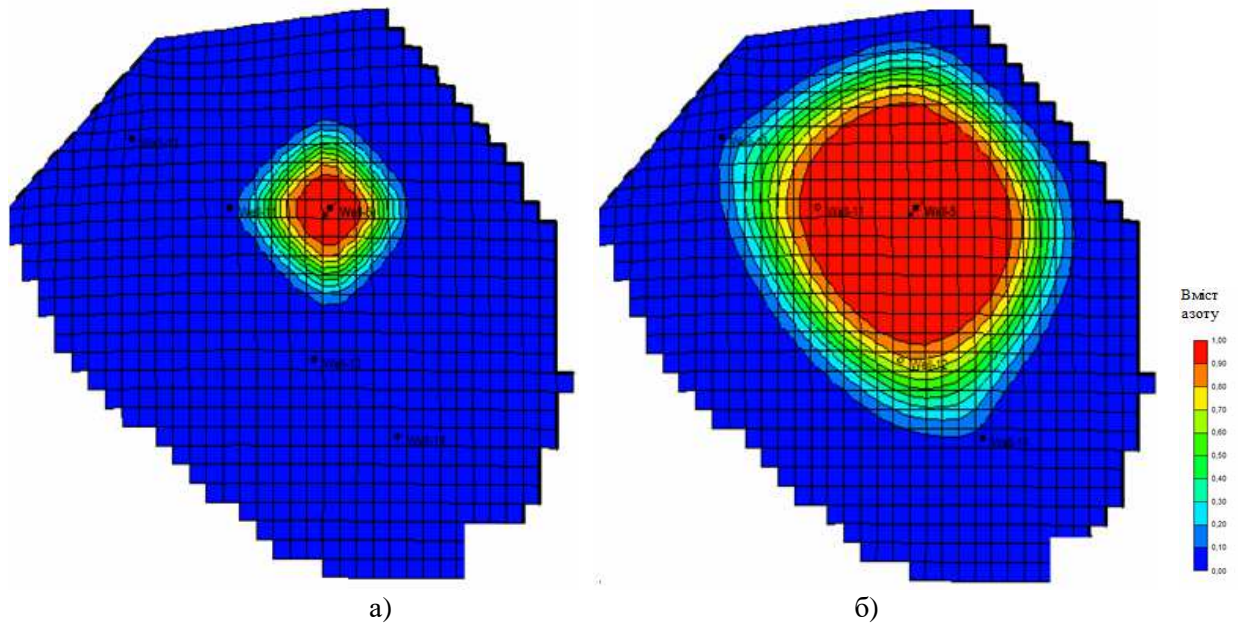
Положення фронту витіснення природного пластового газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловини 5 і 13 зображено відповідно на рисунках 2 та 3. Аналогічні схеми положення фронту витіснення природного газу азотом отримано при використанні як нагнітальних інших свердловин (11, 12, 14).

Згідно з результатами досліджень за першим варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, залежно від того, яка свердловина переводиться у нагнітальну, становить: свердловина 5 – 26,33 % за тривалості періоду нагнітання азоту 134 місяці; свердловина 11 –

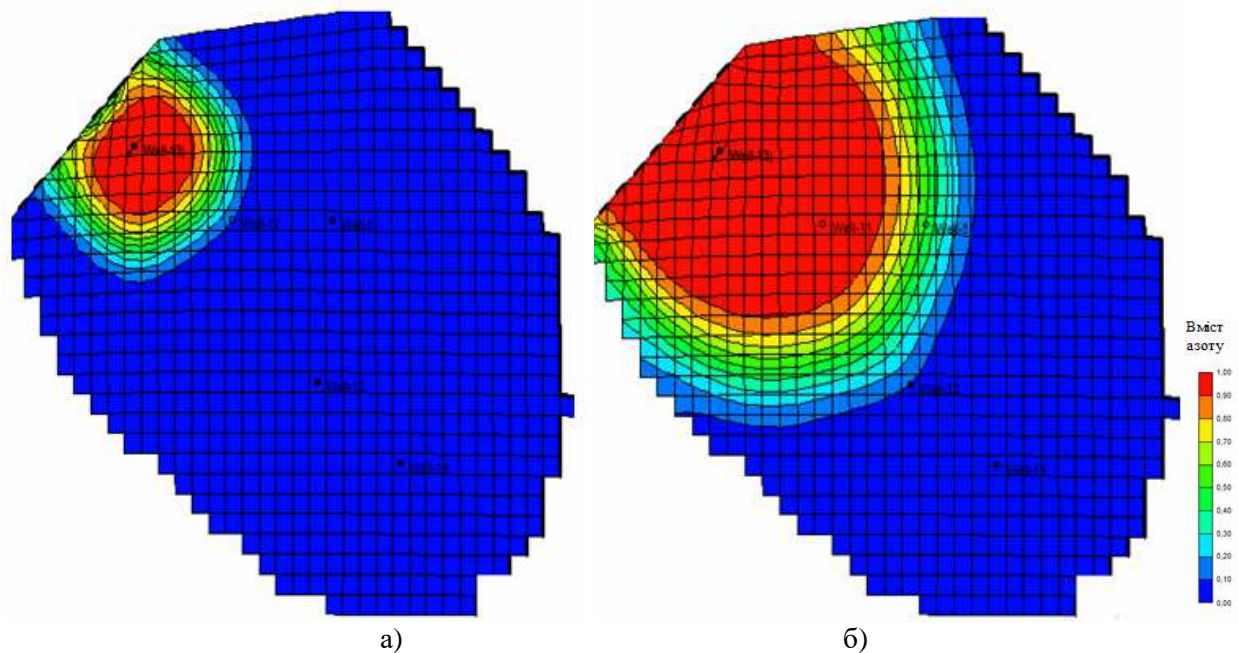
17,42 % за тривалості періоду нагнітання азоту 116 місяців; свердловина 12 – 14,12 % за тривалості періоду нагнітання азоту 88 місяців; свердловина 13 – 26,48 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 14 – 24,63 % за тривалості періоду нагнітання азоту 169 місяців.

За другим варіантом отримано такі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну окремих свердловин: свердловина 5 – 27,65 % за тривалості періоду нагнітання азоту 117 місяців; свердловина 11 – 23,45 % за тривалості періоду нагнітання азоту 103 місяці; свердловина 12 – 19,74 % за тривалості періоду нагнітання азоту 81 місяць; свердловина 13 – 34,29 % за тривалості періоду нагнітання азоту 150 місяців; свердловина 14 – 27,79 % за тривалості періоду нагнітання азоту 159 місяців.

За третім варіантом коефіцієнт газовилучення за залишковим газом при переведенні у нагнітальну різних видобувних свердловин становить: свердловина 5 – 27,84 % за тривалості періоду нагнітання азоту 119 місяців; свердловина 11 – 23,76 % за тривалості періоду нагнітання азоту 104 місяці; свердловина 12 – 19,49 % за тривалості періоду нагнітання азоту 82 місяці; свердловина 13 – 34,58 % за тривалості періоду нагнітання азоту 159 місяців; свердловина 14 – 31,53 % за тривалості періоду нагнітання азоту 164 місяців.



а) на момент прориву азоту у свердловину 11; б) на момент прориву азоту у свердловину 13  
**Рисунок 2 – Положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловину 5 покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища**



а) на момент прориву азоту у свердловину 11; б) на момент прориву азоту у свердловину 12  
**Рисунок 3 – Положення фронту витіснення природного газу азотом на різні моменти часу при нагнітанні азоту у свердловину 13 покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища**

Отже, залежно від того, яка свердловина переводиться у нагнітальну і чи проводиться фізико-хімічне оброблення привибійної зони низькодебітної свердловини 5 (на початку процесу дорозробки покладу чи після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення і подальшого нагнітання азоту), кінцевий

коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється від 14,12 до 34,58 %.

Відповідно до значення досягнутого коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (34,58 %) найкращим є третій варіант з переведенням у нагнітальну видобувної свердловини 13 і обробленням привибійної зони свердловини

ни 5 (на початок нагнітання азоту) після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення. Тривалість періоду нагнітання азоту становить 159 місяців.

Дещо меншим значенням коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (34,29 %) характеризується другий варіант з обробленням привибійної зони свердловини 5 на початок дорозробки покладу. При цьому тривалість періоду дорозробки покладу становить 150 місяців.

Наведені варіанти характеризуються високими значеннями коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (абсолютна різниця коефіцієнта газовилучення за залишковим газом становить 0,29 %) і близькими значеннями тривалості періоду дорозробки покладу (терміни розробки відрізняються на 9 місяців).

До впровадження можна рекомендувати другий варіант, який характеризується меншим терміном дорозробки і дозволяє отримати більший річний видобуток газу на початок періоду дорозробки покладу за рахунок оброблення привибійної зони свердловини 5.

Відповідно до другого варіанту загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 80,28 %, що на 8,03 % більше від прогнозного кінцевого коефіцієнта газовилучення за існуючої системи розробки покладу без нагнітання азоту у пласт.

### Висновки

Апробовано технологію витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом з виснаженого покладу для умов покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища. При її застосуванні додатково видобувається 34,29 % залишкового газу, а загальний кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає від 72,25 % за існуючої системи розробки до 80,28 %.

### Література

1. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyj visnyk NHU*. 2017. No 5. P. 23-28.

2. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Видобування залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 2(71). С. 20-29.

3. Итоги науки и техники. *Разработка нефтяных и газовых месторождений*. 1990. Том 22. С. 156.

4. Ермаков П. П., Еремин Н. А. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 1996. №11. С. 45-50.

5. Sumeer Kalra, Xingru Wu. SPE 169578. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.

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

7. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40.

8. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 34-39.

9. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт вилучення залишкового газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 2(67). С. 70-74.

10. 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 (69). С. 15-23.

11. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Оцінка технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №3(68). С. 7-11.

12. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №3(48). С. 70-76.

### References

1. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyj visnyk NHU*. 2017. No 5. P. 23-28.

2. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Vydobuvannia zalyshkovoho pryrodnoho hazu z vysnazhenykh hazovykh pokladiv nahnitanniam azotu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2019. No 2(71). С. 20-29. [in Ukrainian]
3. Itogi nauki i tehniki. *Razrabotka neftyanyih i gazovyih mestorozhdeniy.* 1990. Vol 22. P. 156. [in Russian]
4. Ermakov P. P., Eremin N. A. Nagnetanie azota v poristyye sredy dlya uvelicheniya nefteotdachi. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyih mestorozhdeniy.* 1996. No 11. P. 45-50. [in Russian]
5. Sumeer Kalra, Xingru Wu. SPE 169578. CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting.* 17-18 April. Denver, Colorado. 2014.
6. Ignatev N. A., Sintsov I. A. Opyit i perspektivy zakachki azota v neftegazovoy promyshlennosti. *Fundamentalnyie issledovanie.* 2015. No 11 (chast 4). P. 678-682. [in Russian]
7. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv system ploshchovoho rozmishchennia vydobuvnykh i nahnitannykh sverdlovyn pry nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad na koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2019. No 1(70). P. 33-40. [in Ukrainian]
8. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv rozmishchennia vydobuvnykh sverdlovyn na koefitsient hazovyluchennia pry peryferiinomu nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2017. No 4(65). P. 34-39. [in Ukrainian]
9. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv tempu zakonturnoho nahnitannia azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy na koefitsient vyluchennia zalyshkovoho hazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 2(67). P. 70-74. [in Ukrainian]
10. 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 (69). P. 15-23. [in Ukrainian]
11. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Otsinka tekhnolohichnoi efektyvnosti roboty i zupynky vydobuvnykh sverdlovyn pid chas nahnitannia azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 3(68). P. 7-11. [in Ukrainian]
12. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Matematychna model protsesu minimizatsii znachen kintsevoho plastovoho tysku v hazovykh pokladakh z hazovym rezhymom rozrobky. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2013. №3(48). С. 70-76. [in Ukrainian]

# Дослідження та методи аналізу

---

УДК 622.276.05

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-2(75)-24-31

## ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИННОГО ФІЛЬТРА ЗАСТОСУВАННЯМ ІМІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

<sup>1</sup>О. Я. Фафлей, <sup>1</sup>Р. О. Дейнега, <sup>1</sup>В. В. Михайлюк, <sup>1</sup>А. В. Семенчук, <sup>2</sup>Б. І. Звір

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. +38 068 7640014,  
e-mail: olera32@ukr.net

<sup>2</sup>Дрогобицький механіко-технологічний коледж; м. Дрогобич, вул. Раневицька 12;  
e-mail: monudmt@ukr.net

*Процес експлуатації нафтового родовища на пізній стадії розробки характеризується значним вмістом механічних домішок у видобутій сировині та високим ступенем її обводнення. Обводненість активно впливає на процеси винесення пластового піску і руйнування слабкоцементованих порід продуктивних горизонтів на родовищах. Щоб інтенсифікувати відбір пластової рідини з видобувних свердловин, потрібно застосовувати більш продуктивні насоси та збільшувати глибини їх опускання. Однак це призводить до зростання депресії на пласт і, як правило, до інтенсивнішого винесення механічних домішок з колектора. Пісок, що виноситься з пласта, є високоабразивним агентом, який спричиняє зношування не лише елементів насосів, а і насосно-компресорних труб, засувок, дротів тощо. Прогнозування впливу механічних домішок на елементи насосного обладнання для видобутку нафти є складним завданням, що вимагає врахування безлічі різноманітних факторів. Пісок, що виноситься з свердловин, накопичується в трубопроводах, а на групових замірно-насосних установках – у вимірювальних вузлах, сепараторах, клапанах тощо. На установках підготовки нафти або конденсату піском засмічуються технологічні ємності та резервуари. Найчастіше для боротьби із винесенням піску застосовується метод фільтрування, який хоч не є найефективнішим, але відрізняється надійністю, низькою вартістю та екологічною безпекою. Проаналізовано декілька конструкцій свердловинних фільтрів. Для оцінки ефективності свердловинного фільтра проведено його дослідження за допомогою імітаційного моделювання. Встановлено залежність кількості винесених частинок від їх діаметру, із врахуванням гідродинамічних процесів та характеристик робочого середовища.*

Ключові слова: механічні домішки, пісок, обводненість, насосне обладнання, фільтр, імітаційне моделювання.

*Процесс эксплуатации нефтяного месторождения на поздней стадии характеризуется значительным содержанием механических примесей в добытом сырье и высокой степенью его обводненности. Обводненность играет значительную роль в процессах выноса пластового песка и разрушения слабоцементированных пород продуктивных горизонтов на месторождениях. На сегодня с целью интенсификации отбора пластовой жидкости из добывающих скважин необходимо увеличивать глубины спуска и применять более производительные насосы. Однако это приводит к росту депрессии на пласт и, как правило, к более интенсивному выносу механических примесей из коллектора. Выносимый из пласта песок является высокоабразивным агентом, который вызывает износ не только элементов насосов, но и насосно-компрессорных труб, задвижек, дротелей и т.д. Прогнозирование влияния механических примесей на элементы насосного оборудования для добычи нефти является сложной задачей, требующей учета множества различных факторов.*

Вынесенный из скважин песок накапливается в трубопроводах и групповых замерных насосных установках – в измерительных узлах, сепараторах, клапанах и т.п. На установках подготовки нефти или конденсата песком засоряются технологические емкости и резервуары. Чаще всего для борьбы с выносом песка применяется метод фильтрации, который не является самым эффективным, но отличается надежностью, малой затратностью, а также экологической безопасностью. Проанализировано несколько конструкций скважинных фильтров. Для оценки эффективности скважинного фильтра проведения его исследования с помощью имитационного моделирования. Установлена зависимость количества вынесенных частиц от их диаметра, с учетом гидродинамических процессов и характеристик рабочей среды.

Ключевые слова: механические примеси, песок, обводненность, насосное оборудование, фильтр, имитационное моделирование.

*The process of the oil field operation at the late stage is characterized by a significant content of mechanical impurities in the extracted raw materials and a high rate of water encroachment. Water encroachment plays a significant role in the processes of formation sand carry-over and the destruction of incompetent rocks of productive horizons in deposits. Today, to intensify the drainage of formation fluid from production wells, it is necessary to increase the depth of descent and to use more productive pumps. However, this leads to the growth of the draw down pressure and, as a rule, to more intensive sloughing of mechanical impurities out of the reservoir. First of all, the sand taken out of the formation is a highly abrasive agent, which causes the wear not only of the pump elements, but also of the tubings, valves, throttles, etc. Predicting the impact of mechanical impurities on the elements of the pumping equipment for oil production is a complex task that requires consideration of many different factors. The sand which is carried out of wells is accumulated in the pipelines. Besides, it is accumulated in measuring units, separators, valves and other parts of group metering and pumping units. Process tanks and reservoirs at oil or condensate treatment plants are clogged with sand. To combat sloughing of sand, in most cases the method of filtration is used. This method is not the most effective, but it is reliable, low cost, and environmentally friendly. Several constructions of downhole filters are analyzed. To evaluate the efficiency of the downhole filter, its research is carried out using simulation modeling. The dependence of the number of sloughed particles on their diameter is established in accordance with the hydrodynamic processes and characteristics of the working environment.*

Keywords: mechanical impurities, sand, water encroachment, pumping equipment, strainer, simulation.

## Вступ

У складі видобутої нафти багатьох нафтових свердловинах в Україні присутні механічні домішки, що є однією з основних причин скорочення міжремонтного періоду застосовуваного підземного і наземного обладнання.

Найчастіше ця ситуація спостерігається на пізній стадії розробки родовища, коли видобуток нафти супроводжується високим ступенем обводнення. Обводнення відіграє значну роль в процесах інтенсифікації винесення пластового піску і руйнування слабкоцементованих порід продуктивних горизонтів на родовищах.

Винесення піску в свердловину пояснюється дією сил тертя і градієнтом тиску під час фільтрації пластової рідини.

Застосування більш продуктивних насосів і збільшення глибини їх опускання і під час видобування нафти призводить до зростання депресії на пласт і, як правило, до інтенсивнішого винесення механічних домішок з колектора [3].

Найвні у свердловинній продукції механічні домішки в процесі експлуатації родовищ стають причиною цілої низки ускладнень. Оскільки пісок, що виноситься з пласта, є абразивом і спричиняє зношування елементів насосів, насосно-компресорних труб, засувок, дроселів тощо [2].

## Аналіз досліджень і публікацій

Механічні домішки, які містяться в пластовій рідині та входять до складу відкладень на поверхні нафтопромислового обладнання, є твердими речовинами. Походження механічних домішок зазвичай обумовлено такими причинами:

- 1) винесенням твердих частинок з пласта при освоєнні і експлуатації свердловин;
- 2) у результаті проведення геологотехнічних заходів і технологічних операцій на свердловинах;
- 3) після проведення гідророзриву пласта (ГРП) утворюються частки, що вносяться до складу розчинів для глушіння, пропантан тащо;
- 4) корозією підземного обладнання;
- 5) взаємодією хімічно несумісних речовин, що перекачуються.

Основною вимірною характеристикою механічних домішок є кількість зважених часток (КЗЧ) в мг/л.

Серед основних факторів, що визначають величину концентрації домішок, традиційно виділяють наступні:

- 1) глибина залягання пласта і пластовий тиск;
- 2) проникність пласта;
- 3) фізико-хімічні властивості видобутої рідини;

- 4) обводненість;
- 5) характеристики частинок піску;
- 6) дебіт свердловини;
- 7) щільність перфорації;
- 8) депресія;
- 9) тип робочої рідини, що використовується у процесі ремонтно-відновлювальних робіт.

Слід зазначити, що КЗЧ у продукції свердловини залежить від часу. В результаті систематичного аналізу промислового матеріалу виявлено, що різке збільшення вмісту механічних домішок (до двох порядків за величиною) зазвичай обумовлено такими причинами [4]:

1) пуск насосів та виведення свердловин на режим після ремонту (капітального або поточного);

2) короточасні зупинки подачі, наприклад, при відключенні електроенергії, і наступні пуски свердловин;

За останні роки у співтоваристві інженерів-нафтовиків ствердилася думка про те, що кількість зважених часток не є показником ерозійної агресивності середовища: крім КЗЧ на абразивні властивості механічних домішок впливають також:

- гранулометричний склад (розподіл часток за розміром);
- твердість (характеристика абразивних властивостей частинок, що впливає на інтенсивність зношування);
- мінеральний склад (вміст кварцу, польового шпату, уламків гірських порід тощо);
- сферичність;
- гострота граней.

Прогнозування впливу механічних домішок на елементи насосного обладнання для видобутку нафти є складним завданням, що вимагає врахування безлічі різних факторів. Сьогодні відсутня єдина теоретична модель, що дозволяє прогнозувати інтенсивність впливу абразивних частинок на нафтовидобувне обладнання, і, як наслідок, строго обґрунтований алгоритм вибору технологій його захисту. На практиці рішення на користь тієї чи іншої технології приймається за результатами промислових випробувань.

Винесення механічних домішок чинить суттєвий вплив на показники напрацювання УЕВН. Зазвичай вважають, що великі за розміром механічні частинки спричиняють заклинювання насоса, а дрібні – вібрацію і підвищене абразивне зношування.

Відповідно до зібраних за останні роки статистичних даних для різних родовищ відсоток поломок електровідцентрових насосів від

дії механічних домішок є найбільшим і суттєво перевершує вплив інших факторів.

Наявність механічних домішок ускладнює не тільки експлуатацію насосного обладнання для видобутку нафти. Пісок викликає катастрофічне зношування різьбових з'єднань насосних труб: за найменшої негерметичності з'єднань (особливо в обводнених свердловинах) він швидко «розїдає» різьбу, і через утворений канал починає протікати рідина, знижуючи подачу. З часом подача припиняється взагалі. Абразивне зношування часто зустрічається і в елементах фонтанних арматур на газоконденсатних свердловинах [3].

Пісок, що виноситься з свердловин, потрапляє в промислову систему нафтогазозбору, накопичується у трубопроводах, а на групових замірно-насосних установках – у вимірювальних вузлах, сепараторах, клапанах. На установках підготовки нафти або конденсату піском засмічуються технологічні ємності та резервуари.

Внаслідок утворення піщаних пробок на вибої свердловин знижується або повністю припиняється вилучення свердловинної продукції. Тоді необхідно проводити поточний ремонт свердловини для їх видалення [2].

Зменшення міжремонтного періоду основних засобів, ремонт або купівля нового обладнання сприяють підвищенню собівартості видобутої нафти і зниженню рентабельності виробництва, тому нафтові компанії змушені застосовувати ефективні заходи для боротьби з негативним впливом механічних домішок [5].

Найбільш ефективним підходом до проблеми винесення механічних домішок з видобутою продукцією є розроблення і застосування комплексу заходів, спрямованих на попередження, затримання і зниження негативного впливу домішок на промислове обладнання. Серед таких заходів є зміцнення привибійної зони пласта, обладнання свердловин фільтрами, проведення капітального ремонту в комплексі з обмеженням водопритоків, контроль за КЗЧ у процесі експлуатації, виведення свердловини на оптимальний режим з урахуванням комплексного впливу всіх діючих факторів тощо [1].

Найчастіше для боротьби із винесенням піску застосовується метод фільтрування, який хоч не є найефективнішим, але надійний, менш затратний, а також екологічно безпечний.

До основних типів конструкцій фільтрів можна віднести наступні:

- 1) сітчасті,
- 2) дровові,
- 3) щілинні,
- 4) гравійні.



Рисунок 1 – Газопіщаний якір

Фільтрувальна поверхня сітчастих фільтрів зазвичай багат шарова, що дає змогу затримувати дрібні частинки (до 50 мкм), тому досить часто застосовуються в тих випадках, коли необхідно забезпечити високу ступінь очищення свердловинної продукції. Із недоліків таких фільтрів слід виділити порівняно великі гідравлічні опори і їх низьку ремонтпридатність в разі пошкодження або засмічення фільтруючих елементів.

Основним елементом дротяних фільтрів є профільований дріт, намотаний на каркас, що складається з паралельних стрижнів. Найчастіше використовують дріт трикутного профілю, причому одна з вершин трикутника спрямована всередину фільтра [6].

Конструкція щілинних (бездротяних) фільтрів має багато спільного з конструкцією дротяних, оскільки пластова рідина і механічні домішки фільтруються крізь вузькі щілини (досить часто використовується назва «дротяно-щілинний фільтр»).

На відміну від дротяного фільтру, ширина щілини щілинного фільтра завжди строго фіксована. Основним недоліком класичних щілинних фільтрів є їх низька щілинність – відношення сумарної площі фільтруючих отворів до загальної площі поверхні фільтра. Для збільшення щілинності в сучасних щілинних фільтрах використовується технологія, аналогічна застосовуваній для дротяних фільтрів, коли профільовані елементи (кільця або стрижні) приварюються до опорних конструкцій. Це перешкоджає зминанню фільтра в процесі спуско-підіймальних операцій на свердловині, робить його конструкцію стійкою до зовнішніх впливів.

До гравійних відносяться фільтри, контактна до породи поверхня яких складається із гравію, який розміщують навколо опорних каркасів. Гравійні фільтри збираються на гирлі свердловини. Основною перевагою гравійних фільтрів порівняно із фільтрами інших конструкцій є те, що вони можуть успішно застосовуватися при великій неоднорідності частинок колектора.

Фільтри встановлюються в свердловину з метою очищення свердловинної продукції від піску, пропанта й інших механічних домішок. Вони повинні створювати мінімальний гідравлічний опір.

Розрахунок пропускної здатності фільтра залежно від створюваного ним перепаду тиску загалом є складним завданням, і потребує інформації про геометричні характеристики фільтра, фізико-хімічні властивості пластової рідини і гранулометричний склад твердої породи.

Аналізуючи конструкції описаних у літературних джерелах різноманітних фільтрів, можна зустріти досить цікаві їх варіанти, наприклад «Газопіщаний якір» [7]. У своєму патенті на корисну модель автор пропонує конструкцію пристрою, яка запобігає потраплянню піску і газу у свердловинний насос під час видобутку нафти (рис. 1).

Газопіщаний якір працює так. Верхнім кінцем корпусу 1 якір на різьбі з'єднується з входним клапаном свердловинного насоса та разом із ним опускається у свердловину. Нафта з розчиненою у ній газом і піском надходить до горизонтальних і вертикальних отворів 3 корпусу 1 (увесь цикл показано стрілками). При цьому напрямок її руху змінюється, швидкість зменшується і відокремлюється від нафти, вна-

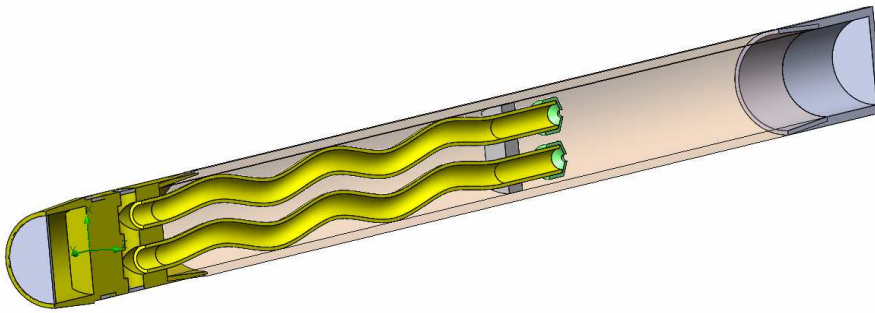


Рисунок 2 – Тримірна модель свердловинного фільтра

слідок чого газ не потрапляє на прийом насоса, а прямує до затрубного простору свердловини. В подальшому напрямок струмини змінюється на  $180^{\circ}$  і за рахунок внутрішніх спіралеподібних трубок 4 і конусних насадок 7, турбулізуючись, різко набирає швидкість. Внаслідок цього пісок із нафти осідає в піщавій камері 9 на заглушку 8.

Очищена від газу і піску нафта із піщавої камери 9, минаючи утримувач 5, внутрішні спіралеподібні трубки 4 і дві сегментні порожнини 2, крізь корпус 1 всмоктується насосом.

При черговому підйманні насоса із свердловини (за будь-яких обставин) заглушка 8 вигвинчується із труби 6, і піщана камера 9 після очищення від піску, встановлюється на своє місце. Газопіщаний якір готовий до чергового опускання у нафтову свердловину.

Залежно від кількості піску, що виділяється із нафтової свердловини, труба 6 може бути подовжена шляхом нарощування – пригвинчення додаткових труб. При цьому загальна ємність піщавої камери 9 повинна бути такою, щоб рівень заповнення її піском був нижчим рівня розміщення конусних насадок 7. Саме ж очищення свердловинного фільтра повинно збігатися за терміном із заміною спрацьованого свердловинного штангового насоса, щоб уникнути позачергового його підймання.

Перевагами цього свердловинного фільтра є:

- висока ефективність сепарації газу і піску від нафти за рахунок зміни напрямку і швидкості потоку рідини, а також її турбулізації;
- простота конструкції;
- простота очищення фільтра від піску.

Отже, ефективність свердловинного фільтра зумовлена поділом внутрішньої циліндричної порожнини корпусу на дві сегментні порожнини перетинкою, в якій виконано перехресні горизонтальні і вертикальні отвори. У ці отвори встановлено один кінець внутрішніх трубок спіралевидної форми, а протилежний їх кінець - в утримувачі, розташованому в піщавій камері.

### Мета роботи та обґрунтування необхідності її виконання

Оскільки проведення будь-яких досліджень на натурній моделі є високовартісним, а оцінити запропоновану конструкцію обладнання аналітичним способом є досить складно, авторами пропонується до застосування імітаційне моделювання. Застосовувані при цьому комп'ютерні програми дають можливість досліджувати обладнання (визначати його напружено-деформований стан, прогнозувати довговічність, моделювати поведінку гідрогазодинамічних потоків тощо).

### Викладення основного матеріалу

Для проведенні імітаційного моделювання побудовано тримірну модель свердловинного фільтра (рис. 2).

Вхідними даними для проведення імітаційного дослідження є:

- тиск на вході – 1,3 МПа;
- витрата рідини –  $0,0004 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- робоча рідина – «Olive oil», що має характеристики, відображені у бібліотеці програми FlowSimulation;
- фракція піщинок розмірами 1, 2, 3, 4, 5 мм.

На рис. 3 зображено описані вище граничні умови, прикладені до фільтра.

На рисунках 4-11 наведено результати, отримані за допомогою імітаційного моделювання.

Згідно з рис. 4 гідралічний опір, що створюється конструкцією фільтра, становить 0,36 МПа. Слід зауважити, що основними елементами, які створюють цей опір, є конусні насадки.

Щодо траєкторій руху фракцій піску (рис. 7-11), то, як бачимо, із збільшенням діаметру частинок піщинки починають швидше осідати.

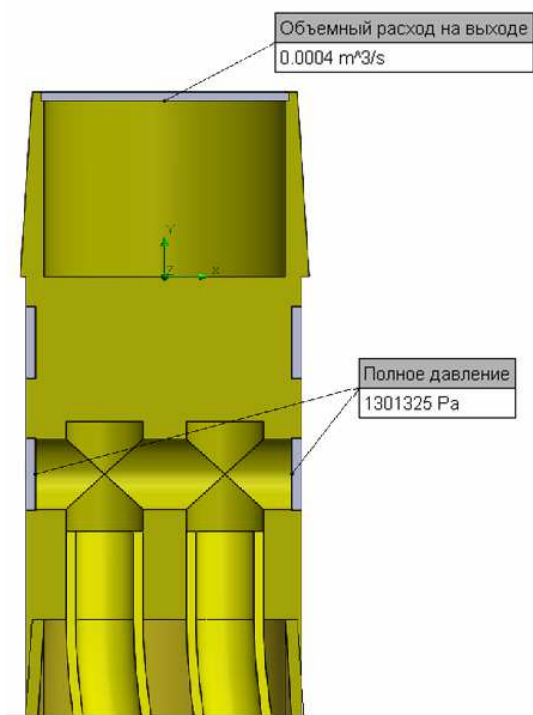


Рисунок 3 – Граничні умови, прикладені до фільтра

Щоб оцінити ефективність свердловинного фільтра, застосовано функцію програми «Расчеты движения частиц».

Встановлено залежність кількості винесених частинок від їх діаметру, відповідно із врахуванням гідродинамічних процесів та характеристик робочого середовища (рис. 12).

Отже, зважаючи на особливості конструкції побудованої тримірної моделі свердловинного фільтра, можна зробити такі висновки:

1. Максимальна величина перепаду тиску згідно вхідних даних у пристрої становить 0,36 МПа.

2. Максимальна швидкість руху рідини через пристрій спостерігається на насадках і становить близько 18 м/с.

3. Ефективність вилучення частинок за допомогою свердловинного фільтра становить від 67 до 96 %.

### Висновки

За допомогою імітаційного моделювання встановлено залежність кількості винесених частинок піску від їх діаметру для моделі свердловинного фільтра.

Попри низьку ефективність досліджуваного фільтра, все ж не варто залишати її без належної уваги. Цей фільтр, на відміну від інших типів, має значну перевагу – не засмічується механічними домішками (не спричиняє зростання гідралічного опору при роботі).

В подальшому варто було б модернізувати конструкцію описаного фільтра та, можливо, поєднати її із іншими типами фільтрів.

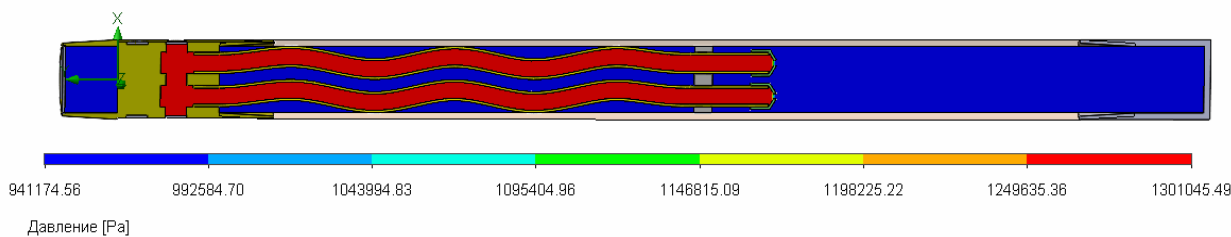


Рисунок 4 – Розподіл тиску у поперечному перерізі моделі

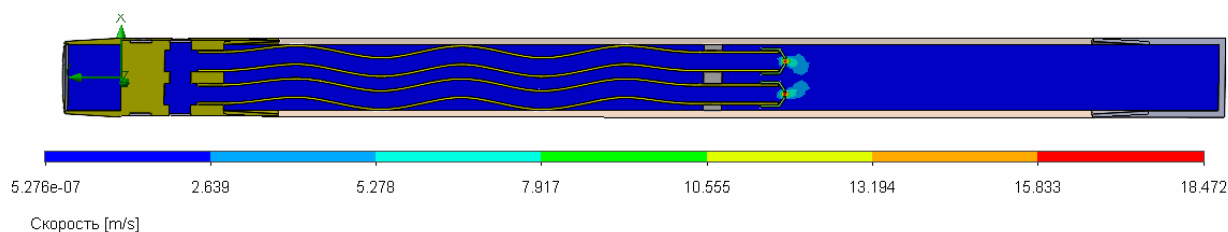


Рисунок 5 – Розподіл швидкості у поперечному перерізі пристрою

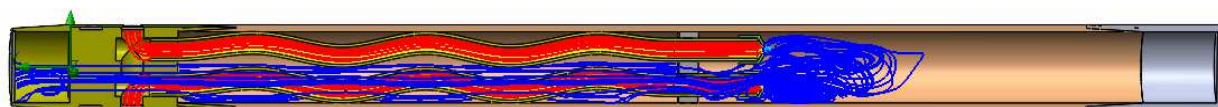


Рисунок 6 – Траєкторії руху рідини без вмісту фракції піску

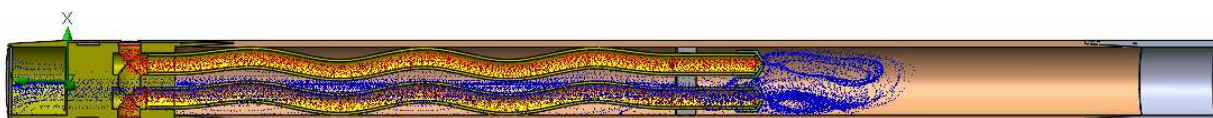


Рисунок 7 – Траєкторії руху фракції піску (1мм)

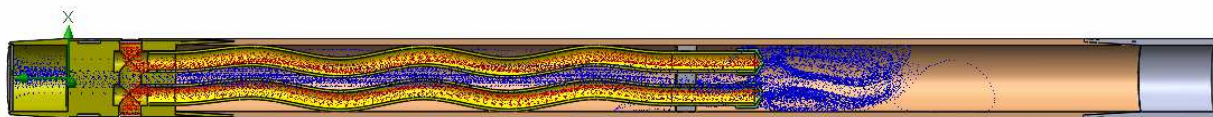


Рисунок 8 – Траєкторії руху фракції піску (2мм)

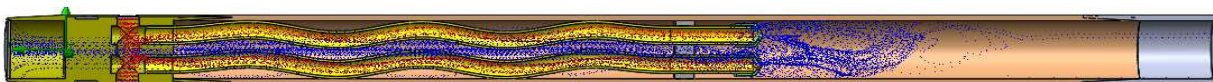


Рисунок 9 – Траєкторії руху фракції піску (3мм)

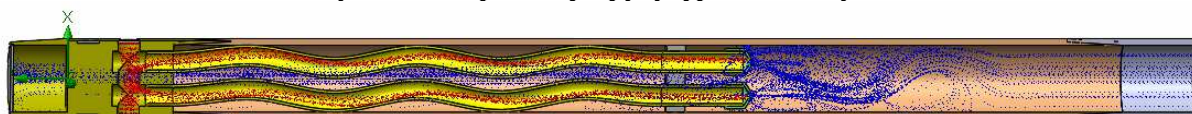


Рисунок 10 – Траєкторії руху фракції піску (4мм)

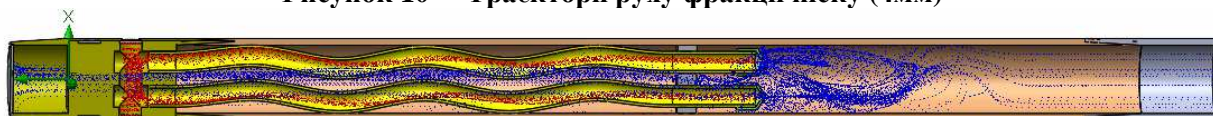


Рисунок 11 – Траєкторії руху фракції піску (5мм)

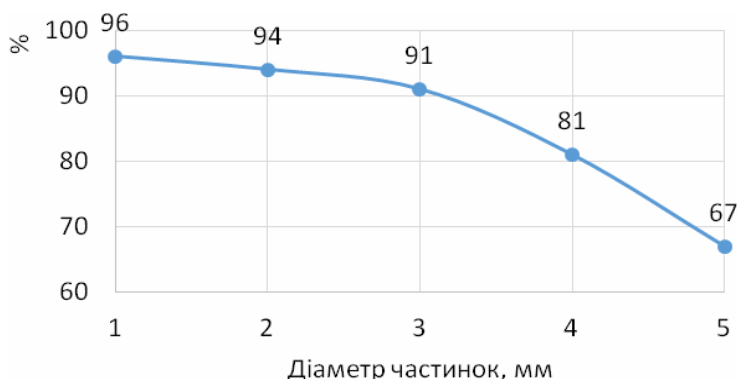


Рисунок 12 – Залежність кількості винесених частинок від їх діаметру

### Література

1. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие. ТюмГНГУ, 2010. 344 с.

2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации в 6 т. Справочное пособие. Москва: Недра-Бизнесцентр. Т. 3, 2003. 431 с.

3. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей. *Нефтегазовое дело*. 2012. № 5. С. 159–170.

4. Тананыхин Д. С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчанников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. СПб.: НМСУ «Горный», 2013.

5. Ивановский В. Н., Дарищев В. И., Сабиров А. А., Каштанов В. С., Пекин С. С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. М.: Нефть и газ. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 824 с.

6. Кудрявцев И. А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тюмень: ТюмГНГУ, 2004.

7. Патент № 15982, Україна, E21B 43/00. Газопіщаний якір / Товариство з обмеженою відповідальністю "УКРАЇНСЬКА ТЕХНОЛОГІЧНА КОМПАНІЯ" (UA) / Ценципер Адольф Ісаакович. u200601397; Заявл. 13.02.2006; Опубл. 17.07.2006, Бюл. № 7. 2 с.

### References

1. Kleshchenko I.I., Zozulya G.P., Yagafarov A.K. Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh: Uchebnoe posobie. TyumGNGU, 2010. 344 p. [in Russian]

2. Basarygin Yu. M., Budnikov V. F., Bulatov A. I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhnenii i remonta skvazhin pri ikh stroitelstve i ekspluatatsii v 6 t. Spravochnoe posobie. Moskva: Nedra-Biznestsentr. Vol. 3, 2003. 431 p. [in Russian]

3. Bakhtizin R. N., Smolnikov R. N. Osobnosti dobychi nefiti s vysokim sodержaniem mekhanicheskikh primesei. *Neftegazovoe delo*, 2012. No 5. P. 159–170. [in Russian]

4. Tananykhin D. S. Obosnovanie tekhnologii krepleniya slabostsementirovannykh peschanikov v prizaboinoi zone neftyanykh i gazovykh skvazhin khimicheskim sposobom: dissertatsiya na soiskanie uchenoi stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk. SPb.: NMSU «Gornyi», 2013. [in Russian]

5. Ivanovskii V. N., Darishchev V. I., Sabirov A. A., Kashtanov V. S., Pekin S. S. Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefiti. M.: Neft i gaz. RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina, 2002. 824 p. [in Russian]

6. Kudryavtsev I. A. Sovershenstvovanie tekhnologii dobychi nefiti v usloviyakh intensivnogo vynosa mekhprimesei (na primere Samotlorskogo mestorozhdeniya): dissertatsiya na soiskanie uchenoi stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk. Tyumen: TyumGNGU, 2004. [in Russian]

7. Patent № 15982, Україна, E21B 43/00. Газопіщаний якір / Товариство з обмеженою відповідальністю "УКРАЇНСЬКА ТЕХНОЛОГІЧНА КОМПАНІЯ" (UA) / Tsentsiper Adolf Isaakovich. u200601397; Zayavl. 13.02.2006; Opubl. 17.07.2006, Byul. No 7. 2 p. [in Russian]

## **ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВІНОСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ РІДКИХ І ТВЕРДИХ ПІНОТВОРНИХ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН**

**О. Р. Кондрат, С. М. Петрущак, Н. С. Дремлюх\***

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727141,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

*На лабораторній моделі свердловини досліджено пінотворні і виносні властивості рідких і твердих поверхнево-активних речовин (савенолу, стінолу світлого і темного, софіру М2, ТЕАСу і твердого ПАВ «Надра»). У досліджах визначали висоту рівня піни у скляній колонці наприкінці процесу піноутворення і тривалість виділення з піни половини об'єму зв'язаної у піну рідини, за значенням яких визначали кратність і стійкість піни. За результатами експериментальних досліджень на лабораторній моделі свердловини побудовано графічні залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації поверхнево-активних речовин у прісній і мінералізованій воді, у мінералізованій воді з додаванням вуглеводневого конденсату для різних температур. За результатами експериментальних досліджень проаналізовано вплив концентрації поверхнево-активних речовин у спінюваній рідині, мінералізації води, вуглеводневого конденсату і температури на пінотворну здатність рідких і твердих поверхнево-активних речовин для винесення рідини із обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Визначено оптимальні значення концентрації пінотворних ПАВ у водних розчинах, вище яких кратність і стійкість піни змінюється незначно. Встановлено, що виносні властивості твердого ПАВ «Надра» є кращими у мінералізованій воді і у розчинах з вуглеводневим конденсатом, на відміну від досліджених рідких ПАВ. За результатами експериментальних досліджень встановлено закономірності спінювання водних розчинів ПАВ з моделюванням вибієної температури (від 20 до 80 °С). Рекомендовано використання різних типів ПАВ при різних умовах експлуатації свердловин із значним вмістом рідини у продукції свердловини. Подачу пінотворних поверхнево-активних речовин на вибіє свердловини здійснюють у вигляді водних розчинів і зразків твердих ПАВ. У результаті спінена пластова рідина виносить на поверхню не тільки рідку фазу, а й тверді частинки, які накопичуються на вибої через корозію металу труб, руйнування цементного каменю і гірської породи привибійної зони пласта.*

**Ключові слова:** кратність і стійкість піни, мінералізація води, вуглеводневий конденсат, модель свердловини, концентрація поверхнево-активних речовин, піноутворення.

*На лабораторній моделі скважини досліджені пенообразующие и выносные свойства жидких и твердых поверхностно-активных веществ (савенола, стинола светлого и темного, софюра М2, ТЭАСа и твердого ПАВ «Надра»). В опытах определяли высоту уровня пены в стеклянной колонке в конце процесса пенообразования и продолжительность выделения из пены половины объема связанной в пену жидкости, по значению которых определяли кратность и устойчивость пены. По результатам экспериментальных исследований на лабораторной модели скважини построены графические зависимости кратности и устойчивости пены от массовой концентрации поверхностно-активных веществ в пресной и минерализованной воде, в минерализованной воде с добавлением углеводородного конденсата для различных температур. По результатам экспериментальных исследований проанализировано влияние концентрации поверхностно-активных веществ вспенивающейся жидкости, минерализации воды, углеводородного конденсата и температуры на пенообразующую способность жидких и твердых поверхностно-активных веществ для вынесения жидкости из обводненных газовых и газоконденсатных скважин. Определены оптимальные значения концентраций пенообразующих ПАВ в водных растворах, выше которых кратность и устойчивость пены меняется незначительно. Установлено, что выносные свойства твердого ПАВ «Надра» являются лучшими в минерализованной воде и в растворах с углеводородным конденсатом в отличие от исследованных жидких ПАВ. На основе экспериментальных исследований установлены закономерности вспенивания водных растворов ПАВ с моделированием забойной температуры (от 20 до 80 °С). Рекомендуется использование различных типов ПАВ при различных условиях эксплуатации скважин с большим содержанием жидкости в продукции скважини. Подачу пенообразующих поверхностно-активных веществ на забой скважини осуществляют в виде водных растворов и образцов твердых ПАВ. В результате вспененная пластовая жидкость выносит на поверхность не только жидкую фазу, но и твердые частицы, накапливающиеся на забое вследствие коррозии металла труб, разрушения цементного камня и горной породы призабойной зоны пласта.*

**Ключевые слова:** кратность и устойчивость пены, минерализация воды, углеводородный конденсат, модель скважини, концентрация поверхностно-активных веществ, пенообразование.

Using the laboratory model of a well, foaming and removal properties of liquid and solid surfactants (savenol, light and dark stinol, Sofir M2, TEAS and Nadra) are studied. The authors determine experimentally the height of the level of the foam in the glass column at the end of the foam-forming process and the duration of removing half volume of liquid out of the foam. Using height and duration values, the authors determine the multiplicity and stability of the foam. Based on the results of experiments on the laboratory model of the well, a graphical dependence of the multiplicity and stability of the foam on the mass concentration of surfactants in fresh and salt water, in mineralized water with the addition of hydrocarbon condensate for various temperatures is constructed. Based on the results of experimental studies, the influence of the concentration of surfactants in a foaming liquid, the salinity of water, hydrocarbon condensate and temperature on the foaming ability of liquid and solid surfactants for the removal of liquid from watered gas and gas condensate wells is analyzed. The authors determine the optimal values of the concentrations of foaming surfactants in aqueous solutions. Above these values the multiplicity and stability of the foam varies slightly. It has been established that the outflow properties of the solid Nadra surfactant are the best in saline water and in solutions with hydrocarbon condensate, in contrast to the investigated liquid surfactants. Based on experimental studies, the patterns of foaming of aqueous surfactant solutions with modeling bottomhole temperature (from 20 to 80 °) are established. The authors recommend the use of various types of surfactants under different operating conditions of wells with a high fluid content in the well production. Foaming surfactants are supplied to the bottom of the well in the form of aqueous solutions and samples of solid surfactants. As a result, the foamed formation fluid brings to the surface not only the liquid phase, but also the solid particles that accumulate at the bottom due to corrosion of the pipe metal, the destruction of cement stone and rock of the bottomhole formation zone.

Keywords: foam multiplicity and stability, water mineralization, hydrocarbon condensate, well model, surfactant concentration, foaming.

### Постановка проблеми

На завершальній стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ виникають ускладнення, які погіршують умови експлуатації свердловин і знижують видобувні можливості. Одним із основних є накопичення рідини в стовбурі свердловини, яка через недостатню швидкість висхідного потоку газу не виноситься на поверхню. Зниження швидкості зумовлено низкою причин як природного, так і технологічного характеру. До природних причин відносять зниження дебітів газу, появу у продукції свердловини рідини, до технологічних причин – невідповідний діаметр насосно-компресорних труб на даній стадії розробки родовища [1].

Своєчасне видалення рідини призводить до зростання дебітів газу, конденсату і продовження періоду стабільної експлуатації свердловин.

Газові свердловини обводнюються крайовою чи підошовною пластовою водою в результаті підняття газоводяного контакту, підтягування води заколонним простором крізь дефекти при цементуванні.

Найбільш ефективним методом винесення рідини із обводнених газових і газоконденсатних свердловин є застосування пінотворних ПАР, що досягається шляхом подачі на вибір свердловин рідких або твердих ПАР, які спінують рідину, що надходить разом з газом із пласта [2]. Для винесення піни необхідна значно менша витрата газу, ніж для винесення рідини. У результаті створення однорідної високодисперсної структури газорідного потоку зменшуються втрати тиску в стовбурі свердло-

вин, що призводить до зростання продуктивності свердловини за рахунок власної енергії пластового газу.

Вода, яка накопичується на вибоях газових свердловин, відрізняється як мінералізацією, так і складом солей.

Наявність вуглеводневого конденсату в рідині, яка виноситься із вибою газоконденсатної свердловини, ускладнює процес піноутворення, оскільки конденсат є активним піногасником.

Ефективність винесення рідини з вибою свердловин за допомогою ПАР визначається їх пінотворними і виносними властивостями в умовах свердловини. Враховуючи те, що на вибої газових свердловин накопичується пластова вода різної мінералізації, а в газоконденсатних свердловинах ще й конденсат, вибір ефективного піноутворювача є важливим завданням.

Аналіз науково-технічної літератури свідчить, що винесення водоконденсатної суміші з вибою свердловини на поверхню за допомогою піноутворювачів без лабораторних досліджень в більшості випадків не давали позитивних результатів. Оскільки застосування рідких ПАР як в Україні, так і за кордоном широко апробовано, то використання твердих ПАР обмежена відсутністю достатнього асортименту ПАР з необхідними властивостями.

При проектуванні технології експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин із застосуванням спінуючих ПАР потрібно вибирати тип ПАР, спосіб введення його у свердловину і оптимальну концентрацію у спінуювальній рідині [2].

### **Аналіз останніх досліджень і публікацій**

Питанню застосування пінотворних поверхнево-активних систем для винесення рідини з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин присвячена значна кількість публікацій [2-6]. Однак в більшості досліджень недостатньо висвітлена проблема оцінки виносної здатності рідких і твердих ПАР, впливу мінералізації води, наявності конденсату у спінюваній рідині на їх пінотворні властивості.

Висока мінералізація і хімічний склад пластової води та збільшення конденсату в суміші різко знижують пінотворну здатність ПАР. Тому з метою розроблення ефективного складу ПАР для умов конкретного родовища (вода + конденсат) необхідно провести лабораторні дослідження, за результатами яких слід вибрати ПАР з найвищими пінотворними характеристиками і виносною здатністю.

### **Формулювання цілей статті**

Враховуючи результати проведеного аналізу останніх досліджень з розглянутих питань, необхідно виконати додаткові дослідження виносної здатності рідких і твердих ПАР, впливу мінералізації пластової води, вуглеводного конденсату і температури на пінотворну і виносну здатність ПАР для забезпечення винесення рідини із обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

### **Основний матеріал дослідження**

Необхідною умовою ефективного винесення рідини з допомогою ПАР є утворення на вибої свердловини стабільної піни – висококонцентрованої дисперсної системи, дисперсною фазою якої є газ, а дисперсійним середовищем – рідина [7].

У газонафтопромисловій практиці для приготування піни використовують водні розчини різних пінотворних ПАР, де газовою фазою є природний газ, азот, вуглекислий газ тощо [1].

Основним компонентом, який надає піні в'язкопластичних і пружних властивостей, є поверхнево-активна речовина (ПАР). Адсорбуючись на оболонках газових бульбашок, ПАР істотно впливає на властивість бульбашок [8].

На пінотворну здатність ПАР впливає: концентрація ПАР у розчині, будова молекул ПАР, сила поверхневого натягу, температура, добавки.

Найважливішими параметрами, які характеризують пінотворну систему, є: густина, в'язкість, кратність, стійкість і пружні властивості (стисливість) [7].

Для оцінки пінотворних властивостей розчинів ПАР використовують різні критерії: пінотворна здатність розчину, кратність, стабільність (стійкість) і дисперсність піни [9].

Пінотворна здатність розчину (спінюваність) – це кількість піни за об'ємом (в мл) або висотою стовпа (в мм), який можна отримати в конкретних умовах (спосіб піноутворення, температура, концентрація ПАР, рН спінюваної рідини тощо) з певного об'єму розчину [10].

Кратність піни – це відношення об'єму утвореної піни  $V_{\text{п}}$  до об'єму пінотворної рідини  $V_{\text{р}}$  [1].

Кратність є характеристикою структури піни: чим більший об'єм піни отримується з одного і того ж об'єму пінотворної рідини, тим більшими будуть бульбашки газу в піні (за інших рівних умов), а піна – менш стійкою [3].

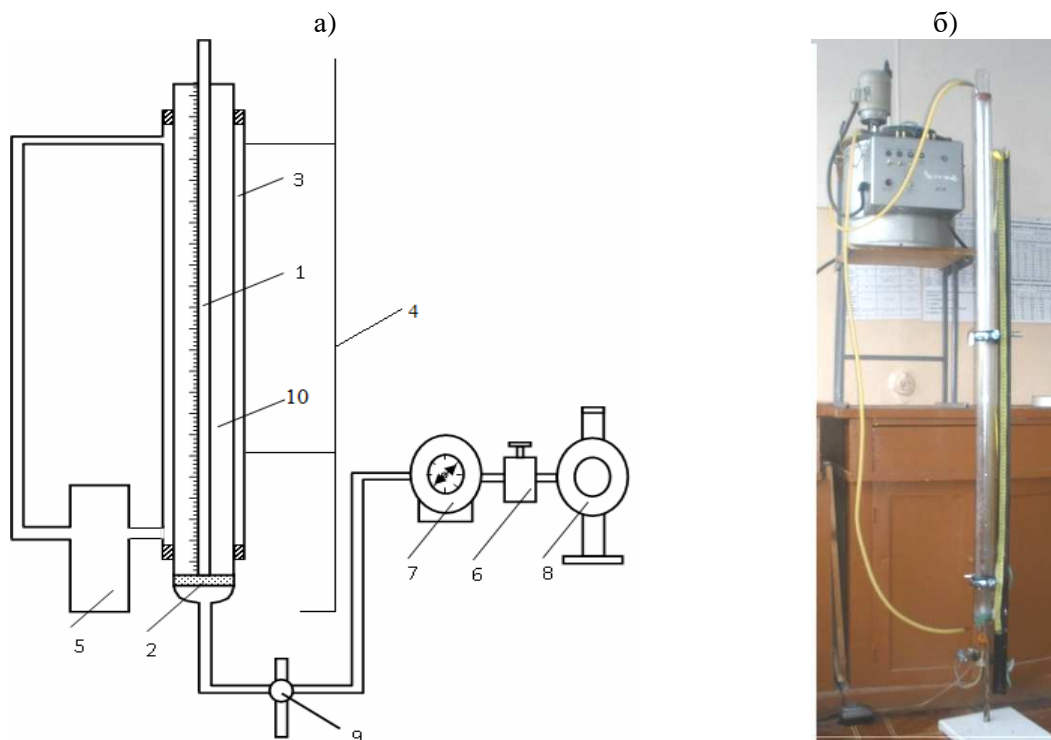
Стійкість піни – величина обернена до об'ємної швидкості осідання піни – відношення тривалості періоду виділення з піни половини об'єму зв'язаної в піну рідини до об'єму рідини, що виділилась.

Стійкість піни залежить від багатьох факторів: типу і концентрації ПАР, вмісту в пінотворному розчині стабілізатора, електроліту та інших добавок, а також від кислотності середовища і вмісту солей в розчинах піноутворювачів. У жорсткій воді кратність і стійкість піни невисока, у морській воді вона є зовсім низькою [1].

З підвищенням тиску стійкість піни істотно збільшується, а із зростанням температури – зменшується. За збільшенням концентрації ПАР у розчині стійкість піни збільшується і досягає максимального значення при критичній концентрації міцелоутворення, а потім знижується [7].

Ефективність виносної здатності досліджуваних ПАР оцінюють за кількістю винесеної рідини зі скляної трубки у відсотках до її початкового об'єму.

Життєвий цикл піни повинен забезпечувати можливість її винесення із свердловини на поверхню і подальше її руйнування. Використовувані ПАР не повинні негативно впливати на роботу свердловини і спричиняти корозію промислового обладнання.



1, 3 – скляні колонки, 2 – кварцевий пористий фільтр; 4 – штатив; 5 – термостат; 6 – регулятор витрати газу; 7 – лічильник газу; 8 – компресор; 9 – триходовий кран; 10 – мірна лінійка

**Рисунок 1 – Схема (а) та загальний вигляд (б) лабораторної установки для дослідження піноутворюючих властивостей розчинів поверхнево-активних речовин**

#### Опис експериментальної установки і методика дослідження

Досліди з вибору композицій ПАР для утворення пін з високими піноутворюючими характеристиками і дослідження їхньої виносної здатності проводили на установці, принципову схему та загальний вигляд якої зображено на рис. 1.

Основними частинами установки є внутрішня вертикальна скляна колонка 1 із зовнішнім діаметром 0,03 м і довжиною 1,5 м з кварцевим пористим фільтром 2 у нижній частині, та зовнішня скляна колонка 3 довжиною 1,4 м і зовнішнім діаметром 0,044 м, яка закріплена за допомогою двох кріплень до штатива 4.

Необхідну температуру в кільцевому просторі скляних колонок створювали термостатом 5. В колонку 1 заливали 20 см<sup>3</sup> досліджуваного розчину ПАР, після цього через пористий фільтр знизу угору пропускали газ (повітря) за постійної витрати 16,6 см<sup>3</sup>/с (1 л за 60 с). Витрату газу регулювали за допомогою регулятора витрати газу 6 та фіксували за допомогою лічильника газу 7. Для нагнітання газу (повітря) використовували компресор 8. Після пропускання 0,5 л газу (через 30 с від початку досліду) подачу його в колонку припиняли за допомогою триходового крана 9 і визначали кратність піни та її стійкість.

Для утворення піни використовують різні поверхнево-активні речовини, які відносять до чотирьох основних класів: аніоноактивні, неіоногенні, катіоноактивні і амфотерні. Асортимент ПАР, які використовують для винесення рідини з вибою свердловин, достатньо широкий, однак найчастіше використовують аніоноактивні і неіоногенні ПАР, що володіють високою піноутворюючою здатністю.

Досліди проводили з розчинами савенолу SWP, стінолу (світлого і темного), софіру M2, ТЕАСу, твердого ПАР «Надра» (виробник ПП «Хімпостачальник») у прісній воді, мінералізованій воді, суміші мінералізованої води і вуглеводневого конденсату з масовою концентрацією 0,25; 0,5; 1; 2; 4%.

Серед наведених ПАР стінол – синергетична суміш ПАР аніоноактивного і неіоногенного типів, савенол SWP – суміш гідратованих неіоногенних ПАР, ТЕАС і софір M2 – аніоноактивні ПАР. Твердий ПАР «Надра» розчинний у воді й містить у своєму складі високоспіноувальні ПАР, стабілізатори піни та інші функціональні добавки. Піноутворювач може випускатися у вигляді циліндрів, циліндричних трубок, стрижнів, шайб, таблеток і в інших формах.

Савенол SWP, стінол, софір M2, ТЕАС, твердий ПАР «Надра» є нетоксичними ПАР,

Таблиця 1 – Результати досліджень пінотворних властивостей твердого ПАР «Надра»

Масова концентрація твердого ПАР «Надра» у спінювальній рідині	Температура, °С	Прісна вода		Розчин Na/Cl (100 г/л)		Розчин NaCl(100 г/л) +конденсат (80 %:20 %)	
		Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 <sup>6</sup> , с/м <sup>3</sup>	Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 <sup>6</sup> , с/м <sup>3</sup>	Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 <sup>6</sup> , с/м <sup>3</sup>
0,25	20	18,21	1,71	18,16	1,03	10,89	0,35
0,5		20,77	1,68	18,76	1,54	13,78	0,47
1		19,56	1,96	17,89	1,9	15,11	0,49
2		18,3	2,01	17,44	1,74	16,89	0,63
3		17,55	1,76	16,93	1,61	24	0,81
4		17,34	1,7	16,13	1,52	22,44	0,76
5		16,96	1,74	16,02	1,61	22,2	0,72
0,25	80	21,51	0,78	26,22	0,8	20,44	0,75
0,5		25,44	1,02	28,89	1,15	20,67	0,89
1		26,71	2,01	29,21	1,43	18	1,02
2		27,71	1,33	29,34	1,48	19,56	1,23
3		29	1,24	29,55	1,35	24,89	1,11
4		28,78	1,46	30	1,48	25,56	1,25
5		28,07	1,45	29,79	1,46	25,11	1,2

випускаються вітчизняними підприємствами і використовуються під час проведення ремонтних робіт у газових і газоконденсатних свердловинах, для інтенсифікації винесення з них рідини спінюванням.

Експерименти проводили за температур 20, 40, 60 і 80 °С і атмосферного тиску 0,1013 МПа.

### Результати досліджень

Узагальнені результати досліджень зображено на рис. 2–4 у вигляді залежностей кратності К і стійкості S піни від масової концентрації ПАР у прісній воді (рисунок 2), у мінералізованій воді (рисунок 3), у мінералізованій воді з додаванням вуглеводневого конденсату (розчин NaCl (100 г/л) +конденсат (80 %:20 %)) (рисунок 4) для різних температур.

Результати досліджень пінотворних властивостей твердого ПАР «Надра» наведено у таблиці 1.

Для всіх досліджених значень температур спостерігається тенденція до зростання кратності піни із збільшенням концентрації ПАР у прісній і мінералізованій воді.

Аналіз експериментальних даних щодо спінювальних властивостей різних ПАР свідчить, що із збільшенням температури кратність піни, утвореної з водних розчинів досліджуваних ПАР у прісній і мінералізованій воді, безперервно зростає, а стійкість піни зменшується.

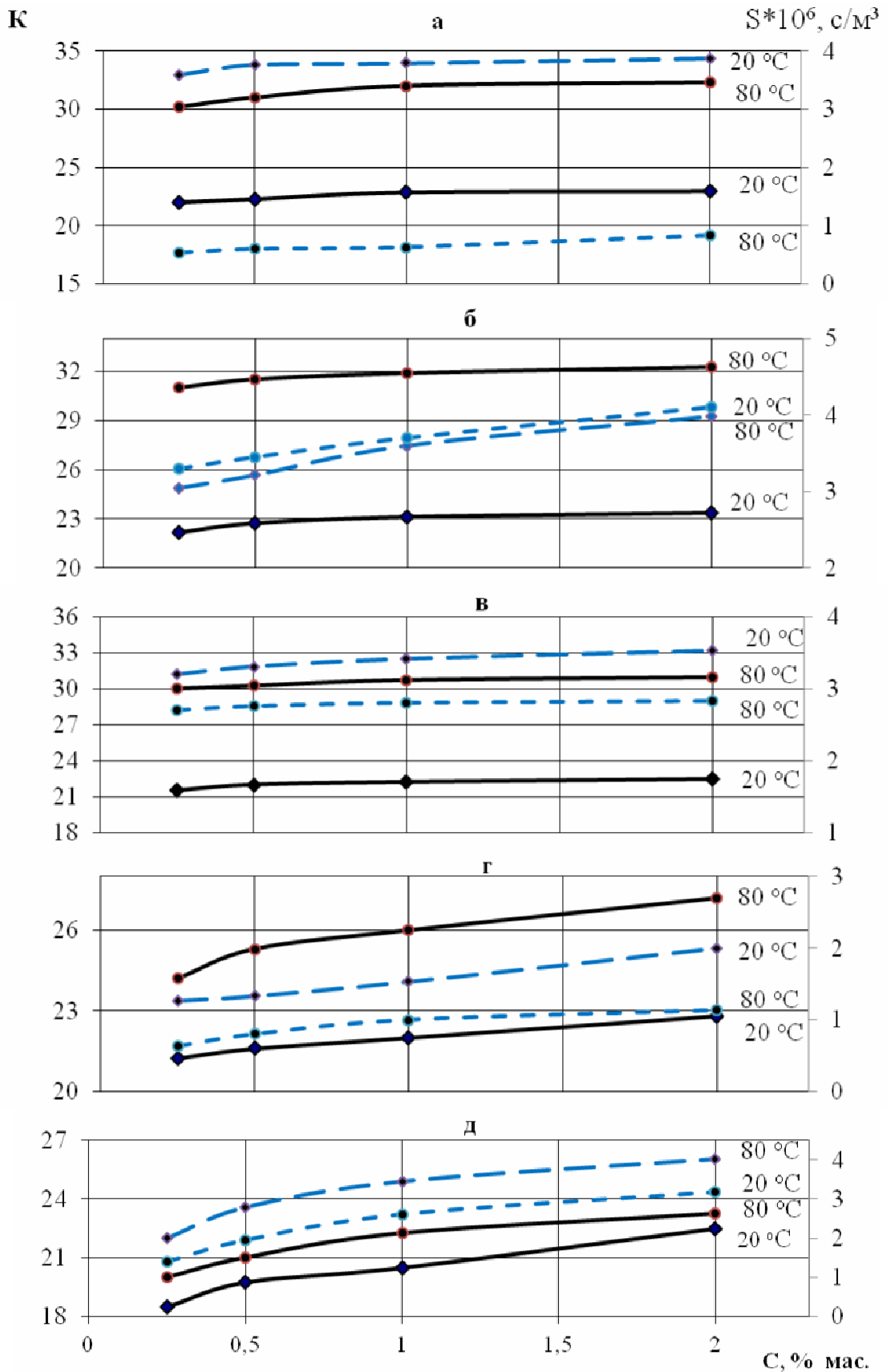
Найбільшою пінотворною здатністю володіє савенол SWP, стінол і твердий ПАР «Надра» меншими – софір М2 і ТЕАС. Найбільшу стійкість піни мають розчини савенолу SWP, стінолу і твердого ПАР «Надра» у прісній воді, меншу – розчин софіру М2 і ТЕАСу для всіх досліджених значень температур.

Під час виконання дослідів з розчинами ПАР масовою концентрацією 0,125 % у прісній, мінералізованій та у мінералізованій з додаванням вуглеводневого конденсату воді отримували неоднорідну піну з бульбашками газу різного розміру. Піна рвалась на частини.

Мінералізація води призводить до зниження кратності і стійкості піни порівняно з прісною водою. Найбільшу стійкість піни мають розчини савенолу SWP, стінолу і твердого ПАР «Надра» у мінералізованій воді, меншу – розчин софіру М2 і ТЕАСу для всіх досліджених значень температур.

Для савенолу SWP характеристики піноутворення у прісній і мінералізованій воді змінюються в наступних межах: за температури 20 °С кратність піни становила 22,01-23 (12-13,5), стійкість піни –  $3,6 \cdot 10^6$ - $3,88 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> ( $0,25 \cdot 10^6$ - $0,6 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup>); за температури 80 °С кратність піни – 30,2-32,3 (12,5-14), стійкість піни –  $0,53 \cdot 10^6$ - $0,83 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> ( $0,45 \cdot 10^6$ - $0,68 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup>).

Для стінолу світлого характеристики піноутворення у прісній і мінералізованій воді змінюються в наступних межах: за температури 20 °С кратність піни – 21,5-22,5 (20,5-22,4),



а) савенол SWP; б) стінол світлий; в) стінол темний; г) софір M2; д) теас  
 ————— кратність піни; - - - - - стійкість піни

Рисунок 2 – Залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації ПАР у прісній воді за різних температур

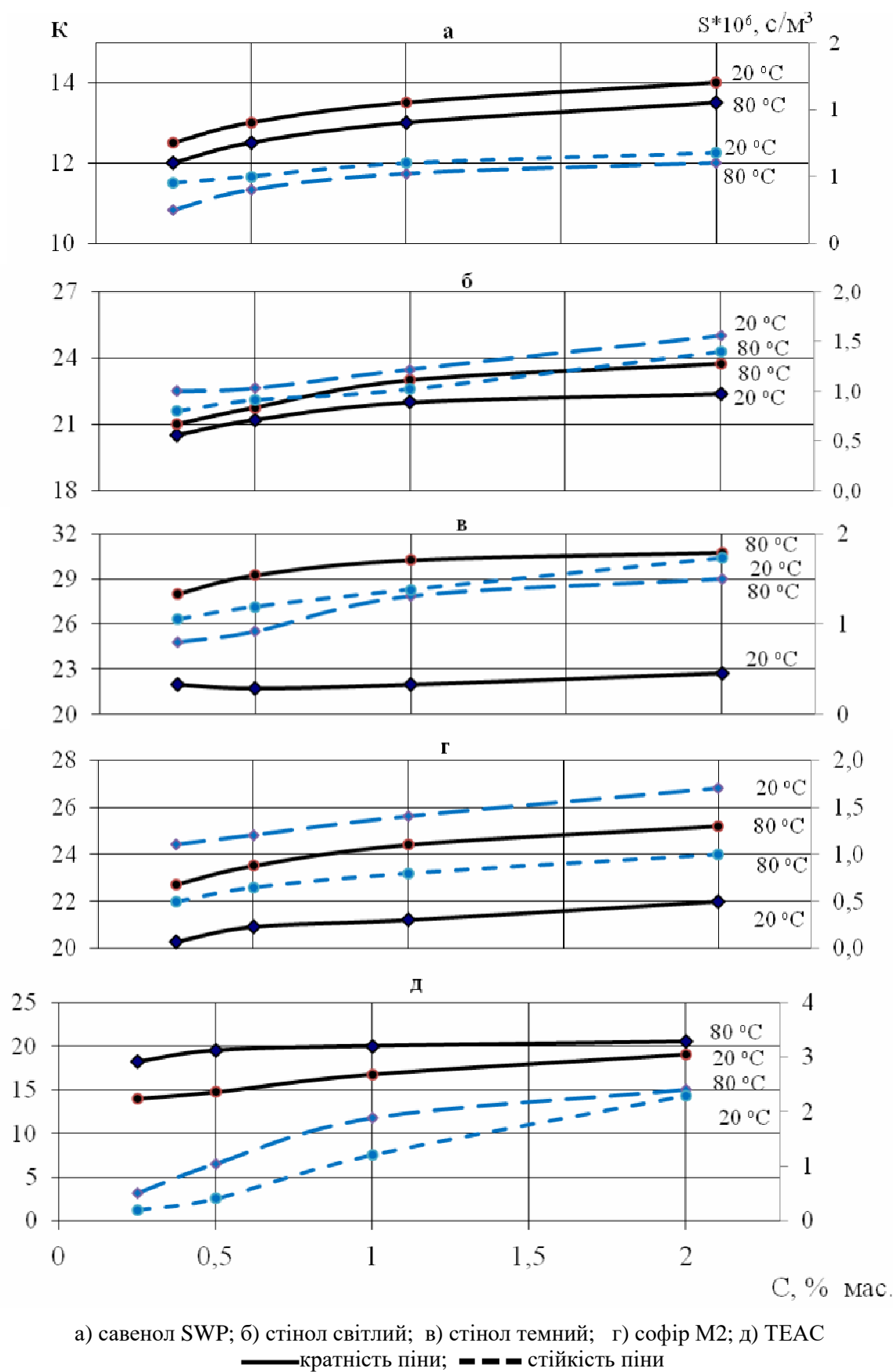
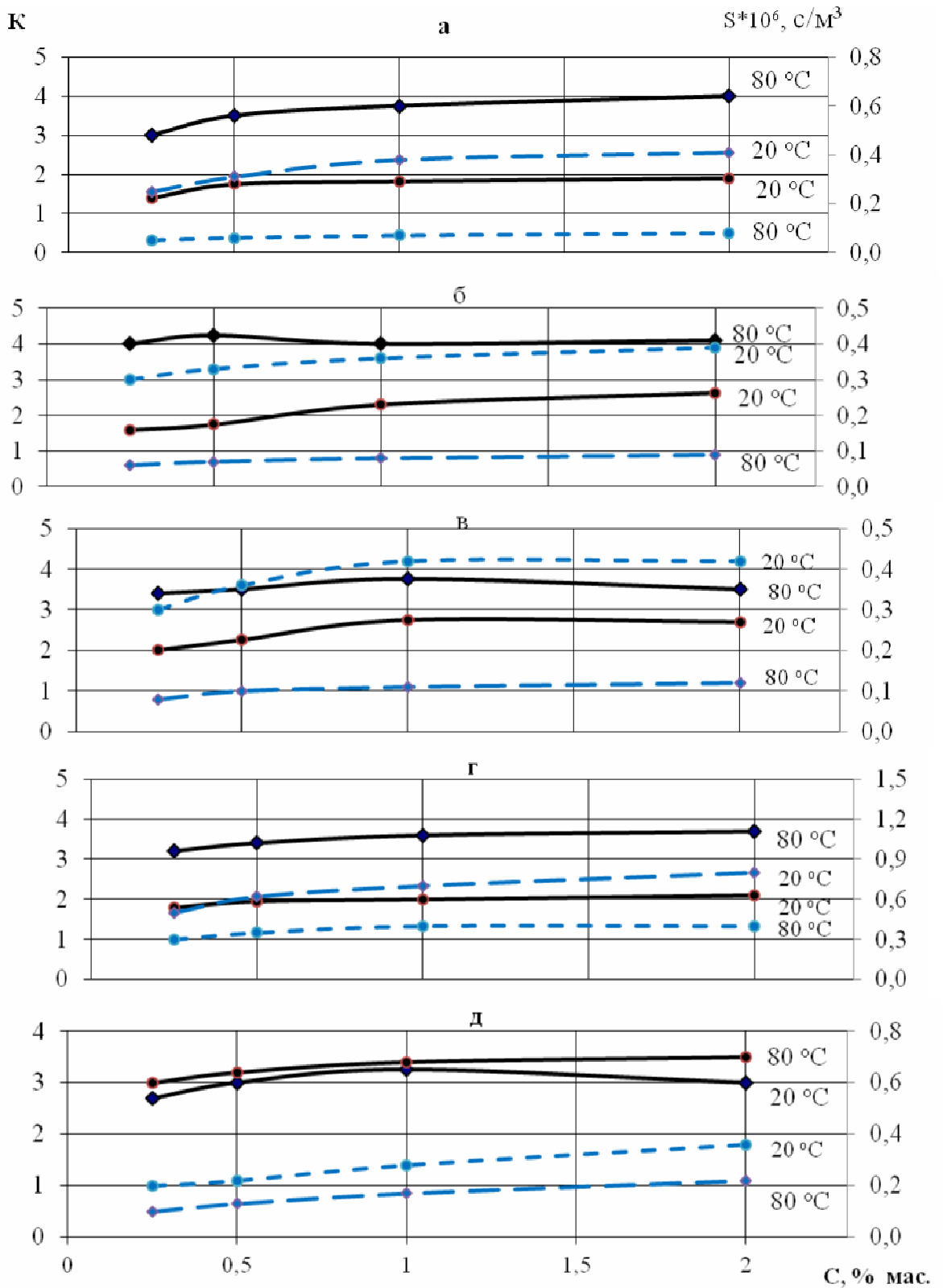


Рисунок 3 – Залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації ПАР у мінералізованій воді ( 100 г/л NaCl ) за різних температур



а) савенол SWP; б) стінол світлий; в) стінол темний; г) софір М2; д) ТЕАС  
 — кратність піни; - - - стійкість піни

Рисунок 4 – Залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації ПАР у мінералізованій воді ( 100 г/л NaCl) за різних температур

Таблиця 2 – Результати досліджень виносної здатності рідких і твердих поверхнево-активних речовин

Досліджуваний ПАР	Концентрація ПАР, %	Склад вспінювальної рідини, %		Мінералізація води, г/л	Винесення рідини, %
		прісна вода	конденсат	Na/Cl	
Савенол	1	100	–	–	92
Стінол світлий	1	100	–	–	90
Стінол темний	1	100	–	–	91
ТЕАС	1	100	–	–	88
Софір	1	100	–	–	89
Твердий ПАР «Надра»	1	100	–	–	94
Савенол	1	100	–	100	80
Стінол світлий	1	100	–	100	78
Стінол темний	1	100	–	100	79
ТЕАС	1	100	–	100	74
Софір	1	100	–	100	75
Твердий ПАР «Надра»	1	100	–	100	90
Савенол	2	80	20	100	30
Стінол світлий	2	80	20	100	28
Стінол темний	2	80	20	100	27
ТЕАС	2	80	20	100	25
Софір	2	80	20	100	25
Твердий ПАР «Надра»	2	80	20	100	79

стійкість піни –  $3,2 \cdot 10^6$ – $3,54 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $1,0 \cdot 10^6$ – $1,56 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ); за температури  $80^\circ\text{C}$  – кратність піни – 30–31 (21–23,75), стійкість піни –  $2,7 \cdot 10^6$ – $2,84 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $0,8 \cdot 10^6$ – $1,4 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ).

Для стінолу темного характеристики піноутворення у прісній і мінералізованій воді змінюються в таких межах: за температури  $20^\circ\text{C}$  кратність піни – 22,2–23,38 (22–22,75), стійкість піни –  $3,05 \cdot 10^6$ – $3,98 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $0,8 \cdot 10^6$ – $1,5 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ); за температури  $80^\circ\text{C}$  кратність піни – 31–32,25 (28–30,75), стійкість піни –  $3,3 \cdot 10^6$ – $4,1 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $1,05 \cdot 10^6$ – $1,73 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ).

Для софіру М2 характеристики піноутворення у прісній і мінералізованій воді змінюються в наступних межах: за температури  $20^\circ\text{C}$  кратність піни – 21,25–22,8 (20,25–22), стійкість піни –  $1,27 \cdot 10^6$ – $2,0 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $1,1 \cdot 10^6$ – $1,7 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ); за температури  $80^\circ\text{C}$  кратність піни – 24,2–27,2 (22,7–25,2), стійкість піни –  $0,63 \cdot 10^6$ – $1,13 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $0,5 \cdot 10^6$ – $1,0 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ).

Для ТЕАСу характеристики піноутворення у прісній і мінералізованій воді змінюються в таких межах: за температури  $20^\circ\text{C}$  кратність піни – 18,5–22,5 (18,2–20,5), стійкість піни –  $2,0 \cdot 10^6$ – $4,01 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $0,5 \cdot 10^6$ – $2,4 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ); за температури  $80^\circ\text{C}$  – кратність піни – 20,0–23,25 (14–19), стійкість піни –  $1,4 \cdot 10^6$ – $3,18 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$  ( $0,2 \cdot 10^6$ – $2,3 \cdot 10^6$   $\text{с/м}^3$ ).

За результатами експериментальних досліджень оптимальна концентрація досліджуваних рідких ПАР у прісній і мінералізованій воді становить 1%, у мінералізованій воді з додаванням вуглеводневого конденсату – близько 2%.

Залежно від мінералізації пластової води, складу і вмісту вуглеводневого конденсату у спінюваній рідині оптимальна масова концентрація твердого ПАР «Надра» змінюється від 1 до 2 %.

Твердий ПАР «Надра» порівняно з іншими досліджуваними поверхнево-активними речовинами (стінол світлий і темний, савенол SWP, ТЕАС, софір М 2) у прісній і мінералізованій воді та в суміші мінералізованої води і вуглеводневого конденсату має високі піноутворювальні властивості.

У другій серії експериментів досліджували виносну здатність рідких і твердих ПАР. Ефективність виносної здатності досліджуваних ПАР оцінювали за кількістю винесеної із скляної трубки рідини у відсотках до її початкового об'єму. Результати досліджень наведені у таблиці 2.

За результатами експериментальних досліджень найбільшу виносну здатність у прісній воді має савенол SWP, твердий ПАР «Надра» і стінол, меншу софір М2 і ТЕАС.

Мінералізація води призводить до зниження як пінотворних, так і виносних властивостей ПАР порівняно з прісною водою. Найбільшу виносну здатність у мінералізованій воді мають розчини савенолу SWP і твердого ПАР «Надра», найменшу – розчини софіру M2 і ТЕАСу. Слід зазначити, що мінералізація води менше впливає на виносну здатність твердого ПАР «Надра» порівняно з досліджуваними рідкими ПАР.

Наявність вуглеводневої фази у спінуваній рідині призводить до стрімкого зменшення виносної здатності всіх досліджених рідких ПАР порівняно з твердим ПАР «Надра».

За результатами експериментальних досліджень рекомендується застосування твердого ПАР «Надра» на свердловинах за наявності у продукції високомінералізованої води та вуглеводневого конденсату.

### Висновок

На лабораторній моделі свердловини досліджено пінотворні і виносні властивості рідких і твердих поверхнево-активних речовин (савенолу, стінолу світлого і темного, софіру M2, ТЕАСу і твердого ПАР «Надра»).

За результатами експериментальних досліджень оцінено кратність і стійкість піни, проаналізовано вплив концентрації ПАР у спінувальній рідині, мінералізації води, вуглеводневого конденсату і температури на пінотворну здатність рідких і твердих поверхнево-активних речовин.

На відміну від досліджених рідких ПАР, пінотворні і виносні властивості твердого ПАР «Надра» є кращими у мінералізованій воді та у розчинах з вуглеводневим конденсатом.

Встановлено оптимальну концентрацію пінотворних ПАР для утворення стійкої піни за температур від 20 до 80 °С, які можна використовувати для виносення рідини із обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Використання твердих поверхнево-активних речовин дозволить забезпечити стабільну експлуатацію свердловин на завершальній стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ.

### Література

1. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонтаскважин: монография: у 2 т. М.: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.1. 360 с.
2. Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта»: монографія. 2009. 400 с.

3. Кондрат, О. Р., Петрущак С. М. Лабораторна установка для створення твердих поверхнево-активних речовин. *Нафтогазова енергетика – 2017: міжнар. наук.-техн. конф.*, 15-19 травня. Івано-Франківськ. 2017. С. 61-63.

4. Кондрат, О. Р. Петрущак С. М. Лабораторні дослідження з виносення рідини із газових і газоконденсатних свердловин за допомогою твердих поверхнево-активних речовин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2017. № 3. С. 76-83.

5. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Марчук Ю. В., Хомин І. І. Підвищення продуктивності низькодебітних обводнених газових і газоконденсатних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2007. № 3. С. 14-17.

6. Марчук Ю. В., Кондрат О. Р. Промислові дослідження умов стабільної роботи газоконденсатних свердловин за рахунок власної енергії пластового газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2010. № 3. С. 131-134.

7. Амиян В. А., Амиян А. В., Казакевич Л. В., Бекиш Е. Н. Применение пенных систем в нефтегазодобыче: учебное пособие для средних профессионально-технических училищ. М.: Недра, 1987. 229 с.

8. Юсупходжаев М. А. Экспериментальные исследования пенных систем для процесса промывки песчаных пробок в условиях низких пластовых давлений с использованием колонны гибких труб : автореф. дис. ... канд. техн. наук : спец. 25.00.17 “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”; Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. Москва, 2009. 127 с.

9. Лутфуллина Г. Г., Зиннатуллина З. А. О возможности регулирования пенообразующей способности композиций ПАВ. *Вестник Казанского технологического университета.* 2015. Т. 18. № 15. С. 197-199.

10. Параска О. А., Карван С. А., Рак Т. С. Визначення характеристик процесу піноутворення в розчинах поверхнево – активних речовин. *Восточно-европейский журнал передовых технологий.* 2014. № 3 ( 69 ). С. 36-41.

### References

1. Gasumov R. A., Minlikaev V. Z. Tehnika i tehnologiya remonta skvazhin: monografiya : u 2 t. M.: ООО «Gazprom экспо», 2013. Vol.1. 360 p. [in Russian]
2. Vykorystannia poverkhnevo-aktyvnykh rečovyn v protsessakh naftovydobutku na rodovy-

shchakh VAT «Ukrnafta»: monohrafiia. 2009. 400 p. [in Ukrainian]

3. Kondrat, O. R., Petrushchak S. M. Laboratorna ustanovka dlia stvorennia tverdikh poverkhnevo-aktyvnykh rechovyn. *Naftohazova enerhetyka – 2017: mizhnar. nauk.-tehn. konf.*, 15-19 trav. Ivano-Frankivsk. 2017. P. 61-63. [in Ukrainian]

4. Kondrat, O. R. Petrushchak S. M. Laboratorni doslidzhennia z vynesennia ridyny iz hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovyn za dopomohoiu tverdikh poverkhnevo-aktyvnykh rechovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2017. No 3. P. 76-83. [in Ukrainian]

5. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Marchuk Yu. V., Khomyn I. I. Pidvyshchennia produktyvnosti nyzkodebitnykh obvodnennykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2007. No 3. P. 14-17. [in Ukrainian]

6. Marchuk Yu. V., Kondrat O. R. Promyslovi doslidzhennia umov stabilnoi roboty hazokondensatnykh sverdlovyn za rakhunok vlasnoi enerhii plastovoho hazu. *Rozvidka ta rozrobkanaftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2010. No 3. P. 131-134. [in Ukrainian]

7. Amiyan V. A., Amiyan A. V., Kazakevich L. V., Bekish E. N. Primenenie penniyh sistem v neftegazodobyiche: uchebnoe posobie dlya srednih professionalno-tehnicheskikh uchilisch. M.: Nedra, 1987. 229 p. [in Russian]

8. Yusuphodzhaev M. A. Eksperimentalnyie issledovaniya penniyh sistem dlya protsessa promyivki peschanykh probok v usloviyakh nizkikh plastovykh davleniy s ispolzovaniem kolonny gibkikh trub: avtoref. dis. ... kand. tehn. nauk : spets. 25.00.17 “Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy”; Ros. gos. un-t nefti i gaza im. I.M. Gubkina. Moskva, 2009. 127 p. [in Russian]

9. Lutfullina G. G., Zinnatullina Z. A. O vozmozhnosti regulirovaniya penoobrazuyushey sposobnosti kompozitsiy PAV. *Vestnik Kazanskogo tehnologicheskogo universiteta.* 2015. Vol. 18. No15. P. 197-199. [in Russian]

10. Paraska O. A., Karvan S. A., Rak T. S. Vyznachennia kharakterystyk protsessu pinoutvorenna v rozchynakh poverkhnevo-aktyvnykh rechovyn. *Vostochno-evropeyskyi zhurnal perezodovykh tekhnolohiyi.* 2014. No 3 ( 69 ). P. 36-41. [in Ukrainian]

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ НЕЗНАЧНОГО ПРОЯВУ ВОДОНАПІРНОЇ СИСТЕМИ НА ДОСТОВІРНІСТЬ МАТЕРІАЛЬНОГО БАЛАНСУ

<sup>1</sup>С. В. Матківський\*, <sup>2</sup>С. О. Ковальчук, <sup>3</sup>О. В. Бурачок, <sup>4</sup>О. Р. Кондрат, <sup>4</sup>Л. І. Хайдарова

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

<sup>2</sup>Акціонерне товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;  
тел./факс (04446) 1-29-94, e-mail: stepan.kovalchuk@ugv.com.ua

<sup>3</sup>Schlumberger GmbH; 30177, Hannover Germany, Guenther-Wagner-Allee 19;  
e-mail: oburachok@slb.com

<sup>4</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано вплив водонапірної системи на характер залежності приведенного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Зроблено припущення, що незначний вплив законтурної водоносної частини покладу не впливає на характер залежності приведенного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу, і характер цієї залежності повною мірою характеризує газовий режим розробки покладу. Використання матеріального балансу в такому випадку призводить до завищення початкових запасів газу, оскільки в процесі впровадження певного об'єму води в продуктивну газонасичену частину покладу частково компенсує зниження пластового тиску внаслідок відбору газу. Таким чином, не знаючи достовірних початкових запасів газу, неможливо раціонально проектувати систему розробки та надавати рекомендації щодо вдосконалення системи розробки родовища, що потребує значних капіталовкладень. Для підтвердження цього припущення створено синтетичну тривимірну модель газового покладу. Створена 3D модель газового покладу включає в себе об'єм води нижче газоводяного контакту, який обмежений розмірами моделі та додатково з метою проведення комплексного аналізу використано аналітичний акюфер Фетковича об'ємом 5 млн м<sup>3</sup> та 25 млн м<sup>3</sup> відповідно, з однаковим індексом продуктивності. Акюфери підключені до межі моделі з південно-східного напрямку. За результатами проведених досліджень на основі створеної 3D моделі здійснено графоаналітичну оцінку дренуваних запасів газу. Аналізуючи отримані результати, автори повною мірою підтвердили зроблене припущення, про те, що незначний вплив водонапірної системи не впливає на характер залежності приведенного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. За результатами проведених досліджень зроблено оцінку можливої величини похибки, яка допускається в результаті оцінки запасів газу за методом падіння пластового тиску. Згідно результатів моделювання розробки родовища величина похибки може складати до 19,47% від достовірних початкових запасів газу в моделі. Дане відхилення суттєво перевищує допустимі межі і може призвести до прийняття неправильних рішень щодо подальшої розробки родовища.

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

Охарактеризовано влияние водонапорной системы на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения. Предполагается, что незначительное влияние законтурной водоносной части залежи не влияет на характер зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи. Характер зависимости в полной мере характеризует газовый режим разработки залежи. Использование материального баланса в таких случаях приводит к завышению начальных запасов газа, так как в процессе внедрения определенного объема воды в продуктивную газонасыщенную часть залежи, частично компенсируется снижение пластового давления за счет отбора газа. Таким образом, не зная истинного значения величины начальных запасов газа невозможно рационально проектировать систему разработки и принимать решения по усовершенствованию системы разработки месторождения, которые требуют значительных капиталовложений. Для подтверждения этого предположения создана синтетическая трехмерная постоянно действующая геолого-технологическая модель газовой залежи. Данная 3D модель включает в себя объем воды ниже газоводяного контакта, который ограничен размерами модели и дополнительно, с целью проведения комплексного анализа, использован аналитический акюфер Фетковича объемом 5 млн м<sup>3</sup> и 25 млн м<sup>3</sup> соответственно, с одинаковым индексом производительности. Акюферы подключены к границе модели с юго-восточного направления. По результатам

проведених досліджень на основі створеної 3D моделі проведена графоаналитическа оцінка дренажованих запасів газу. Аналізуючи отримані результати, автори в повній мірі підтвердили зроблене припущення про те, що незначительне вплив водонапірної системи не впливає на характер залежності приведенного середнього пластового тиску від накопленої добычі газу. По результатам проведених досліджень проведена оцінка можливої погрешності, яка допускається в результаті використання матеріального балансу. Згідно з результатами моделювання розробки месторождения, погрешність може становити до 19,47% від істинної величини початкових запасів газу, оцінених в моделі. Дане відхилення суттєво перевищує допустимі межі і може призвести до прийняття некоректних рішень щодо розробки месторождения в подальшому.

Ключеві слова: месторождение, запаси газу, матеріальний баланс, водонапірний режим, 3D модель.

*This paper characterizes the influence of water drive influx on the type of the dependence of reduced average reservoir pressure on the cumulative gas production. It is assumed that the insignificant influence of the reservoir aquifer does not affect the type of the dependence of the reduced average reservoir pressure on the cumulated gas production. The type of the dependence fully characterizes the gas depletion of reservoir development. The use of the material balance method in such cases leads to the overestimation of the initial gas: while some volume of water is intruded into the productive gas-saturated part of the reservoir, the decrease in reservoir pressure is partially compensated due to gas off-take. Thus, not knowing the true amount of the original gas in place, it is not possible to make up a proper plan of the field development strategy and provide recommendations for its improvement, which requires significant investment. To prove this assumption, the authors have built a synthetic 3D ongoing geological-technological model of gas reservoir. The 3D model includes the volume of water below the gas-water contact, which is limited by the size of the model. To carry out a complex analysis, analytical Fetkovich aquifer with water volume of 5 million m<sup>3</sup> and 25 million m<sup>3</sup> respectively and with the same productivity index is used. Aquifers are connected to the model boundary from the south-east. According to the modelling results, the graph-analytic estimation of drained the reserves is performed. The authors fully confirm the assumption that the insignificant effect of the water drive influx does not affect the type of the dependence of the reduced average reservoir pressure on the cumulative gas production. On the basis of the study results the authors estimate the possible error that is allowed when using the material balance method. According to the simulation results, the error can be up to 19.47% of the initial gas in place in the model. This error significantly exceeds the limits and can lead to wrong decisions during the field development planning.*

Keywords: field, gas in place, material balance, water drive, 3D model.

### Вступ

Енергетична незалежність України обумовлює необхідність ретельного аналізу процесу вилучення вуглеводнів із нафтогазоконденсатних родовищ. На даний час родовища, які розробляються АТ «УкрГазвидобування», переважно знаходяться на завершальній стадії розробки. Для таких родовищ характерним є обводнення продуктивних пластів, що знижує коефіцієнт газоконденсатовилучення і зменшує загальний видобуток вуглеводнів. У зв'язку з цим існує актуальна проблема удосконалення контролю за процесом обводнення продуктивних пластів.

Обводнення продуктивних горизонтів за умови прояву водонапірного режиму є цілком природним процесом, проте він має бути контрольованим. Для зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу необхідно здійснювати контроль і регулювання просування пластових вод. Такий контроль повинен базуватись на результатах аналізів розробки покладів, відповідних висновках та залежностях. З метою ефективного здійснення контролю за обводненням газових та газоконденсатних покладів необхідно володіти інформацією про достовірні запаси газу. Таким чином, враховуючи величину залишко-

вих запасів газу можна встановити економічну доцільність, чи недоцільність проведення заходів з контролю за розробкою та визначити величину капіталовкладень.

Матеріальний баланс є одним з найбільш потужних і фундаментальних методів контролю за розробкою газових родовищ.

Переваги матеріального балансу полягають у наступному:

- немає необхідності використовувати геологічну або гідродинамічну модель;
- не обов'язково знати точну геологічну будову покладу;
- для розрахунків необхідно мати мінімальну кількість даних (видобуток газу і води, заміри пластового тиску в часі та властивості пластових флюїдів).

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових та газоконденсатних покладів і свердловин. Однак, ця проблема залишається актуальною та важливою і сьогодні.

В даній статті розглянуто особливості застосування матеріального балансу для родовищ, яким характерне незначне надходження законтурних вод в продуктивні поклади та особливості визначення початкових запасів газу за таких умов.

### Постановка проблеми

Раціональна система розробки родовищ природних газів повинна передбачати систематичний контроль та аналіз динаміки фактичних показників розробки, ступеня вироблення окремих пластів і ділянок родовищ, надходження пластових вод та обводнення свердловин [1]. За результатами виконаного аналізу встановлюють характерні особливості процесу розробки родовища і виявляють чинники, які негативно впливають на процес розробки родовища, їх причини і надають рекомендації щодо вдосконалення системи розробки родовища.

До основних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. Використовуючи графоаналітичну залежність, встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові і залишкові дренавані запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в продуктивні поклади пластових вод, а також оцінюють характер дренавання продуктивних відкладів [2, 3].

Достовірність визначення початкових запасів вуглеводнів в умовах проявлення водонапірного режиму відіграє важливу роль у подальшій розробці родовища та впливає на: темпи розробки, обсяги буріння, величину капітальних вкладень, будівництво наземних комунікацій та ін.

Для родовищ з однорідними колекторами залежність приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу має традиційний прямолінійний характер, що дає змогу отримати істинне значення дренаваних запасів газу. Для масивно-пластових покладів з ділянками пластів різної проникності, які поступово підключаються в розробку в залежності від величини початкового градієнту тиску наведено залежність в початковий період розробки родовища, переважно має криволінійний характер і тільки надалі може набувати прямолінійного характеру.

Для газоконденсатних родовищ, в яких прослідковується незначний вплив законтурної водоносної області, характер графічної залежності приведенного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу зазвичай має прямолінійний характер, та вказує на те, що режим розробки – газовий. Незначне надходження води, яке частково компенсує величину падіння пластового тиску, значно впливає на достовірність матеріального балансу. Виходячи з вищенаведеного, існує необхідність у визна-

ченні режиму розробки та істинної величини запасів газу з метою коректного прогнозування показників розробки родовища та раціонального планування геолого-технологічних заходів, які потребують значних капіталовкладень.

### Виклад основного матеріалу

Достовірне визначення запасів вуглеводнів надзвичайно важливе при розробці родовищ. Існує декілька основних методів оцінки запасів газу, а саме: метод аналогії, об'ємний метод, аналіз кривих падіння видобутку, метод матеріального балансу, моделювання резервуару [4].

Серед перелічених методів своєю простотою у використанні та надійністю результатів виділяється метод матеріального балансу. Для застосування даного методу достатньо мати промислові дані про зміну в часі середнього пластового тиску  $P_{пл.сеп.(t)}$  та величину відібраного газу  $Q_{вид}$ , які представляють у вигляді залежності  $P_{пл.сеп.(t)}/z(P_{пл.сеп.}) = f(Q_{вид(t)})$ . Суть цього методу полягає у використанні швидкості зниження тиску для оцінки розміру резервуара. Якщо режим розробки покладу газовий, тоді пластовий тиск буде лінійно зменшуватися з видобутком. Простота методу та його точність сприяють його широкому застосуванню. Оцінка запасів газу для невеликих за запасами покладів чи родовищ, по яких економічно недоцільно створювати тривимірну постійно діючу геолого-технологічну модель, часто засновані винятково на методі падіння пластового тиску.

Використовуючи цей підхід, можна визначити режим роботи покладу, оцінити геологічні запаси та передбачити зміну значення пластового тиску в процесі розробки покладу. Переваги матеріального балансу полягають у тому, що немає необхідності використовувати геологічну або гідродинамічну модель покладу, а для розрахунків необхідно мати мінімальну кількість даних, таких як: видобуток (закачування) газу, нафти і води, їх фізико-хімічні властивості, а також заміри пластового тиску в часі.

Даний підхід ґрунтується на рівнянні стану газу, з врахуванням стисливості ( $pV = znRT$ ), з припущенням, що поклад закритий, тобто відсутнє поступлення води. Коли ці умови забезпечені, залежність  $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$  набуває прямолінійного характеру. Однак, зворотне твердження не завжди правдиве, тобто пряма лінія на графіку не гарантує того, що резервуар закритий. Зазвичай поклади природного газу супроводжуються наявністю підшовних пластових вод. Вони можуть бути відкритого і закритого типу, що залежить від гідрогеологічних умов [5].

Зустрічається багато випадків, коли на ранніх стадіях розробки залежність  $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$  демонструє швидке падіння, після чого відбувається стабілізація. Згідно з дослідженнями авторів [6] на початковій стадії розробки газового родовища в умовах водонапірного режиму, падіння пластового тиску аналогічне газовому режиму експлуатації, що пояснюється існуванням певного градієнту тиску, при якому можлива така схожість. Однак, при активному водонапірному режимі та високій проникності газоносних пластів дана подібність відсутня.

Враховуючи описане вище, виникають запитання до того, на скільки правильно проводились заміри тисків (чи достатній час стабілізації, чи відсутня рідина на вибої і т.д.) [7, 8, 9]. З метою хоча б частково відповісти на ці питання проведено дослідження впливу незначного прояву законтурної водоносної області на достовірність матеріального балансу.

Одним з очевидних рішень проблеми матеріального балансу для родовищ, в яких прослідковується незначний вплив законтурної води, є використання моделювання пласта. Проте час і витрати на створення тривимірної постійно діючої моделі часто не можуть бути виправдані, залишаючи графіки  $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$  в якості єдиної альтернативи.

При моделюванні водонапірної системи використовують такі характеристики, як об'єм законтурної води, тиск, швидкість надходження води в поклад, пористість і проникність пласта. Їх визначають за допомогою методу матеріального балансу або розраховують за спеціальним рівнянням ван Евендінгена і Харста.

Зазвичай контур живлення покладу задається як зовнішня межа розрахункової області. Одним із способів моделювання водонапірної системи є збільшення порового об'єму розрахункових комірок, чим імітується контур живлення покладу або нижніх комірок моделі за наявності підшовної води.

Контур живлення формується або за межами контакту на відстані 3-5 км від нього (але не менше п'яти комірок), або на такій ж відстані від крайніх видобувних свердловин.

Власне, є два варіанти моделювання водонапірної системи: чисельний акюфер, який задається додатковими комірками в моделі, та аналітичний, коли комірки в моделі не присутні, а приплив розраховується за функціями безрозмірного тиску (або припливу) від безрозмірного часу. У випадку аналітичного акюфера використовується модель Фетковича, або Кар-

тера-Трейсі, які підтримуються тільки в black-oil моделі.

Модель Картера-Трейсі є модифікацію неусталеного припливу із законтурної області по ван Евендінгену і Харсту, яка застосовується для пластово-склепінних покладів. При використанні аналітичної моделі водонапірного горизонту Картера-Трейсі необхідні наступні параметри: опорна глибина, початковий тиск у водоносному горизонті на опорній глибині, проникність і пористість, загальна (порода + вода) стисливість, зовнішній радіус покладу і товщина водоносного горизонту, а також PVT властивості води.

Модель Фетковича – це модель, заснована на припущенні, що індекс продуктивності коректно описує приплив води з водоносного горизонту в поклад, тобто швидкість припливу води прямопропорційна падінню тиску між середнім тиском водоносного горизонту та тиском на контакті. У моделі Фетковича задаються наступні параметри водонапірної горизонту: опорна глибина, початковий тиск у водоносному горизонті на опорній глибині, початковий об'єм води, загальна (порода + вода) стисливість, коефіцієнт продуктивності пласта (загальна швидкість припливу на одиницю перепаду тисків), PVT-властивості води.

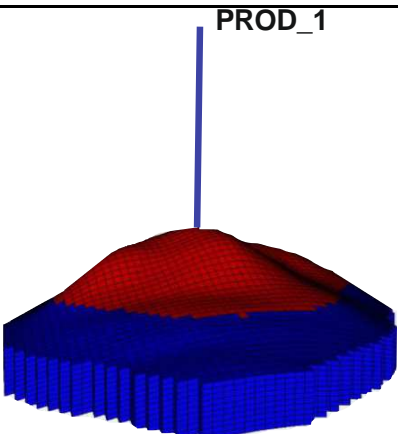
У випадку композиційного моделювання необхідно використовувати чисельний акюфер.

В даній статті на основі синтетичної тривимірної моделі залежно від об'ємів та продуктивності водонапірної системи розраховано динаміку зниження пластового тиску та проведено оцінку дренажних запасів газу для різних варіантів.

Для проведення досліджень побудовано тривимірну модель газового покладу. Поклад пластовий склепінний, який розробляється однією свердловиною PROD\_1, яка розміщена в центрі структури. Перфорацією розкрита вся товщина покладу. Основні параметри моделі наведено в таблиці 1.

Щоб дослідити вплив прояву водонапірної системи на характер залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку розглянуто моделювання газового покладу з використанням акюфера Фетковича. В тривимірній моделі розглянуто чотири варіанти розробки, які відрізняються між собою інтенсивністю прояву водонапірної системи. Перший варіант (BASE\_CASE) без жодного впливу, другий (CASE\_1) вплив води, що наявна в моделі нижче газодояного контакту і її об'єм обмежений розмірами моделі, третій і четвертий (CASE\_Aquifer\_1 та CASE\_Aquifer\_2) окрім

Таблиця 1 – Основні параметри синтетичної тривимірної моделі

Показник	Значення	Концептуальна модель
Загальна площа, м <sup>2</sup>	500201	
Висота покладу, м	25	
Коефіцієнт пористості, %	10	
Початкова водонасиченість, %	15	
Абсолютна глибина газоводяного контакту (ГВК), м	-1980	
Початковий пластовий тиск, МПа	21	
Пластова температура, К	350	
Абсолютна проникність, мД	5	
Початкові загальні запаси газу, млн м <sup>3</sup>	209,165	
Відносна густина газу	0,7	
Кількість свердловин, од.	1	

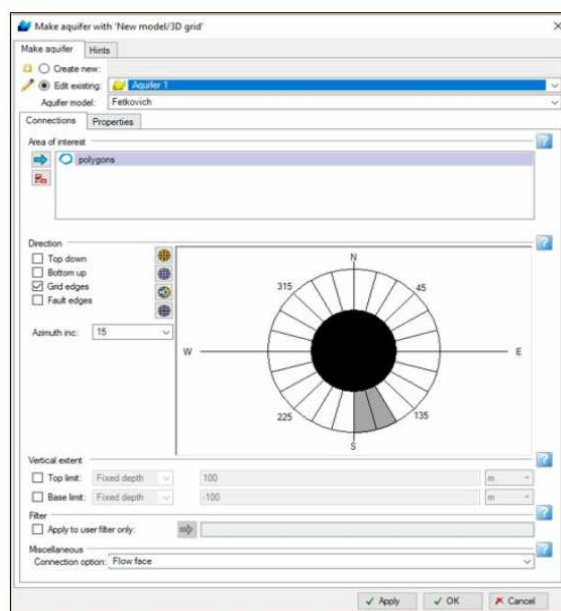
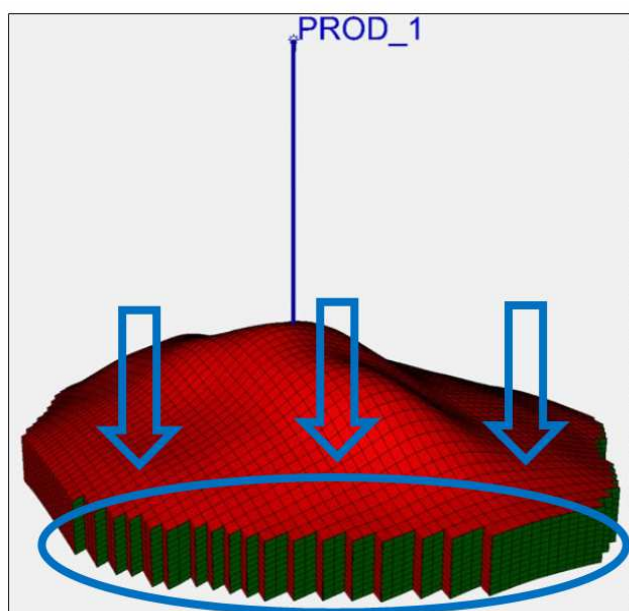


Рисунок 1 – Схема підключення акюфера в синтетичній тривимірній моделі газового покладу

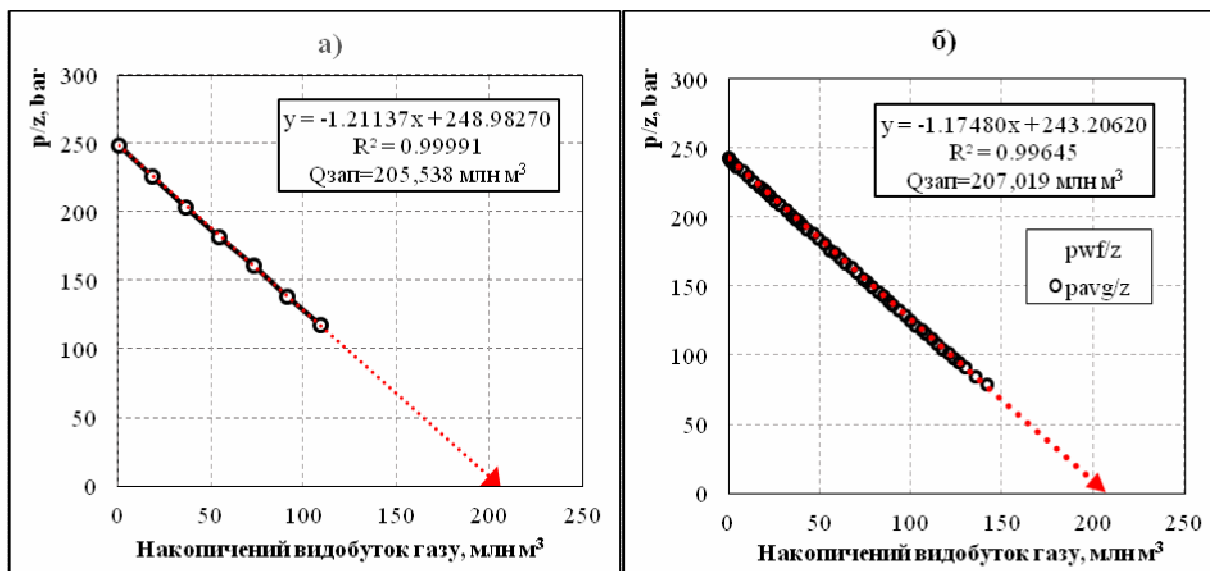
води, наявної в моделі, додатково використано аналітичний акюфер об'ємом 5 млн м<sup>3</sup> та 25 млн м<sup>3</sup> відповідно, при однаковому індексі продуктивності 10 sm<sup>3</sup>/(d.bar). Акюфери підключені до межі моделі з південно-східного напрямку.

Моделювання розробки родовища виконано на чотири роки – з 01.01.20 року по 01.01.24 рік при сталому дебіті газу 100 тис. м<sup>3</sup>/добу. З метою визначення пластового тиску щопівроку передбачена зупинка свердловини на 36 год. для заміру тиску.

Отримані в результаті розрахунків значення пластових тисків за варіантами були використанні для оцінки запасів газу за методом падіння пластового тиску. Щоб визначити запаси для кожного варіанту було використано два

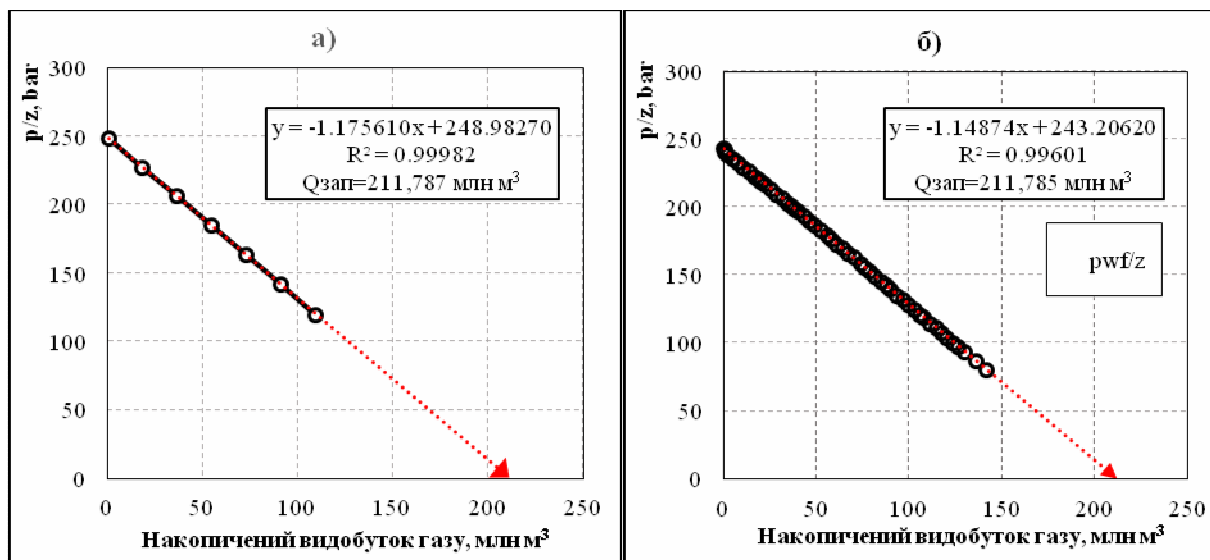
підходи. Перший, класичний – побудова  $P_{пл}/z$  від накопиченого видобутку газу (для побудови використано значення вибійного тиску), отримані в результаті зупинок свердловини), другий – (Flowing Material Balance) метод матеріального балансу потоку (дані отримані в процесі експлуатації свердловини) [10].

В результаті оброблення даних по всіх чотирьох варіантах розробки отримано залежності  $P_{пл}/z = f(Q_{ввл})$ , характерні для газового режиму розробки, тобто прямі лінії. Значення коефіцієнтів достовірності апроксимації дуже близьке до одиниці (знаходиться в межах від 0,99991 до 0,99343). Слід зауважити, що запаси, отримані за класичним методом,  $P_{пл}/z = f(Q_{ввл})$  та FMB схожі, тобто ці два методи дають практично однаковий результат. Основним висновком,



а) класичний метод  $p/z$ ; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 2 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (BASE\_CASE)



а) класичний метод  $p/z$ ; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 3 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (BASE\_CASE\_1)

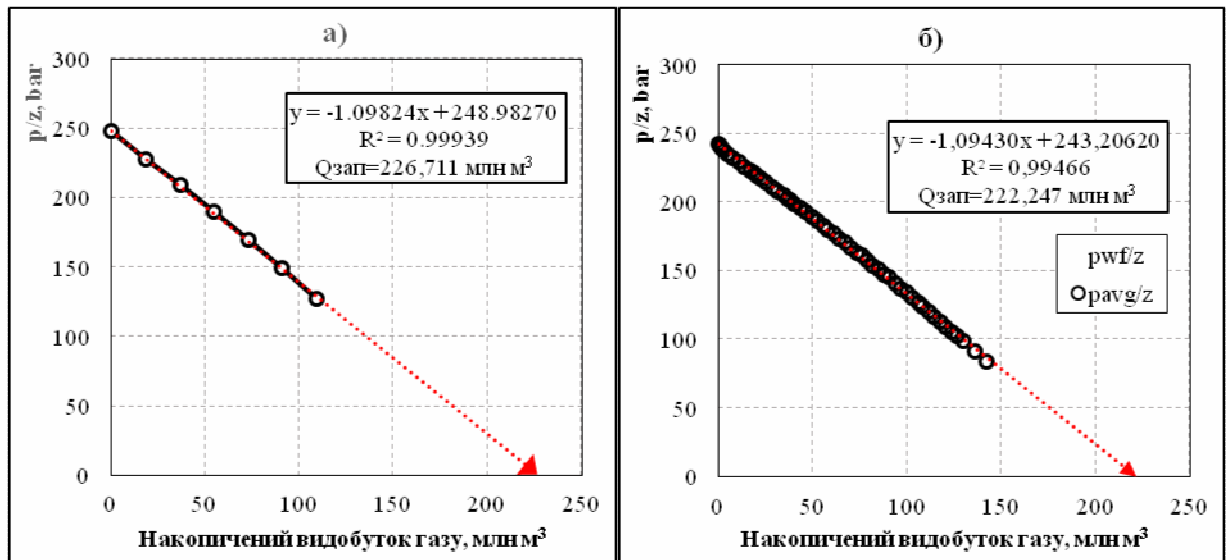
який можна зробити, аналізуючи дані графічні залежності, є те, що без додаткових даних неможливо встановити, чи впливає водонапірна система на розробку родовища, а, тим більше, наскільки активно вона впливає. Результати графоаналітичної оцінки початкових дренажних запасів газу зображені на рисунках 2-5.

Для порівняння запасів газу, отриманих за різних варіантів активності водонапірної системи, здійснено графоаналітичну оцінку (рисунок 6). З даного графіку видно, що різниця в отриманих результатах становить 44,3 млн м<sup>3</sup>.

Якщо ж порівнювати отримані значення початкових запасів газу за різними варіантами з дійсними початковими запасами газу 209,165

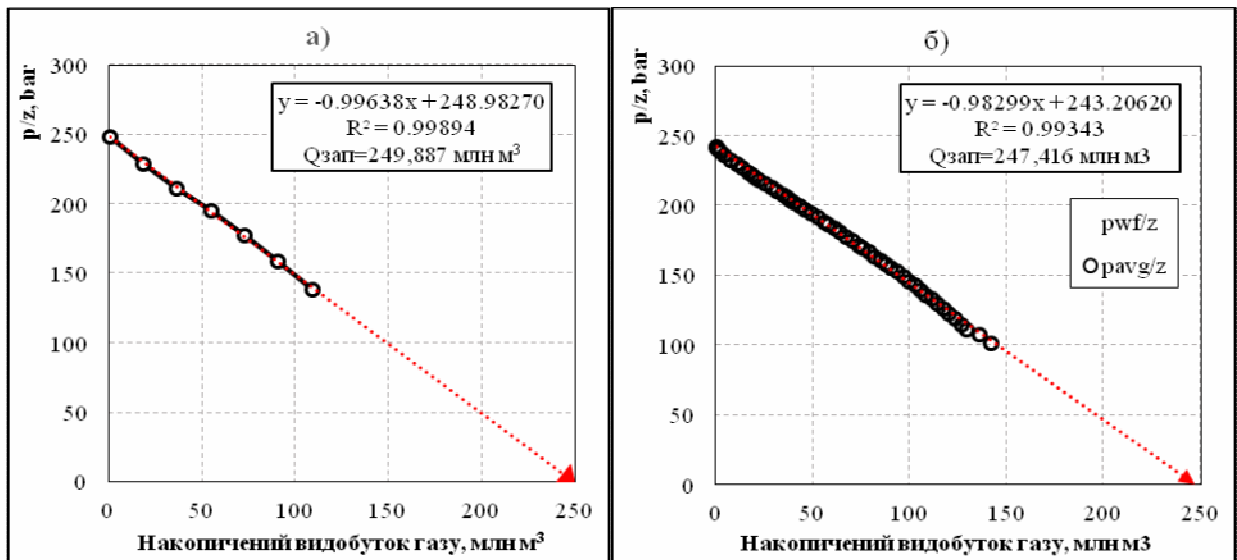
млн м<sup>3</sup> (таблиця 1) видно, що похибки в оцінці запасів знаходяться в межах від -1,73%, за варіантом без жодного впливу водонапірної системи до +19,47% за наявності акюфера з об'ємом 25 млн м<sup>3</sup>. Дане відхилення суттєво перевищує допустимі межі та може призвести до прийняття неправильних рішень щодо подальшої розробки родовища. Порівняння початкових запасів газу за варіантами наведено в таблиці 2.

Аналізуючи результати моделювання розробки газового покладу встановлено, що залежно від об'єму водонапірної системи та її продуктивності об'єм води, що впроваджується в процесі розробки газового покладу, змінювався від 47,893 тис. м<sup>3</sup> до 253,028 тис. м<sup>3</sup>.



а) класичний метод  $p/z$ ; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 4 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (CASE\_Aquifer\_1)



а) класичний метод  $p/z$ ; б) метод матеріального балансу потоку

Рисунок 5 – Графоаналітична оцінка запасів газу для першого варіанту (CASE\_Aquifer\_2)

Другий варіант передбачає вплив води, що міститься в моделі нижче газоводяного контакту. Об'єм води, що нагнітається за результатами моделювання розробки покладу, рівний 47,893 тис. м<sup>3</sup>. Для третього та четвертого варіанту, в яких до наявної в межах моделі води додатково ще розглядається аналітичний акюфер Фетковича об'ємом 5 та 25 млн м<sup>3</sup>, об'єм води нагнітання рівний 128,481 тис.м<sup>3</sup> та 253,028 тис.м<sup>3</sup> відповідно. Враховуючи об'єм води нагнітання в газонасичену частину покладу залежно від величини та активності водонапірної системи отримано різну динаміку зниження пластового тиску при однакових відборах газу в усіх вищеписаних варіантах.

Отже, використання залежності  $P_{пл/z} = f(Q_{внд})$ , для оцінки дренажних запасів газу з незначним впливом законтурної води є особливо ризикованим, тому що дані розробки не вказують на істинні запаси. У більшості випадків терміни розробки для отримання коректних запасів перевищують терміни планування, і саме цей фактор вносить суттєву похибку при проектуванні системи розробки родовища на етапі складання проектного документу. Враховуючи величину похибки при використанні матеріального балансу при активній водонапірній системі, з метою ефективного планування геолого-технологічних заходів на родовищі, доцільно створювати тривимірні постійно діючі геолого-технологічні моделі. Тривимірна по-

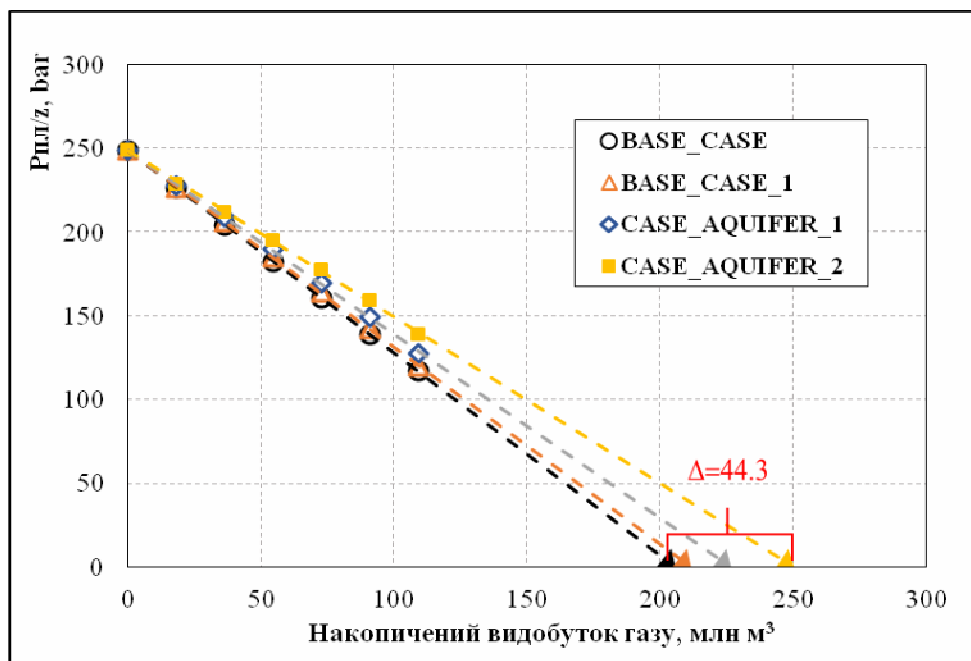


Рисунок 6 – Графоаналітична оцінка початкових запасів газу за розрахунковими варіантами

Таблиця 2 – Порівняння початкових запасів газу за розрахунковими варіантами

Варіанти	Запаси газу, млн м <sup>3</sup>			Розбіжність, %	
	3D модель	Матеріальний баланс p/z	Матеріальний баланс потоку pwf/z (FMB)	Матеріальний баланс p/z	Матеріальний баланс потоку pwf/z (FMB)
Базовий (BASE_CASE)	209,165	205,538	207,019	-1,73	-1,03
Базовий_1 (CASE_1)		211,787	211,785	1,25	1,25
Акюфер_1 (CASE_AQUIFER_1)		226,711	222,248	8,39	6,25
Акюфер_2 (CASE_AQUIFER_2)		249,887	247,416	19,47	18,29

стійно діюча модель родовища дозволяє комплексно проаналізувати всю наявну геолого-промислову інформацію та визначити достовірні початкові запаси газу, на основі яких в подальшому можливо буде створити раціональну систему розробки.

**Висновки**

Метод падіння пластового тиску є дуже простим в застосуванні. Його простота і точність в однорідних газових резервуарах зробили його майже універсальним для застосування. Однак є випадки, коли даний метод не працює, і його використання призводить до значних похибок при спробі оцінити дренавані запаси газу в покладі.

Це означає, що, перш за все, необхідно детально проаналізувати наявну геолого-промислову інформацію та вивчити особливості геологічної будови та історію розробки покладу. Дана інформація допоможе коректно встановити режим розробки покладу, тип продуктивних колекторів, та правильно підібрати методику для оцінки запасів газу.

Таким чином, проведені дослідження на основі синтетичної тривимірної постійно діючої геолого-технологічної моделі демонструють наступне:

Наведені приклади графоаналітичної оцінки початкових запасів газу за розглянутими варіантами підтверджують те, що прямолінійний характер залежності  $P_{пл}/z = f(Q_{вид})$  може зберігатися й при впливі водонапірної системи.

Методи матеріального балансу повною мірою не можуть ідентифікувати вплив водонапірної системи, таким чином, створюють всі умови для допущення значної похибки при оцінці дренажних запасів газу.

Проведене дослідження на основі синтетичної тривимірної моделі жодним чином не вказує на те, що слід нехтувати методами матеріального балансу.

Числова модель дає нам змогу розглянути більшу кількість можливих варіантів розробки родовища та оцінити вірогідність кожного з них.

Числове моделювання та методи матеріального балансу не повинні розглядатись як аналогії.

### Література

1. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2. С. 61-67.
2. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 629 с.
3. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С. Н. Закирова. М.: Грааль, 2000. 643 с.
4. Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-engineering Analysis, Part I, Volume 30, Pages ii-xi, 1-639 (1992), Authors: G.C. Dominguez F. Samaniego V. Editors: S.J. Mazzullo H.H. Rieke G.V. ChilingarianeBook ISBN: 9780080868882 Imprint: Elsevier Science
5. Polit J. Problematyka wystepowania wyd zlozowych. *Materiały konferencyjne z sympozjum na temat "Problematyka wyd zlozowych w O/SZGNiG Sanok"*. Czarna 1997.
6. Мирзаджанзаде А. Х., Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Желтов Ю. В., Маргулов Г. В., Рассохин Г. В., Рыжик В. М. О возможном влиянии начального градиента на разработку газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. *Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ*. 1970. № 1.
7. The Effect of Water Influx on p/z-Cumulative Gas Production Curves, J. R. BRUNS, MEMBER AIME, M. J. FETKOVICH, JUNIOR MEMBER AIME, V. C. MEITZEN, MARCH, 1965, SPE 898.
8. Reservoir engineering handbook / Tarek Ahmed. 4th ed ISBN 978-1-85617-803-7 (alk. paper) 2010
9. GasWellDeliquification / James F. Lea Jr - Third Edition ISBN: 978-0-12-815897-5, 2019
10. The "Flowing" Material Balance Procedure, Authors R. McNeil (FeketeAssociatesInc.), Document IDPETSOC-95-77, Publisher Petroleum Society of Canada Source Annual Technical Meeting, June 7 - 9, Calgary, Alberta Publication Date1995.

### References

1. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Doslidzhennia vplyvu zonalnoi neodnorodnosti produktyvnykh plastiv na kharakter zalezhnosti zvedenoho serednoho plastovoho tysku vid nakopychenoho vydobutku hazu z rodovyshcha. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. No 2. P. 61-67.
2. Zakirov S. N. Razrabotka gazovyih, gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Struna, 1998. 629 p.
3. Sovershenstvovanie tehnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza / Pod red. S. N. Zakirova. M.: Graal, 2000. 643 p.
4. Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-engineering Analysis, Part I, Volume 30, Pages ii-xi, 1-639 (1992), Authors: G.C. Dominguez F. Samaniego V. Editors: S.J. Mazzullo H.H. Rieke G.V. ChilingarianeBook ISBN: 9780080868882 Imprint: Elsevier Science
5. Polit J. Problematyka wystepowania wyd zlozowych. *Materiały konferencyjne z sympozjum na temat "Problematyka wyd zlozowych w O/SZGNiG Sanok"*. Czarna 1997.
6. Mirzadzhanzade A. H., Barenblatt G. I., Entov V. M., Zheltov Yu. V., Margulov G. V., Rassohin G. V., Ryizhik V. M. O vozmozhnom vliyani n nachalnogo gradienta na razrabotku gazovyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy pri vodonapornom rezhime. *Izv. VUZov, ser. Neft i gaz*. 1970. NG 1.
7. The Effect of Water Influx on p/z-Cumulative Gas Production Curves, J. R. BRUNS, MEMBER AIME, M. J. FETKOVICH, JUNIOR MEMBER AIME, V. C. MEITZEN, MARCH, 1965, SPE 898.
8. Reservoir engineering handbook / Tarek Ahmed. 4th ed ISBN 978-1-85617-803-7 (alk. paper) 2010
9. GasWellDeliquification / James F. Lea Jr - Third Edition ISBN: 978-0-12-815897-5, 2019
10. The "Flowing" Material Balance Procedure, Authors R. McNeil (FeketeAssociatesInc.), Document IDPETSOC-95-77, Publisher Petroleum Society of Canada Source Annual Technical Meeting, June 7-9, Calgary, Alberta Publication Date1995.

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ФОРМИ І РОЗМІРІВ ПОЛІМЕРНИХ ГРАНУЛ НА ЇХНІ ТРИБОЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ

В. М. Витвицький\*, А. Я. Карвацький, І. О. Мікульонок, О. Л. Сокольський

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»; 03056, м. Київ, проспект Перемоги, 37; тел. +38 (044) 2367989, e-mail: mail@kpi.ua

Обґрунтовано використання математичної моделі дискретного руху сипкого матеріалу для руху гранульованого полімерного матеріалу в робочому каналі зони живлення одночерв'ячного екструдера як сукупності рухомих одна відносно одної частинок на базі методу дискретного елемента з урахуванням впливу форми і розмірів полімерних гранул на їхні трибологічні властивості на прикладі задачі формування кута природного ухилу. Досліджено взаємодію між гранулами таких чотирьох полімерів: поліетилену високої густини марки Marlex ННМ 5502BN, співполімеру етилену з вінілацетатом (севілену) марки 11104-030, полістиролу марки Denka Styrol MW-1-301, полівінілхлориду марки SorVyl G 2171/9005 11/01, які відібрані тому, що вони широко використовуються у промисловості та одночасно відрізняються між собою за формою, розмірами і фізико-механічними характеристиками. Для опису взаємодії між гранулами було використано в'язко-пружну модель Hertz–Mindlin, яка допускає, що частинки, які мають форму сфери під час контакту, не деформуються, а перекривають одна одну на певну величину, утворюючи пляму контакту. Дослідження виконано у програмному комплексі EDEM. Наведено результати розрахунків з формування кута природного ухилу методами натурних і числових експериментів, при цьому було розглянуто два підходи до моделювання форми гранул: за умови розгляду гранул у формі сфер та у формі мультисфер, коли розрахункова форма гранул максимально наближається до реальної. Результати проведених розрахунків з формування кута природного ухилу доводять, що модель дискретного руху сипкого матеріалу на базі методу дискретного елемента при використанні форми гранул, близької до реальної, краще відтворює поведінку сипких матеріалів порівняно зі сферичними гранулами.

Ключові слова: черв'ячний екструдер, зона живлення, полімер, гранула, моделювання.

Обосновано использование математической модели дискретного движения сыпучего материала для движения гранулированного полимерного материала в рабочем канале зоны питания одночервячного экструдера как совокупности подвижных относительно друг друга частиц на базе метода дискретного элемента с учетом влияния формы и размеров полимерных гранул на их трибологические свойства на примере задачи формирования угла естественного откоса. Исследовано взаимодействие между гранулами следующих четырех полимеров: полиэтилена высокой плотности марки Marlex ННМ 5502BN, сополимера этилена с винилацетатом (севилена) марки 11104-030, полистирола марки Denka Styrol MW-1-301, поливинилхлорида марки SorVyl G 2171/9005 11/01, которые отобраны, так как они широко используются в промышленности и одновременно отличаются между собой по форме, размерам и физико-механическим характеристикам. Для описания взаимодействия между гранулами использована вязко-упругая модель Hertz–Mindlin, которая допускает, что частицы, имеющие форму сферы при контакте, не деформируются, а перекрывают друг друга на определенную величину, образуя пятно контакта. Исследование выполнено в программном комплексе EDEM. Приведены результаты расчетов по формированию угла естественного откоса методами натурных и численных экспериментов, при этом были рассмотрены два подхода к моделированию формы гранул: при рассмотрении гранул в форме сфер и в форме мультисфер, когда расчетная форма гранул максимально приближается к реальной. Результаты проведенных расчетов по формированию угла естественного откоса доказывают, что модель дискретного движения сыпучего материала на базе метода дискретного элемента при использовании формы гранул, близкой к реальной, лучше воспроизводит поведение сыпучих материалов по сравнению со сферическими гранулами.

Ключевые слова: червячный экструдер, зона питания, полимер, гранула, моделирование.

The use of a mathematical model of discrete motion of bulk material were justified for movement of polymer granules in the working channel of feeding zone of the screw extruder as a set of particles moving relative to each other based on the Discrete Element Method taking into account the influence of the shape and the size of polymer granules on their tribological properties on the example of the problem of forming the angle of repose. The study of the interaction among the granules of the following four polymers has been conducted: high-density polyethylene of brand Marlex ННМ 5502BN (HDPE), copolymer of ethylene with vinyl acetate (sevilene) of brand 11104-030

(CEV), polystyrene of brand Denka Styrol MW-1-301 (PS), polyvinyl chloride of brand SorVyl G 2171/9005 11/01 (PVC), which are selected because they are widely used in industry and at the same time differ from each other in shape, size and physical and mechanical characteristics. The Hertz-Mindlin viscoelastic model was used to describe the interaction between granules, which assumes that the sphere-shaped particles do not deform upon contact and overlap each other by a predetermined amount, forming a contact patch. The study was carried out in the EDEM software package. The calculation results for the formation of an angle of repose of natural methods and numerical experiment were given with the two approaches to modeling the shape of pellets were analyzed: the consideration in the form of granules in the form of spheres and in the form of multisphere, when the calculated shape of the pellets as close to real. The results of the calculations on the formation of the angle of repose prove that the discrete motion model of bulk material based on the discrete element method when using the form of granules close to real better reproduces the behavior of bulk materials compared to spherical granules.

Keywords: screw extruder, feeding zone, polymer, granule, modeling.

## Вступ

Останнім часом на зміну традиційним металевим і залізобетонним трубам приходять пластмасові, що використовуються для транспортування найрізноманітніших рідких і газоподібних речовин, зокрема нафти й газу. Для виробництва пластмасових труб та ущільнювальних пристроїв трубопровідної арматури широко застосовуються полімерні матеріали, одним з основних методів переробки яких є екструзія [1].

В Україні серед полімерів промислового призначення найбільшого поширення набув поліпропілен, поліетилен (високого і низького тиску), полістирол та полівінілхлорид [2]. Полімери надходять на перероблення у вигляді сипких гранульованих матеріалів, що є найбільш зручним для транспортування, зберігання, завантаження та перероблення в технологічному обладнанні, при цьому найбільшого поширення в промисловості переробки полімерних матеріалів набули одночерв'ячні екструдери з циліндричними черв'яками з постійним кроком і змінною глибиною каналу [3–5].

Дослідження взаємодії полімерних гранул у технологічному обладнанні, зокрема за допомогою числового моделювання, є важливим завданням, оскільки забезпечує визначення раціональних конструктивно-технологічних параметрів відповідного обладнання. Для числового моделювання відповідних процесів та обладнання необхідно знати величини коефіцієнтів тертя й бічного тиску оброблюваних матеріалів та їх залежностей від конструктивно-технологічних параметрів робочого обладнання, але для багатьох полімерів відповідні величини відсутні або наявні з певними обмеженнями. Також у більшості випадків неможливим є прогнозування поведінки одних матеріалів на основі існуючих досліджень інших, тому відповідні дослідження необхідно проводити для кожного матеріалу окремо, що робить актуальним як і отримання конкретних результатів, так

і розробку відповідних методик проведення експериментальних і числових розрахунків.

**Метою** роботи є обґрунтування використання математичної моделі дискретного руху сипкого матеріалу для руху гранульованого полімерного матеріалу в робочому каналі зони живлення одночерв'ячного екструдера як сукупності рухомих одна відносно одної частинок на базі методу дискретного елемента (МДЕ) та її верифікація за даними натурних експериментів із урахуванням впливу форми гранул на їхні трибологічні властивості.

## Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Полімерні гранули є сипким середовищем, яке складається з великої кількості твердих частинок, які втрачають і набувають механічної енергії через взаємодію між собою. За характером поведінки ці матеріали займають проміжне положення між рідинами та твердими тілами [6].

Найчастіше питання статички сипких середовищ розглядається на прикладі кута природного ухилу (КПУ), значення якого використовується як зручний для вимірів параметр, що характеризує поведінку матеріалу у стані спокою [7], а саме внутрішній коефіцієнт тертя матеріалу. Питанню визначення КПУ присвячено праці [8, 9], у яких розглянуто методи проведення експериментальних досліджень, проаналізовано особливості та недоліки методів, наведено результати вимірів.

Враховуючи особливості поведінки сипкого середовища, числове моделювання цього класу матеріалів потребує застосування нових або удосконалення відомих методів. Для математичного опису фізичних полів статички й динаміки сипких матеріалів широкого застосування набули три моделі: модель механіки суцільного середовища (як суміші твердих частинок і газу з ефективними властивостями), бага-

тофазна модель Ейлера, а також дискретна модель [10].

Найближчим до реальної поведінки полімерних гранул у робочому каналі зони живлення черв'ячного екструдера є опис руху сипкого середовища на базі МДЕ, який полягає в дослідженні взаємодії окремої частинки з іншими частинками шару сипкого матеріалу та границями розрахункової області. При цьому для виконання відповідних числових розрахунків необхідним є дослідження коефіцієнтів тертя і бічного тиску оброблюваних матеріалів та їх залежностей від конструктивно-технологічних параметрів робочого обладнання.

Загальною науковою проблемою є те, що дослідження триботехнічних властивостей полімерних матеріалів, які необхідні для проведення числових розрахунків, зазвичай проводяться для монолітних зразків [11], а не для гранульованого матеріалу, хоча від точності врахування коефіцієнта зовнішнього тертя та коефіцієнта бічного тиску сипкого матеріалу залежить точність проектування технологічного обладнання для переробки полімерної сировини, зокрема черв'ячних екструдерів [4, 12–14]. Авторами проведено огляд [11], який свідчить про відсутність єдиної методики для експериментального визначення коефіцієнтів зовнішнього тертя й бічного тиску, а також неможливість проводити дослідження саме для гранульованих полімерних матеріалів на більшості існуючих установок для визначення триботехнічних властивостей.

### **Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми**

Невіршеною частиною наукової проблеми є відсутність загальноприйнятої математичної моделі дискретного руху сипкого матеріалу для руху гранульованого полімерного матеріалу в робочому каналі зони живлення одночерв'ячного екструдера як сукупності рухомих одна відносно одної частинок, а також не врахування впливу форми гранул на їх триботехнічні властивості в існуючих дослідженнях руху сипкого середовища [15, 16], оскільки у більшості таких досліджень форма часток матеріалу спрощується до сферичної для полегшення розрахунків.

### **Формулювання цілей статті**

Задачами роботи є дослідження взаємодії між різними типами полімерних гранул, що відрізняються передусім формою, розмірами та фізико-механічними характеристиками та врахування впливу цих відмінностей на їх трибо-

логічні властивості на прикладі задачі визначення КПУ, шляхом порівняння результатів натурних розрахунків та числових розрахунків у дискретній постановці на базі методу дискретного елемента.

### **Висвітлення основного матеріалу дослідження**

**Математична модель та програмне забезпечення.** Опис руху сипкого середовища на базі МДЕ є найближчим до реальної поведінки полімерних гранул у робочому каналі черв'ячного екструдера. В основі МДЕ лежить баланс механічного руху частинки сипкого матеріалу [17]:

$$\begin{cases} m_i \frac{dv_i}{d\tau} = F_i; \\ I_i \frac{d\omega_i}{d\tau} = T_i, \end{cases} \quad (1)$$

де  $m_i$  – маса частинки  $i$ , кг;

$v_i$  – вектор лінійної швидкості центра маси частинки  $i$ , м/с;

$I_i$  – момент інерції частинки  $i$ , кг·м<sup>2</sup>;

$\omega_i$  – вектор кутової швидкості частинки  $i$ , рад/с;

$F_i$  – сумарна зовнішня сила, що діє на частинку  $i$ , Н;

$\tau$  – час, с;

$T_i$  – сумарний зовнішній крутний момент, що діє на частинку  $i$ , Н·м.

Згідно з теорією МДЕ кожна частинка є фізичною точкою з постійними фізичними характеристиками, тобто із самої постановки впливає баланс маси системи. У результаті розв'язання дискретної задачі отримуємо траєкторії руху кожної окремої частинки в системі відліку Лагранжа, для чого система рівнянь (2) інтегрується за часом з відповідними початковими та граничними умовами та визначаються прискорення, швидкість та переміщення кожної частинки.

Для моделювання процесів руху сипкого матеріалу в роботі використано математичну модель дискретного опису руху сипкого матеріалу на базі МДЕ, яка дала змогу розглянути полімер у вигляді окремих гранул та врахувати вплив форми і розмірів окремих гранул на характер взаємодії полімеру із стінками робочих органів обладнання. Для опису взаємодії між гранулами було використано в'язко-пружну модель Hertz–Mindlin [18], яка допускає, що частинки, які мають форму сфери, під час контакту не деформуються, а перебивають одна

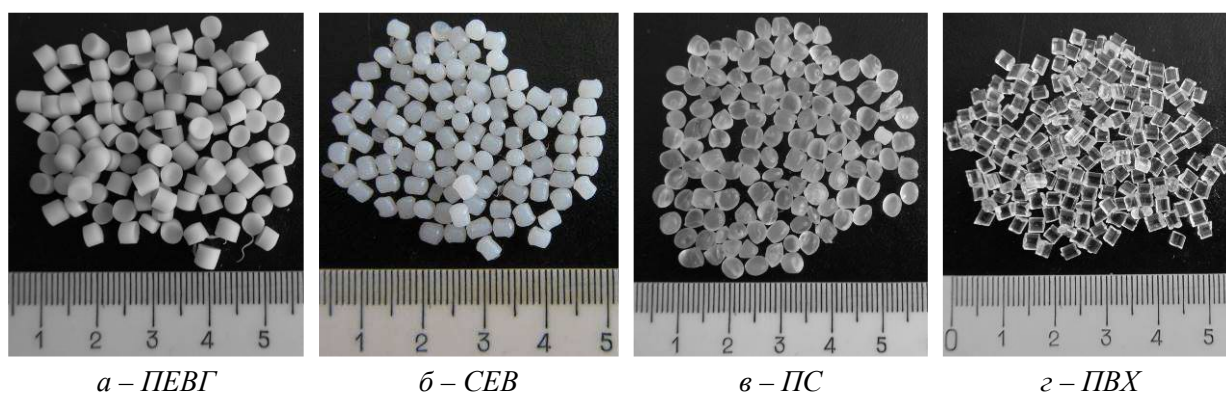


Рисунок 1 – Фотознімки полімерних гранул, що використовувались під час проведення експериментів

одну на певну величину, утворюючи пляму контакту.

Застосування МДЕ потребує значних розрахункових потужностей, але сучасний стан комп'ютерної техніки та можливості паралельних обчислень роблять можливим його застосування для розрахунків повномасштабних промислових процесів та обладнання. Одним із найпоширеніших програмних продуктів, що базуються на методі МДЕ та використовують в'язко-пружну модель Hertz–Mindlin, є EDEM [19].

Дослідження коефіцієнтів тертя і бічного тиску оброблюваних матеріалів та їх залежностей від конструктивно-технологічних параметрів робочого обладнання, що є необхідним для проведення числових розрахунків, було попередньо проведено авторами і зокрема опубліковано в [20].

#### Модельовання форми полімерних гранул.

Під час модельовання процесів руху сипкого матеріалу методом МДЕ необхідним є задання форми частинок матеріалу, при цьому серед усіх можливих тривимірних фігур, якими можна задавати форму окремої частинки, найбільш простою та ефективною є сфера, оскільки її форма не лише близька до форми реальної частинки, а й істотно зменшує час числового моделювання [21].

Проте в деяких випадках необхідним є моделювання неоднорідної форми частинок, наприклад у процесі живлення черв'ячного екструдера полімерною сировиною або транспортування полімерних гранул, оскільки в таких процесах форма частинок істотно впливає на рух сипкого матеріалу. Найчастіше використовується метод мультисфер [19, 22], за якого форма частинки апроксимується за допомогою сфер, що стикаються або перекривають одна одну. Перевагою цього методу є забезпечення

наближення до фактичної форми частинки при збереженні розрахункової ефективності [19].

Для проведення експериментальних досліджень були відібрані гранули таких полімерів:

- поліетилен високої густини марки Marlex ННМ 5502ВН (ПЕВГ) [23];
- співполімер етилену з вінілацетатом (севілен) марки Kazan EVA 11104-030 (СЕВ) [24];
- полістирол марки Denka Styrol MW-1-301 (ПС) [25];
- полівінілхлорид марки SorVyl G 2171/9005 11/01 (ПВХ) [26].

Зазначені полімери були відібрані тому, що вони широко використовуються у промисловості [2] та одночасно різняться між собою за розмірами, формою і фізико-механічними характеристиками (що призводить до різних моделей поведінки). На рис. 1 наведено фотознімки досліджених гранул.

Для моделювання форми окремих полімерних гранул у програмі EDEM [19] методом мультисфер спочатку було виконано модель кожного виду полімеру окремо, потім виконано цю модель у вигляді декількох сфер, що перекривають одна одну, при цьому зовнішні розміри змодельованої гранули дорівнюють усередненому значенню розміру реальної гранули (рис. 2).

**Верифікація числової моделі руху сипкого матеріалу.** Для перевірки зв'язку між змодельованим матеріалом та реальною його поведінкою необхідно виконати калібрування форми окремої гранули та властивостей матеріалу (табл. 1) до тих пір, поки не буде досягнуто заданої відповідності між проведеними дослідженнями. Для цього було виконано дослідження формування КПУ для дослідних полімерів методами натурного та числових експериментів та їх порівняння.

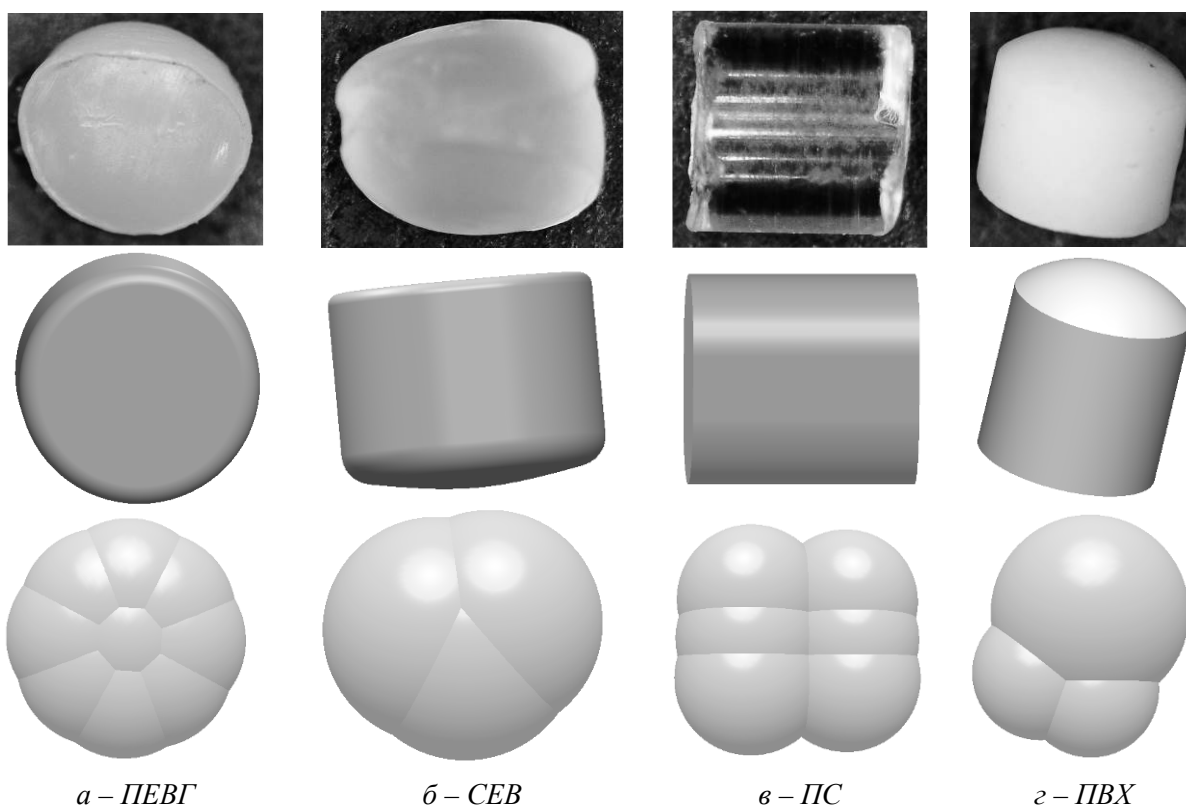


Рисунок 2 – Моделювання форми гранули, зверху донизу для кожного полімеру: фото реальної гранули в електронний мікроскоп; побудова гранули у вигляді 3D об’єкту; моделювання гранули методом мультисфер

Таблиця 1 – Фізико-механічні характеристики полімерів, що були використані під час проведення досліджень [23-26]

Зразки	Тип полімерних гранул			
	ПЕВГ	СЕВ	ПС	ПВХ
Істинна густина, кг/м <sup>3</sup>	955	910	1040	1180
Ефективний модуль повздовжньої пружності, МПа	1250	1500	2850	2700
Ефективний коефіцієнт Пуассона	0,3			

Ефективний коефіцієнт Пуассона задано однаковим для всіх типів полімеру, оскільки у літературі відсутня інформація щодо реальних його значень для кожного типу полімеру окремо.

Розподіл розмірів гранул обрано на основі реальних зразків матеріалу і складає (відносно еквівалентного радіусу):  $\pm 7\%$  для гранул ПЕВГ та СЕВ і  $\pm 5\%$  для гранул ПВХ та ПС.

**Формування кута природного ухилу методом натурального експерименту.** Було проведено серію натурних вимірювань КПУ для досліджених полімерних матеріалів (див. рис. 1–2) за відомою методикою [27], що заснована на вимірюванні кута  $\theta$  між горизонтальною площиною і твірною конуса, що створюється сипким матеріалом у результаті його насипання на площину.

Порожній циліндр  $\varnothing 46$  мм заввишки 60 мм встановлювався на рівну горизонтальну поверхню. Після повного заповнення циліндра гранулами полімеру він піднімався суворо вертикально з однаковою у всіх експериментах і постійною швидкістю 5 мм/с, після чого частинки полімеру вільно осипались та утворювали гірку, формою близькою до конусної. Експеримент повторювали не менше п’яти разів для кожного типу полімерних гранул, при цьому для врахування неправильної конічної форми гірки матеріалу отриманий стан фотографувалося з чотирьох боків. На рис. 3 наведено фотознімки гірок полімерних гранул, отриманих у результаті проведення описаних досліджень.

Отримані фотознімки дали змогу отримати проекцію геометричної форми гірки на площину. Результатом вимірювань КПУ буде кут при основі рівнобедреного трикутника, площа яко-



Рисунок 3 – Результати натурних експериментів для визначення КПУ

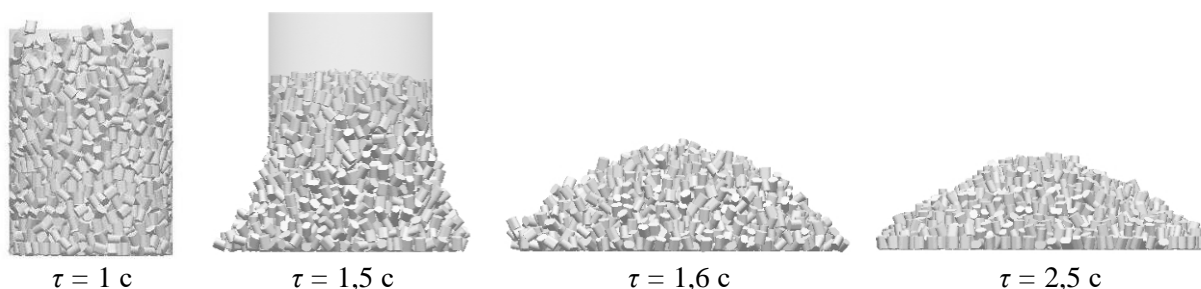


Рисунок 4 – Етапи моделювання формування гірки сипкого матеріалу методом МДЕ

го еквівалентна площі проєкції гірки сипкого матеріалу

$$\theta = \arctg\left(\frac{2h}{D}\right), \quad (2)$$

де  $h$  – висота гірки матеріалу, м;  
 $D$  – діаметр гірки матеріалу, м.

Результати розрахунків КПУ за проведеною серією натурних вимірювань, розраховані за формулою (2):

- для гранул ПЕВГ  $\theta_{\text{ПЕВГ}}^{\text{н}} = (25,7 \pm 0,5)^\circ$ ;
- для гранул СЕВ  $\theta_{\text{СЕВ}}^{\text{н}} = (27,8 \pm 0,6)^\circ$ ;
- для гранул ПС  $\theta_{\text{ПС}}^{\text{н}} = (29,2 \pm 1,6)^\circ$ ;
- для гранул ПВХ  $\theta_{\text{ПВХ}}^{\text{н}} = (30,1 \pm 0,5)^\circ$ .

**Формування кута природного ухилу методом числового експерименту.** Для налаштування та верифікації числової моделі руху сипких матеріалів проведені натурні експерименти з визначення КПУ для обраних гранульованих полімерів були відтворені за допомогою МДЕ. При цьому для перевірки ефективності використання методу мультисфер було проведено два види розрахунку для кожного полімеру: для гранул, отриманих методом мультисфер та для гранул, що змодельовані у вигляді однієї сфери, діаметром еквівалентним до найбільшого розміру реальної гранули.

Початкові умови були такими самими, як і в натурному експерименті: аналогічний порожній циліндр, обмежений знизу горизонтальною площиною. Процес моделювання складався з таких етапів. Спочатку циліндр наповнювався гранулами, що засипалися до нього під дією сил гравітації. Після повного заповнення циліндра гранулами, він рухався горизонтально вгору до моменту зникнення обмеження руху гранул. Гранули полімеру після видалення циліндричної стінки розподілялися на горизонтальній поверхні, утворюючи гірку з певним КПУ. Фізичний час розрахунку  $\tau$  складав 2,5 с. Хід процесу гірки сипкого матеріалу на прикладі гранул ПС, отриманих методом мультисфер, наведено на рис. 4.

На рис. 5 наведено гірки полімерних гранул, отриманих у результаті проведення описаних числових розрахунків (ліворуч для гранул отриманих методом мультисфер, праворуч для сферичних гранул).

Отримані внаслідок числового розрахунку результати можна співставити їх з попередньо отриманими результатами натурального експерименту.

#### Результати розрахунків

Результати співставлення даних числових експериментів за допомогою МДЕ і натурних вимірів КПУ для ПЕВГ: експериментально ви-

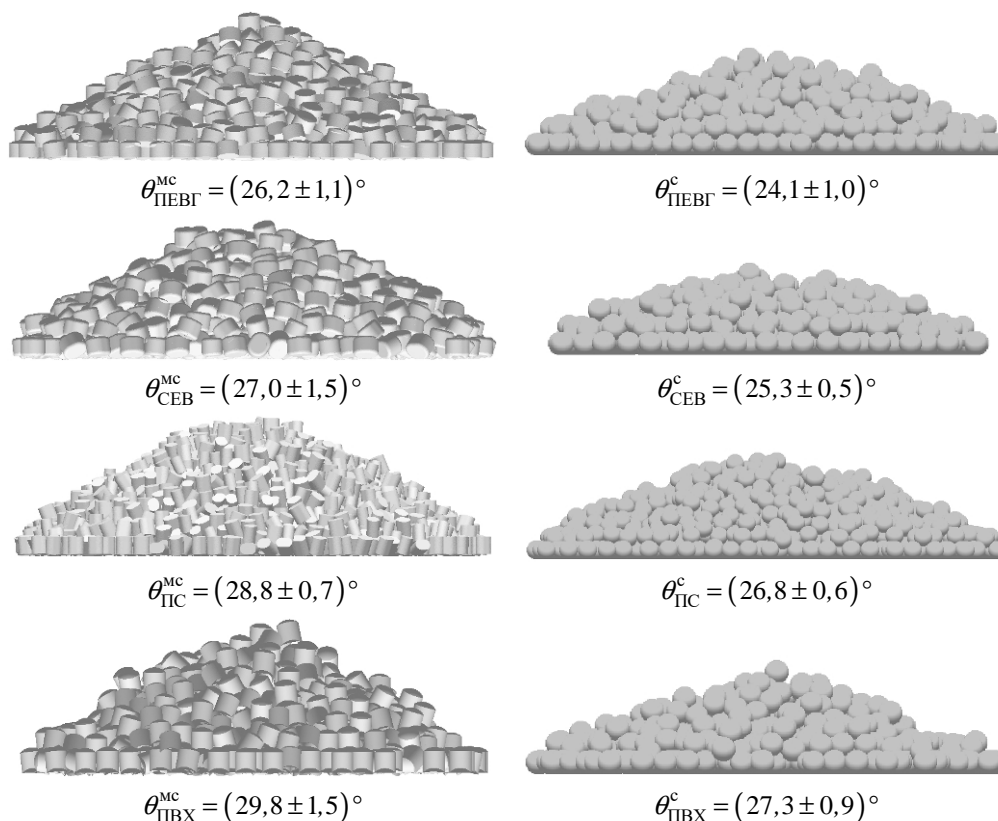


Рисунок 5 – Результати розрахункових експериментів для визначення КПУ

Таблиця 2 – Порівняння результатів вимірювань КПУ

Полімер	$\theta^h, \dots^\circ$	$\theta^{MC}, \dots^\circ$	$\delta^1, \%$	$\theta^c, \dots^\circ$	$\delta^2, \%$
ПЕВГ	$25,7 \pm 0,5$	$26,2 \pm 1,1$	2,0	$24,1 \pm 1,0$	6,3
СЕВ	$27,8 \pm 0,6$	$27,0 \pm 1,5$	2,9	$25,3 \pm 0,5$	9,0
ПС	$29,2 \pm 1,6$	$28,8 \pm 0,7$	1,4	$26,8 \pm 0,6$	8,2
ПВХ	$30,1 \pm 0,5$	$29,8 \pm 1,5$	1,0	$27,3 \pm 0,9$	9,3

мірний КПУ становить  $\theta_{\text{ПЕВГ}}^h = (25,7 \pm 0,5)^\circ$ , досліджений за допомогою числового розрахунку із використанням методу мультисфер  $\theta_{\text{ПЕВГ}}^{MC} = (26,2 \pm 1,1)^\circ$ , похибка  $\delta_{\text{ПЕВГ}}^1 = 2,0\%$ ; досліджений за допомогою числового розрахунку із використанням сферичних гранул  $\theta_{\text{ПЕВГ}}^c = (24,1 \pm 1,0)^\circ$ , похибка  $\delta_{\text{ПЕВГ}}^2 = 6,3\%$ .

Результати досліджень для усіх матеріалів зведено до табл. 2.

З табл. 2 видно, що використання методу мультисфер для розрахунку КПУ у разі ПЕВГ та СЕВ приблизно в 3 рази зменшує похибку порівняно зі сферичними гранулами та експериментально отриманим КПУ з використанням реальних гранул; у випадку ПС – похибка зменшується майже в 6 разів; а в разі ПВХ – у 9 разів. Різниця передусім зумовлена складною формою гранул, що безпосередньо впливає на формування КПУ утвореного ними шару.

Результати проведених розрахунків підтверджують можливість застосування методу МДЕ для розв’язання задач, пов’язаних з поведінкою сипких середовищ, зокрема для процесу живлення черв’ячного екструдера полімерною сировиною.

### Висновки

Головним результатом проведених досліджень є обґрунтування використання математичної моделі дискретного руху сипкого матеріалу для руху гранульованого полімерного матеріалу в робочому каналі зони живлення одночерв’ячного екструдера як сукупності рухомих одна відносно одної частинок, що має місце в реальному процесі екструзії, а також врахування впливу форми полімерних гранул на їх трибологічні властивості при дослідженні руху сипкого середовища.

Відповідно до проведених досліджень можна зробити такі висновки.

1. Проведено дослідження взаємодії між гранулами чотирьох полімерів, широко застосовуваних у практиці черв'ячної екструзії: поліетилену високої густини марки Marlex ННМ 5502ВN, співполімеру етилену з вінілацетатом (севілену) марки 11104-030, полістиролу марки Denka Styrol MW-1-301, полівінілхлориду марки SorVyl G 2171/9005 11/01.

2. Дослідження проведено для задач формування кута природного ухилу в дискретній постановці на базі методу дискретного елемента, при цьому для опису контактної взаємодії застосовано модель в'язко-пружного контакту за моделлю Hertz–Mindlin. Використання дискретного підходу дало змогу врахувати вплив форми й розмірів окремих гранул на їхні трибологічні властивості.

3. Наведено результати розрахунків з формування КПУ методами натурних і числових експериментів, при цьому було розглянуто два підходи до моделювання форми гранул: за умови розгляду гранул у формі сфер та у формі мультисфер, коли розрахункова форма гранул максимально наближається до реальної. Результати проведених розрахунків з формування КПУ доводять, що модель МДЕ при використанні форми гранул близької до реальної краще відтворює поведінку сипких матеріалів порівняно зі сферичними гранулами.

У подальшому планується проведення поглиблених досліджень згідно мети роботи для більш широкого класу полімерних матеріалів, зокрема розгляд складніших випадків руху гранульованих полімерних матеріалів, таких як рух гранул у шнековому живильнику або рух гранул під час процесу екструзії.

### Література

1. Уиллоуби Д. А. Полимерные трубы и трубопроводы / пер. з англ. под ред. В. В. Ковриги. Москва: Профессия, 2010. 488 с.

2. Паспорт ринку полімерів України. URL: <https://pro-consulting.ua/ua/issledovanie-rynka/pasport-rynka-polimerov-ukrainy-2018-god> (дата звернення: 10.07.2020).

3. Rauwendaal C. Polymer extrusion. 5th ed. Munich: Carl Hanser Verlag, 2014. 934 p. doi: 10.3139/9781569905395.

4. Мікульонюк І. О. Обладнання і процеси переробки термопластичних матеріалів з використанням вторинної сировини. Київ: НТУУ «КПІ», 2009. 264 с.

5. Mikulionok I. O. Classification of Processes and Equipment for Manufacture of Continuous Products from Thermoplastic

Materials. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2015. Vol. 51, Nos 1–2. P. 14–19. doi: 10.1007/s10556-015-9990-6.

6. Holdich R. G. Fundamentals of Particle Technology. Shephed : Midland Information Technology and Publishing, 2002. 173 p.

7. Rao K. K., Nott P. R. An Introduction to Granular Flow. New York : Publ. in the USA by Cambridge University Press, 2008. 490 p.

8. Umbanhowar P. Granular materials: Shaken sand – a granular fluid? *Nature*. 2003. Vol. 424. P. 886–887.

9. Ijeleji K. E., Zhou B. The angle of repose of bulk corn stover particles. *Powder Technology*. 2008. Vol. 187. P. 110–118.

10. Pöschel T., Schwager T. Computational granular dynamics models and algorithms. Berlin : Springer, 2005. 322 p.

11. Витвицький В.М., Бардашевський С.В., Сокольський О.Л., Мікульонюк І.О. Дослідження триботехнічних властивостей гранульованих полімерних матеріалів. *Вчені записки ТНУ імені В. І. Вернадського. Серія: Технічні науки*. 2018. Том 29 (68), Ч. 1. № 5. С. 9–13.

12. Мікульонюк І. О., Сокольський О. Л., Сивецький В. І., Радченко Л. Б. Основи проектування одночерв'ячних екструдерів : навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2015. 200 с.

13. Mikulionok I. O., Radchenko L. B. Screw Extrusion of Thermoplastics: I. General Model of the Screw Extrusion. *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2012. Vol. 85. No 3. P. 489–504. doi: 10.1134/S1070427211030305.

14. Mikulionok I. O., Radchenko L. B. Screw Extrusion of Thermoplastics: II. Simulation of Feeding Zone of the Single Screw Extruder. *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2012. Vol. 85. No 3. P. 505–514. doi: 10.1134/S1070427211030317.

15. Forterre Y., Pouliquen O. Flows of dense granular media. *Fluid Mech*. 2008. Vol. 40. P. 1–24.

16. Kamrin K., Koval G. Nonlocal Constitutive Relation for Steady Granular Flow. *Physical Review Letters*. 2012. Vol. 108, Iss. 17. P. 178301.

17. Karvatskii A. Ya., Lazarev T. V. Evaluation of the Discrete Element Method for Predicting the Behavior of Granular Media Using Petroleum Coke as an Example. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2014. Vol. 50, Iss. 3–4. P. 186–192. DOI: 10.1007/s10556-014-9877-y.

18. Makse H. A., Gland N., Johnson D. L., Schwartz L. Granular packings: Nonlinear elasticity, sound propagation, and collective relaxation dynamics. *Physical Review E*. 2004, Vol. 70. P. 061302. DOI: 10.1103/PhysRevE.70.061302.

19. EDEM – The leading Discrete Element Method (DEM) software. URL: <https://www.edemsimulation.com/> (date of request: 10.07.2020).
20. Vytvytskyi V. M., Mikulionok I. O., Sokolskyi O. L. Experimental study of the granular polystyrene frictional. *SWorldJournal. Bulgaria*, 2019. Iss. 2, Part 2. P. 16–21. DOI: 10.30888/2410-6615.2019-02-02-009.
21. Zhang D., Whiten W. J. The calculation of contact forces between particles using spring and damping models. *Powder Technology*. 1996. Vol. 88. P. 59–64.
22. Chen J., Gao R., Liu Y. Numerical study of particle morphology effect on the angle of repose for coarse assemblies using dem. *Advances in Materials Science and Engineering*. 2019. P. 1–15. DOI:10.1155/2019/8095267.
23. Marlex HHM 5502BN Polyethylene – Chevron Phillips Chemical. URL: <http://www.cpchem.com/bl/polyethylene/en-us/tdslibrary/Marlex%20HHM%205502BN%20Polyethylene.pdf> (date of request: 11.11.2017).
24. Kazan EVA 11104-030 Kazanorgsintez. URL: <https://plastics.ulprospector.com/datasheet/e375382/kazan-eva-11104-030> (date of request: 11.11.2017).
25. Material safety data sheet polystyrene – Southland Polymers. URL: <http://www.southlandpolymers.com/pdf/polysty/Denka%20MSDS%20MW1.pdf> (date of request: 11.11.2017).
26. SorVyl G 2171 / 9005 11/01 1. Identification of the substan – plasticker. URL: [http://plasticker.de/recybase/docs/28551\\_1452502854.pdf](http://plasticker.de/recybase/docs/28551_1452502854.pdf) (date of request: 11.11.2017).
27. Yu A. B., Xu B. H., Zulli P., Zhou Y. C. An experimental and numerical study of the angle of repose of coarse spheres. *Powder Technology*. 2002. Vol. 125. P. 45–54. DOI:10.1016/S0032-5910(01)00520-4.
4. Mikulonok I. O. Obladnannia i protsesy pererobky termoplastychnykh materialiv z vykorystanniam vtorynnoi syrovyny. Kyiv: NTUU «KPI», 2009. 264 p. [in Ukrainian]
5. Mikulionok I. O. Classification of Processes and Equipment for Manufacture of Continuous Products from Thermoplastic Materials. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2015. Vol. 51, Nos 1–2. P. 14–19. doi: 10.1007/s10556-015-9990-6.
6. Holdich R. G. Fundamentals of Particle Technology. Shephed : Midland Information Technology and Publishing, 2002. 173 p.
7. Rao K. K., Nott P. R. An Introduction to Granular Flow. New York : Publ. in the USA by Cambridge University Press, 2008. 490 p.
8. Umbanhowar P. Granular materials: Shaken sand – a granular fluid? *Nature*. 2003. Vol. 424. P. 886–887.
9. Ilejki K. E., Zhou B. The angle of repose of bulk corn stover particles. *Powder Technology*. 2008. Vol. 187. P. 110–118.
10. Pöschel T., Schwager T. Computational granular dynamics models and algorithms. Berlin : Springer, 2005. 322 p.
11. Vytvytskyi V.M., Bardashevskyi S.V., Sokolskyi O. L., Mikulonok I. O. Doslidzhennia trybotekhnichnykh vlastyvoستي hranulovanykh polimernykh materialiv. *Vcheni zapysky TNU imeni V. I. Vernadskoho. Serii: Tekhnichni nauky*. 2018. Tom 29 (68), Ch. 1. No 5. P. 9–13. [in Ukrainian]
12. Mikulonok I. O., Sokolskyi O. L., Sivetskyi V. I., Radchenko L. B. Osnovy proektuvannia odnocherviachnykh ekstruderiv : navch. posib. Kyiv: NTUU «KPI», 2015. 200 p. [in Ukrainian]
13. Mikulionok I. O., Radchenko L. B. Screw Extrusion of Thermoplastics: I. General Model of the Screw Extrusion. *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2012. Vol. 85. No 3. P. 489–504. doi: 10.1134/S1070427211030305.
14. Mikulionok I. O., Radchenko L. B. Screw Extrusion of Thermoplastics: II. Simulation of Feeding Zone of the Single Screw Extruder. *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2012. Vol. 85. No 3. P. 505–514. doi: 10.1134/S1070427211030317.
15. Forterre Y., Pouliquen O. Flows of dense granular media. *Fluid Mech*. 2008. Vol. 40. P. 1–24.
16. Kamrin K., Koval G. Nonlocal Constitutive Relation for Steady Granular Flow. *Physical Review Letters*. 2012. Vol. 108, Iss. 17. P. 178301.

### References

1. Uilloubi D. A. Polimernyie trubyy i truboprovodyi / per. z angl. pod red. V. V. Kovrigi. Moskva: Professiya, 2010. 488 p. [in Russian]
2. Pasport rynku polimeriv Ukrainy. URL: <https://pro-consulting.ua/ua/issledovanie-rynka/pasport-rynka-polimerov-ukrainy-2018-god> (data zvernennia: 10.07.2020). [in Ukrainian]
3. Rauwendaal C. Polymer extrusion. 5th ed. Munich: Carl Hanser Verlag, 2014. 934 p. doi: 10.3139/9781569905395.

17. Karvatskii A. Ya., Lazarev T. V. Evaluation of the Discrete Element Method for Predicting the Behavior of Granular Media Using Petroleum Coke as an Example. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2014. Vol. 50, Iss. 3–4. P. 186–192. DOI: 10.1007/s10556-014-9877-y.
18. Makse H. A., Gland N., Johnson D. L., Schwartz L. Granular packings: Nonlinear elasticity, sound propagation, and collective relaxation dynamics. *Physical Review E*. 2004, Vol. 70. P. 061302. DOI: 10.1103/PhysRevE.70.061302.
19. EDEM – The leading Discrete Element Method (DEM) software. URL: <https://www.edemsimulation.com/> (date of request: 10.07.2020).
20. Vytvytskyi V. M., Mikulionok I. O., Sokolskyi O. L. Experimental study of the granular polystyrene frictional. *SWorldJournal. Bulgaria*, 2019. Iss. 2, Part 2. P. 16–21. DOI: 10.30888/2410-6615.2019-02-02-009.
21. Zhang D., Whiten W. J. The calculation of contact forces between particles using spring and damping models. *Powder Technology*. 1996. Vol. 88. P. 59–64.
22. Chen J., Gao R., Liu Y. Numerical study of particle morphology effect on the angle of repose for coarse assemblies using dem. *Advances in Materials Science and Engineering*. 2019. P. 1–15. DOI:10.1155/2019/8095267.
23. Marlex HHM 5502BN Polyethylene – Chevron Phillips Chemical. URL: <http://www.cpchem.com/bl/polyethylene/en-us/tdslibrary/Marlex%20HHM%205502BN%20Polyethylene.pdf> (date of request: 11.11.2017).
24. Kazan EVA 11104-030 Kazanorgsintez. URL: <https://plastics.ulprospector.com/datasheet/e375382/kazan-eva-11104-030> (date of request: 11.11.2017).
25. Material safety data sheet polystyrene – Southland Polymers. URL: <http://www.southlandpolymers.com/pdf/polysty/Denka%20MSDS%20MW1.pdf> (date of request: 11.11.2017).
26. SorVyl G 2171 / 9005 11/01 1. Identification of the substan – plasticker. URL: [http://plasticker.de/recybase/docs/28551\\_1452502854.pdf](http://plasticker.de/recybase/docs/28551_1452502854.pdf) (date of request: 11.11.2017).
27. Yu A. B., Xu B. H., Zulli P., Zhou Y. C. An experimental and numerical study of the angle of repose of coarse spheres. *Powder Technology*. 2002. Vol. 125. P. 45–54. DOI:10.1016/S0032-5910(01)00520-4.

# Наука — виробництву

---

---

УДК 622.244.43

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-2(75)-62-68

## МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН

*І. І. Чудик, І. Ф. Дудич\*, В. В. Токарук*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: dudychivan@gmail.com*

*Проведено дослідження впливу техніко-технологічних факторів на ефективність промивання свердловини в експериментальних умовах. Виконано аналіз існуючих експериментальних установок за допомогою яких можна оцінити вплив техніко-технологічних факторів на процес промивання свердловин. З використанням критеріїв подібності, що отримані у відповідності до основних положень теорії розмірностей, спроектовано лабораторну установку для моделювання процесу промивання свердловин. За рахунок компактних габаритних розмірів та простоти проведення дослідів розроблена установка дозволяє моделювати і досліджувати вплив багатьох факторів на процес промивання свердловин а саме: ексцентричне розміщення бурильної колони; тип промивальної рідини (реологічні властивості); розмір фракції гірської породи; частота пульсацій для створення пульсуючого характеру руху рідини; обертання бурильної колони; повздовжній рух бурильної колони. На основі попередніх досліджень визначено основні фактори і діапазон їх зміни на ефективність транспортування шламу. Використовуючи план «Тагути» побудовано план експерименту для дослідження значимості факторів на якість винесення шламу зі стовбура свердловини. Обробка даних, отриманих в процесі експериментальних досліджень, виконувалась у програмному забезпеченні «Mathcad Prime». Встановлено, що за допомогою варіації факторів можна досягнути покращення якості промивання свердловин, за рахунок зменшення площі осідання шламу в стовбурі свердловини. Найбільш позитивний вплив на винесення шламу має витрата промивальної рідини, а найменший розмір фракції гірської породи і повздовжній рух бурильної колони. Вагомий вплив на якість винесення шламу здійснює пульсація промивальної рідини, що є істотним і цікавим фактором з точки зору подальших наукових досліджень.*

Ключові слова: критерії подібності, гірська порода, шлам, пульсуючий потік, обертання, повздовжнi коливання, свердловина.

*Проведено исследование влияния технико-технологических факторов на эффективность промывки скважины в экспериментальных условиях. Выполнен анализ существующих экспериментальных установок с помощью которых можно оценить влияние технико-технологических факторов на процесс промывки скважин. С использованием критериев подобия, полученные в соответствии с основных положений теории размерностей, спроектирована лабораторная установка для моделирования процесса промывки скважин. За счет компактных габаритных размеров и простоты проведения опытов разработанная установка позволяет моделировать и исследовать влияние многих факторов на процесс промывки скважин а именно: эксцентричное размещение бурильной колонны; тип промывочной жидкости (реологические свойства); размер фракции горной породы; частота пульсаций для создания пульсирующего характера движения жидкости; вращение бурильной колонны; продольный движение бурильной колонны. На основе предыдущих исследований определены основные факторы и диапазон их изменения на эффективность транспортирования шлама. Используя план «Тагути» построен план эксперимента для исследования значимости факторов на качество выноса шлама из ствола скважины. Обработка данных, полученных в процессе экспериментальных исследований выполнялась в программном обеспечении «Mathcad Prime». Установлено, что с помощью вариации факторов можно достичь улучшения качества промывки скважин, за счет уменьшения площади оседания шлама в стволе скважины. Наиболее положительное влияние на вынос шлама имеет расход промывочной жидкости, а наименьший размер фракции горной породы и продольный движение*

бурильної колонни. Весомое влияние на качество выноса шлама осуществляет пульсация промывочной жидкости, что является существенным и интересным фактором с точки зрения дальнейших научных исследований.

Ключевые слова: критерии сходства, горная порода, шлам, пульсирующий поток, вращение, продольные колебания, скважина.

*The study of the influence of technical and technological factors on the efficiency of well flushing was carried out under experimental conditions. The analysis of existing experimental installations is performed with the help of which it is possible to assess the influence of technical and technological factors on the process of well flushing. The laboratory facility for modeling the well flushing process was designed using similarity criteria obtained in accordance with the basic provisions of the theory of dimensions. The developed installation allows you to model and study the influence of many factors on the well flushing process due to its compact overall dimensions and ease of conducting experiments, namely: the eccentric placement of the drill string; the type of flushing fluid (rheological properties); the size of the rock fraction; the frequency of pulsations to create a pulsating character of the fluid movement; rotation of the drill string; longitudinal movement of the drill string. The main factors of influence and the range of their changes on the efficiency of sludge transportation are determined on the basis of previous studies. An experiment plan is constructed to study the significance of factors on the quality of sludge removal from the well bore using the «Taguchi» plan. Data processing was performed in the software «Mathcad Prime». Variations in factors lead to an improvement in the quality of well flushing, by reducing the area of sludge settling in the well-bore. The flow rate of the washing liquid has the most positive effect on the removal of sludge. The size of the rock fraction and the longitudinal movement of the drill string has the least impact. Pulsation of the washing liquid has a significant impact on the quality of sludge removal, which is a significant and interesting factor from the point of view of further scientific research.*

Keywords: similarity criteria, rock, sludge, pulsating flow, rotation, longitudinal vibrations, well.

## Вступ

Одним із основних процесів спорудження свердловини є її промивання, яке забезпечує ефективне поглиблення вибою та винесення шламу на денну поверхню. Особливого значення промивання набуває при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин.

За рахунок значно більшої кількості технологічних обмежень і умов використання, процес промивання похило-скерованих і горизонтальних свердловин потребує постійного вдосконалення і коректування. А це вимагає розвитку науково-практичного забезпечення для моделювання та дослідження впливу гірничо-геологічних та техніко-технологічних параметрів на реалізацію процесу. Це є актуальною задачею та потребує вирішення.

## Аналіз досліджень і публікацій

Процесу промивання похило-скерованих та горизонтальних свердловин присвячено багато досліджень [1-4]. В більшості випадків наукові роботи сфокусовані на дослідженнях впливу на промивання свердловини певних одиничних складових процесу, що є недостатнім для його всебічного вивчення. Здебільшого це обумовлюється складністю вирішення багатофакторної техніко-технологічної задачі і потребує використання експериментальних досліджень, які дозволяють отримати очікуваний результат відповідної точності в лабораторних умовах на експериментальних установках та дослідних стендах.

Існуючі експериментальні установки для визначення впливу техніко-технологічних факторів на ефективність промивання свердловини та винесення шламу на денну поверхню [3, 4, 7] певною мірою враховують: ексцентричне розташування бурильної колони в стовбурі свердловини; реологічні властивості промивальної рідини; розміри частинок шламу; продуктивність бурового насоса; обертання бурильної колони; пульсації промивальної рідини; кут нахилу осі свердловини і вивчають кількісні і якісні показники транспортування вибуреної породи.

Враховуючи багатофакторність задачі спорудження похило-скерованих і горизонтальних свердловин, необхідною умовою ефективного моделювання процесу їх промивання є врахування максимально можливої кількості факторів на основі побудови системи критеріїв подібності та розроблення за ними експериментальної установки.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. На основі положень теорії подібності і розмірностей [8] для моделювання процесу промивання свердловини в лабораторних умовах пропонується використати основні параметри даної фізичної системи, де  $L$  – довжина каналу перетікання промивальної рідини, який умовно можна прирівняти до довжини бурильної колони БК,  $[L]=M$ ;  $q$  – вага одиниці довжини БК,  $[q]=H \cdot M^{-1}$ ;  $EI$  – жорсткість на згин БК,  $[EI]=H \cdot M^2$ ;  $\omega$  – кутова швидкість обертання БК,  $[\omega]=T^{-1}$ ;  $v_{кр}$  – швидкість руху промивальної

рідини в кільцевому просторі,  $[v_{kn}] = M T^{-1}$ ;  $g$  – прискорення вільного падіння,  $[g] = M \cdot T^{-2}$ .

Основними одиницями вимірювання приймається: сила –  $[H]$ ; довжина –  $[M]$ ; час –  $[T]$ .

З використанням розмірностей відповідних параметрів було отримано рівняння, описані в роботі [8]:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= (EI)^{\alpha_1} (g)^{\alpha_2} (q)^{\alpha_3} L \\ K_2 &= (EI)^{\beta_1} (g)^{\beta_2} (q)^{\beta_3} \omega \\ K_3 &= (EI)^{\xi_1} (g)^{\xi_2} (q)^{\xi_3} V_{kn} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

де  $\alpha_i, \beta_i, \xi_i$  – невідомі коефіцієнти.

У разі використання незалежних параметрів із розмірностями  $[H]$ ,  $[M]$ ,  $[T]$  система рівнянь (1) набуває вигляду:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= (HM^2)^{\alpha_1} (MT^{-2})^{\alpha_2} (HM^{-1})^{\alpha_3} M = 1 \\ K_2 &= (HM^2)^{\beta_1} (MT^{-2})^{\beta_2} (HM^{-1})^{\beta_3} T^{-1} = 1 \\ K_3 &= (HM^2)^{\xi_1} (MT^{-2})^{\xi_2} (HM^{-1})^{\xi_3} MT^{-1} = 1 \end{aligned} \right\}. \quad (2)$$

При зведенні однотипних одиниць вимірювання отримано:

$$\left. \begin{aligned} (H)^{\alpha_1+\alpha_3} (M)^{2\alpha_1+\alpha_2-\alpha_3+1} (T)^{-2\alpha_2} &= 1 \\ (H)^{\beta_1+\beta_3} (M)^{2\beta_1+\beta_2-\beta_3} (T)^{-2\beta_2-1} &= 1 \\ (H)^{\xi_1+\xi_3} (M)^{2\xi_1+\xi_2-\xi_3+1} (T)^{-2\xi_2-1} &= 1 \end{aligned} \right\}. \quad (3)$$

Зіставлено однорідні показники степенів у відповідності до невідомих величин  $\alpha_i, \beta_i, \xi_i$  і отримано таку систему рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} 2\alpha_1 + \alpha_2 - \alpha_3 + 1 &= 0 \\ \alpha_1 + \alpha_3 &= 0 \\ -2\alpha_2 &= 0 \\ \beta_1 + \beta_3 &= 0 \\ 2\beta_1 + \beta_2 - \beta_3 &= 0 \\ -2\beta_2 - 1 &= 0 \\ \xi_1 + \xi_3 &= 0 \\ 2\xi_1 + \xi_2 - \xi_3 + 1 &= 0 \\ -2\xi_2 - 1 &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (4)$$

У результаті розв'язку системи рівнянь (4) визначено:

$$\left. \begin{aligned} \alpha_1 &= -1/3, \alpha_2 = 0, \alpha_3 = 1/3 \\ \beta_1 &= 1/6, \beta_2 = -1/2, \beta_3 = -1/6 \\ \xi_1 &= -1/6, \xi_2 = -1/2, \xi_3 = 1/6 \end{aligned} \right\}. \quad (5)$$

Підставляючи величини  $\alpha_i, \beta_i, \xi_i$  в (1), отримано:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= \sqrt[3]{q/EI} L \\ K_2 &= \sqrt[6]{EI/q} \frac{\omega}{\sqrt{g}} \\ K_3 &= \sqrt[6]{q/EI} \frac{V_{kn}}{\sqrt{g}} \end{aligned} \right\}. \quad (6)$$

Наведені критерії подібності  $K_i$  пов'язані однієї величиною – безрозмірною одиницею довжини  $\mu$  [9, 10]:

$$\mu = \sqrt[3]{EI/q}. \quad (7)$$

Після зіставлення залежностей (6) та (7) критерії подібності  $K_i$  набувають вигляду:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= L/\mu \\ K_2 &= \omega \sqrt{\mu/g} \\ K_3 &= V_{kn} / \sqrt{\mu g} \end{aligned} \right\}. \quad (8)$$

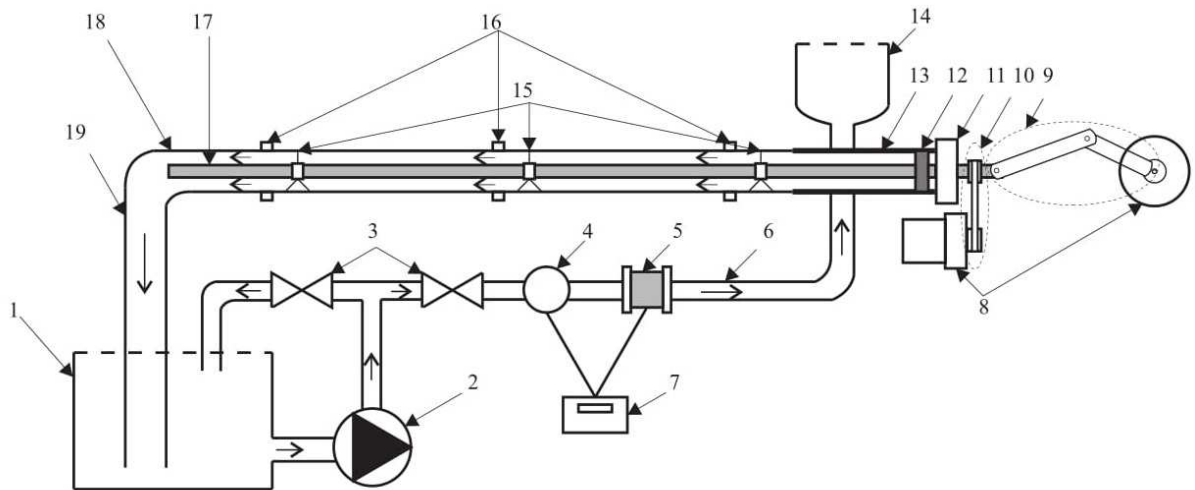
Використовуючи необхідні та достатні умови подібності двох явищ або процесів [11], позначивши параметри моделі індексом «м» і природи – «н», отримаємо такі умови подібності:

$$\left. \begin{aligned} L_n / \mu_n &= L_m / \mu_m \\ \omega_n^2 \mu_n &= \omega_m^2 \mu_m \\ V_{kn}^2 / \mu_n &= V_{km}^2 / \mu_m \end{aligned} \right\}. \quad (9)$$

Згідно системи (9) для моделювання бурильних труб діаметром 101,6 мм необхідним є застосування труби діаметром 13 мм, для діаметра свердловини 181 мм (діаметр долота 165,1 мм і лінійний коефіцієнт кавернозності 1,1) труби діаметром 23,2 мм.

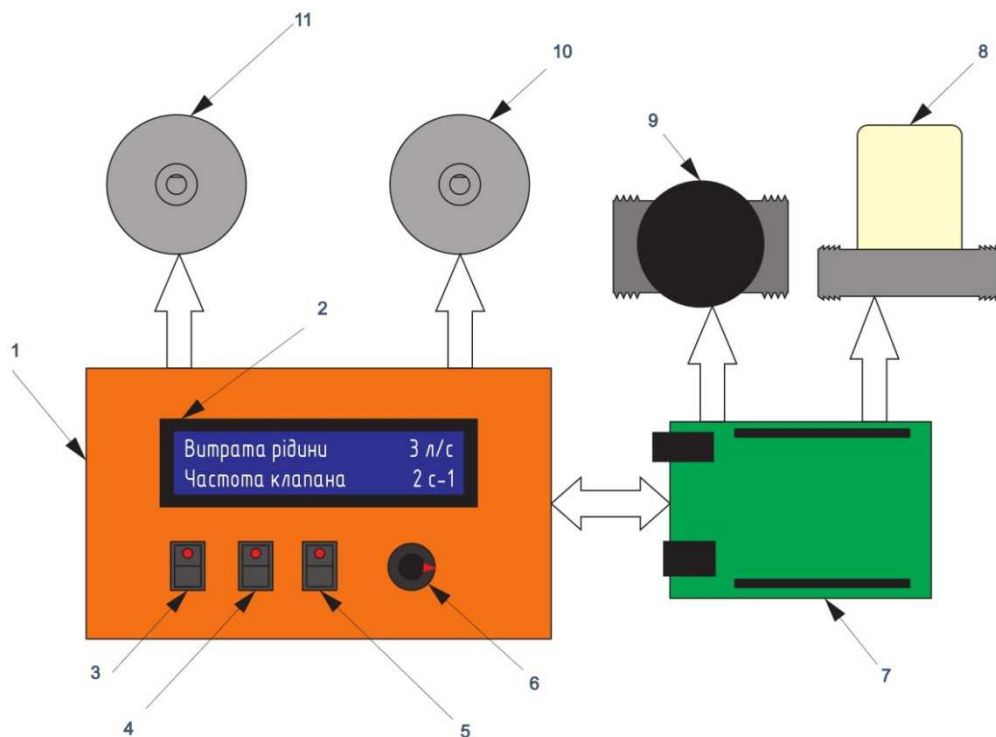
Для моделювання бурильних труб згідно (9) застосовується алюмінієвий стрижень, на який одягнуто гумовий шланг зовнішнім діаметром 13 мм. Для моделювання стовбура свердловини в основній частині застосовується скляна трубка із внутрішнім діаметром 23,2 мм і товщиною стінки 1,4 мм.

З робочої ємкості за допомогою відцентрового насоса промивальна рідина рухається нагнітальною лінією до кільцевого простору основної частини установки. Тут розташовані регулювальні крани і давач витрати промивальної рідини, а також електромагнітний клапан. Електромагнітний клапан створює пульсуючий потік промивальної рідини. Разом із давачем витрати рідини він підключений до блоку керування, за допомогою якого здійснюється керування установкою і на екрані якого виводяться параметри роботи клапана. До моделі бурильної колони під'єднано два двигуни-редуктори.



1 – резервуар для рідини; 2 – насос; 3 – крани для регулювання витрати промивальної рідини; 4 – давач витрати промивальної рідини; 5 – електромагнітний клапан; 6 – нагнітальна лінія; 7 – блок керування; 8 – мотор-редуктор; 9 – кривошипно-шатунний механізм; 10 – пасова передача; 11 – сальник; 12 – підшипник; 13 – пластикова труба; 14 – резервуар для рівноваги рівня рідини; 15 – центратори; 16 – давачі відстані; 17 – алюмінієвий стрижень з гумовим шлангом; 18 – скляна трубка; 19 – викидна лінія

**Рисунок 1 – Схема експериментальної установки для моделювання процесу промивання свердловин**



1 – блок керування; 2 – екран; 3 – тумблер вкл/викл. двигуна обертання бурильної колони; 4 – тумблер вкл/викл. двигуна повздовжнього руху вала; 5 – тумблер вкл/викл. клапана пульсації; 6 – енкодер для регулювання частоти пульсації; 7 – керуюча плата; 8 – електромагнітний клапан; 9 – давач витрати промивальної рідини; 10 – двигун для повздовжнього руху бурильної колони; 11 – двигун для обертання бурильної колони

**Рисунок 2 – Схема керування експериментальною установкою**

Таблиця 1 – План експерименту для оцінки впливу факторів на процес винесення гірської породи

Дослід	Фактори і діапазон їх зміни						
	витрата промивальної рідини, л/с.	ексцентриситет бурильної колони, мм	тип промивальної рідини	розмір фракції гірської породи, мм	частота пульсацій, Гц	обертання бурильної колони	повздовжнє переміщення бурильної колони
1	0,094	0,3	вода	0,1	0	відсутнє	відсутнє
2	0,17	0,3	вода + 1,2% Duo-vis	0,1	0	постійне	постійне
3	0,17	0,3	вода	0,8	16	постійне	відсутнє
4	0,094	0,3	вода + 1,2% Duo-vis	0,8	16	відсутнє	постійне
5	0,17	5	вода + 1,2% Duo-vis	0,8	0	відсутнє	відсутнє
6	0,094	5	вода	0,8	0	постійне	постійне
7	0,094	5	вода + 1,2% Duo-vis	0,1	16	постійне	відсутнє
8	0,17	5	вода	0,1	16	відсутнє	постійне

Один з них за допомогою пасової передачі здійснює обертання вала навколо своєї осі, інший за допомогою кривошипно-шатунного механізму здійснює рух вала вздовж осі. На одному з кінців модельованої бурильної труби встановлено сальник для герметизації кільцевого простору і підшипник для забезпечення якісного обертання вала. Також до цієї труби під'єднано резервуар для подачі гірської породи з витратою, що моделює проходку 1 м/год. Для центрування і задання певного ексцентриситету на валу розташовані центратори. Давачі відстані, за допомогою яких фіксується висота осідання гірської породи, розташовані на скляній трубці. Промивальна рідина після скляної трубки по викидній лінії потрапляє в робочу ємність, після чого відбувається повторний цикл.

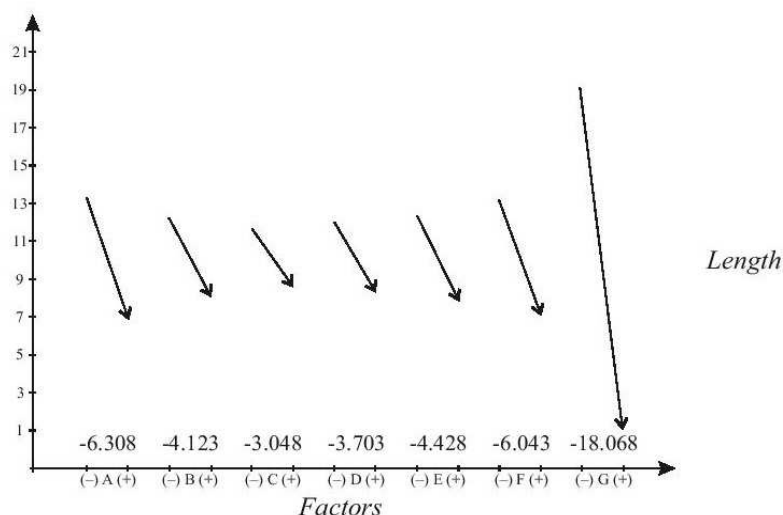
Керування установкою здійснюється за допомогою блоку керування, на передній панелі якого встановлено кнопки для вмкнення двигунів обертання бурильної колони навколо своєї осі, її руху вздовж осі, та подачі струму на електромагнітний клапан для створення пульсацій розчину. Також на панелі знаходиться енкодер для зміни частоти роботи електромагнітного клапана і екран, на який виводяться основні параметри роботи установки. Основне управління процесом відбувається через плату керування, до якої під'єднано кнопку для подачі струму на електромагнітний клапан, енкодер для зміни частоти закриття електромагнітного клапана, рідкокристалічний екран і давач витрати рідини.

Для оцінки впливу факторів на процес переміщення гірської породи промивальною рідиною по кільцевому простору на експериментальній установці в залежності від кількості цих факторів і діапазону їх зміни можуть бути використані різні плани експериментів [5, 6]. Це плани для моделей першого порядку – ПФЕ (повний факторний експеримент) і ДФЕ (дробовий факторний експеримент), для моделей другого і вищих порядків – ЦКП (центральні композиційні плани), за методом латинських квадратів та інші.

У ході проведення досліджень нами розглядався вплив наступних факторів:

- витрата промивальної рідини;
- ексцентричне розміщення бурильної колони;
- тип промивальної рідини (реологічні властивості);
- розмір фракції гірської породи;
- частота пульсацій для створення пульсуючого характеру руху рідини;
- обертання бурильної колони;
- повздовжній рух бурильної колони.

Для оцінки впливу цих факторів діапазон їх зміни було прийнято на двох рівнях. Після проведення тестових досліджень було прийнято такі значення діапазону зміни факторів: витрата промивальної рідини – 0,094 л/с. і 0,17л/с; ексцентриситет бурильної колони – 0,0003 м і 0,005 м; в якості промивальної рідини використовувати воду та воду із додаванням біополімера Duo-vis з масовою концентрацією 1,2%; розмір фракції гірської породи – 0,1 мм і 0,8 мм; час-



Фактори: *A* – ексцентриситет; *B* – пульсації; *C* – розмір фракції шламу; *D* – повздовжній рух бурильної колони – відсутнє і постійне; *E* – тип промивальної рідини; *F* – обертання БК; *G* – витрата промивальної рідини

**Рисунок 3 – Залежність впливу факторів на значення площі осідання гірської породи**

тота пульсацій – 0 Гц і 16 Гц; обертання та повздовжній рух бурильної колони – відсутнє і постійне.

Згідно цих даних для побудови плану експерименту було використано план «Тагуті» для 7 факторів із 2 рівнями. Результати побудованого плану експерименту наведено в таблиці 1.

Під час проведення лабораторних досліджень за допомогою давачів відстані, значення висоти осідання гірської породи записувались на керуючу плату. Після обробки результатів отримано значення показника якості винесення шламу у вигляді площі осідання гірської породи. Результати проведених досліджень наведено в таблиці 2.

**Таблиця 2 – Результати експерименту для оцінки впливу факторів на процес винесення гірської породи**

Дослід	Площа осідання гірської породи, мм <sup>2</sup>
1	3,3
2	0,076
3	0,172
4	1,77
5	0,115
6	1,39
7	1,21
8	0,08

Для оцінки значущості впливу досліджуваних факторів на якість винесення гірської породи було здійснено обробку результатів у програмному забезпеченні «Mathcad Prime». За

отриманими результатами побудовано графічну залежність, що зображена на рисунку 3.

Результати цієї графічної залежності відображають ступінь значущості впливу кожного фактору на якість промивання свердловин. Відповідно до рисунка, що фактори позитивно впливають на транспортування шламу за рахунок зменшення площі осідання шламу. Найбільший позитивний вплив на неї здійснює витрата промивальної рідини, а найменший - розмір фракції гірської породи.

Кількість дослідів і отримані результати є достатніми для оцінки значущості впливу факторів, однак для детальнішого вивчення їх впливу з врахуванням більш широкого діапазону зміни факторів рекомендується застосовувати інші плани експерименту, що планується розглянути в подальшій роботі.

**Висновки**

Розроблено критерії подібності процесу промивання свердловин, відповідно до яких розроблено конструкцію експериментальної установки для визначення впливу факторів на якість транспортування шламу.

Згідно з попередніми дослідженнями визначено основні фактори і діапазони їх зміни для побудови плану експерименту. Отримано графічні залежності впливу технологічних факторів на процес транспортування гірської породи.

Встановлено вплив факторів на якість транспортування шламу. Виділено фактори, котрі забезпечують найбільш вагомий позитивний вплив на зменшення площі осідання шламу в кільцевому просторі.

1. Давиденко А. Н., Игнатов А. А., Полищук П. П. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин: монография. Днепропетровск, 2016. 116 с.

2. Крылов В. И., Крещул В. В. Гидродинамические особенности бурения горизонтальных скважин. *Бурение скважин*. 2000. №6. С. 18-21.

3. Тунгусов С. А. Повышение эффективности промывки скважин за счет использования пульсирующего потока: дис.: канд. техн. наук. Москва, 2009.

4. Хабибуллин И. А. Совершенствование процессов транспортирования выбуренной породы при проходке горизонтальных скважин: дис.: канд. техн. наук. Уфа, 2008.

5. Мислюк М. А., Салижин Ю. М. Система выбору оптимальных рецептур обработки буровых розчинів. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 5. С. 25 – 28.

6. Мысльюк М. А., Васильченко А. А., Салыжин Ю. М., Кустурова Е. В. О выборе рецептуры обработки бурового раствора с учетом термостойкости. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2006. № 8. С. 47 – 52.

7. Акбулатов Т. О., Хабибуллин И. А. Моделирование лабораторной установки по исследованию процессов транспортирования выбуренной породы при проходке горизонтальных участков скважин. *Территория нефтегаз*. 2006. №12. С. 18-21.

8. Чудик І. І. Розвиток наукових основ буріння скерованих свердловин з мінімальними витратами енергії: дис.: док. техн. наук. Івано-Франківськ, 2011.

9. Измайлов Т. З., Мамедтагизаде А. М. Методика определения коэффициента трения и сил адгезии на приборе для исследования фрикционных свойств фильтрационных корок. *Известия ВУЗов. Нефть и газ*. 1979. № 2. С. 27–30.

10. Калинин А. Г., Никитин Б. А., Солodкий К. М., Султанов Б. З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. М: Недра, 1997. 651 с.

11. Мойсишин В. М. Про спіральний поздовжній згин рухомої бурильної колони в свердловині. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 1992. №2. С. 48–53.

1. Davidenko A. N., Ignatov A. A., Polischuk P. P. Transportirovka produktov razrusheniya pri burenii skvazhin: monografiya. Dnepropetrovsk, 2016. 116 p. [in Russian]

2. Kryilov V. I., Kretsul V. V. Gidrodinamicheskie osobennosti bureniya gorizontalnykh skvazhin. *Burenie skvazhin*. 2000. No6. P. 18-21. [in Russian]

3. Tungusov S. A. Povyishenie effektivnosti promyivki skvazhin za schet ispolzovaniya pulsiruyushego potoka: dis.: kand. tehn. nauk. Moskva, 2009. [in Russian]

4. Habibullin I. A. Sovershenstvovanie protsessov transportirovaniya vyiburenoy porodyi pri prohodke gorizontalnykh skvazhin: dis.: kand. tehn. nauk. Ufa, 2008. [in Russian]

5. Mysliuk M. A., Salyzhyn Yu. M. Systema vyboru optymalnykh retseptur obrobky burovyykh rozchyniv. *Naftova i hazova promyslovist*. 2007. No 5. P. 25 – 28. [in Ukrainian]

6. Myislyuk M. A., Vasilchenko A. A., Salyizhin Yu. M., Kusturova E. V. O vyibore retsepturyi obrabotki burovogo rastvora s uchetom termostoykosti. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2006. No 8. P. 47 – 52. [in Russian]

7. Akbulatov T. O., Habibullin I. A. Modelirovanie laboratornoy ustanovki po issledovaniyu protsessov transportirovaniya vyiburenoy porodyi pri prohodke gorizontalnykh uchastkov skvazhin. *Territoriya neftegaz*. 2006. No 12. P. 18-21. [in Russian]

8. Chudyk I. I. Rozvytok naukovykh osnov burinnia skerovanykh sverdlovyn z minimalnymy vytratamy enerhii: dys.: dok. tekhn. nauk. Ivano-Frankivsk, 2011. [in Ukrainian]

9. Izmaylov T. Z., Mamedtagizade A. M. Metodika opredeleniya koeffitsienta treniya i sil adgezii na pribore dlya issledovaniya friktsionnykh svoystv filtratsionnykh korok. *Izvestiya VUZov. Neft i gaz*. 1979. No 2. P. 27–30.

10. Kalinin A. G., Nikitin B. A., Solodkiy K. M., Sultanov B. Z. Burenie naklonnykh i gorizontalnykh skvazhin. M: Nedra, 1997. 651 p. [in Russian]

11. Moisyshyn V. M. Pro spiralnyi povzdovzhnii zghyn rukhomoi burylnoi kolony v sverdlovyni. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 1992. No 2. P. 48–53. [in Ukrainian]

## ВИЗНАЧЕННЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТОВИХ НАФТ ГРАФОАНАЛІТИЧНИМ СПОСОБОМ НА ПРИКЛАДІ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

С. С. Куровець\*, Е. О. Чорний

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. +38 066 7322657,  
e-mail: [sergiy.kurovec@gmail.com](mailto:sergiy.kurovec@gmail.com)

Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах в області високих температур і тисків на сьогодні має особливу актуальність. Особливість існуючих прогнозів полягає в тому, що термобаричні параметри залягання і фізичні параметри пластів нафти розглядаються як об'єднані середні величини в єдиній, цілісній Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Специфіка зміни кожного з них також була єдиною і вимушено розповсюджувалася на всю територію зони. У статті розглянуто важливе питання обґрунтування нового, більш детального прогнозу. Необхідно мати можливість передбачення основних характеристик і фазового стану пластів нафти в залежності від глибини залягання в різних частинах Внутрішньої зони. У статті розглянуто можливість визначення фізичних параметрів пластів нафти графоаналітичним способом лише за наявності результатів досліджень свердловин на установлених і неусталених режимах. Розроблений спосіб дозволяє оперативно визначити комплекс фізичних параметрів пластів нафти: тиск насичення, значення надтиску, газовміст, середній коефіцієнт розчинності газу, густину в пластових умовах, об'ємний коефіцієнт і усадки нафти, перерахунковий коефіцієнт усадки, коефіцієнт стисливості та термічного розширення, в'язкість, розподіл маси флюїду на рідинну і газову фази в стандартних поверхневих умовах та його випарування. Розрахункові рівняння базуються на застосуванні універсальної термодинамічної величини – молекулярної маси вуглеводневої системи. Являючись функцією тільки даного компонентного складу системи, молекулярна маса не залежить від тиску і температури. Цей спосіб дозволяє здійснити оцінку оперативних запасів флюїдів безпосередньо після одержання промислових припливів у першій свердловині, тобто ще до проведення комплексу лабораторних досліджень.

Ключові слова: тиск насичення, газовміст, об'ємний коефіцієнт, коефіцієнт усадки, в'язкість.

Прогнозирование фазового состояния углеводородов на больших глубинах в области высоких температур и давлений на сегодня имеет особую актуальность. Особенность существующих прогнозов заключается в том, что термобарические параметры залегания и физические параметры пластовых нефтей рассматриваются как объединенные средние величины в единой, целостной Внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Специфика изменения каждого из них также была единой и вынужденно распространялась на всю территорию зоны. В статье рассмотрены важный вопрос обоснования нового, более детального прогноза. Необходимо иметь возможность предсказания основных характеристик и фазового состояния пластовых нефтей в зависимости от глубины залегания в разных частях Внутренней зоны. В статье рассмотрена возможность определения физических параметров пластовых углеводородных флюидов графоаналитическим способом только при наличии результатов исследований скважин на установленных и неустановившихся режимах. Разработанный способ позволяет оперативно определять комплекс физических параметров пластовых нефтей: давление насыщения, значение сверхдавления, газосодержание, средний коэффициент растворимости газа, плотность в пластовых условиях, объемный коэффициент и усадки нефти, пересчетных коэффициент усадки, коэффициент сжимаемости и термического расширения, вязкость, распределение массы флюида на жидкостную и газовую фазы в стандартных поверхностных условиях и его испарения. Расчетные уравнения базируются на применении универсальной термодинамической величины - молекулярной массы углеводородной системы. Являясь функцией только данного компонентного состава системы, молекулярная масса не зависит от давления и температуры. Этот способ позволяет осуществить оценку оперативных запасов флюидов непосредственно после получения промышленных при токов в первой скважине, то есть еще до проведения комплекса лабораторных исследований.

Ключевые слова: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент усадки, вязкость.

*The prediction of the phase state of hydrocarbons at great depths in the area of high temperatures and pressures is of particular relevance today. The peculiarity of the current forecasts is that the pressure-and-temperature conditions of the occurrence and the physical parameters of the reservoir oils are considered as combined average values in a single, integral Inner Zone of the Pre-Carpathian Depression. The specificity of changing each of them is also the same and is forced to extend to the entire territory of the zone. The article considers an important issue of substantiation of a new, more detailed forecast. It is necessary to be able to predict the basic characteristics and phase state of reservoir oils depending on the depth of occurrence in different parts of the Inner Zone. The article considers the possibility of determining the physical parameters of formation hydrocarbon fluids by grapho-analytical method only when there are results of the research of wells at steady and unstable regimes. The developed method allows to quickly determine the set of physical parameters of reservoir oils: saturation pressure, overpressure value, gas content, average gas solubility coefficient, reservoir density, volume factor and oil shrinkage, conversion shrinkage factor, compressibility and thermal expansion factor, the distribution of fluid mass into liquid and gas phases under standard surface conditions and under the condition of fluid evaporation. The calculated equations are based on the use of universal thermodynamic quantity – the molecular weight of the hydrocarbon system. Being the function of only this component composition of the system, the molecular weight does not depend on pressure and temperature. This method allows to estimate the operational stocks of fluids immediately after receiving industrial inflows in the first well, i.e. before the complex of laboratory studies.*

Keywords: saturation pressure, gas content, volume factor, shrinkage factor, viscosity.

### Вступ

За останні 50-60 років на території Західної України було виявлено і розвідано близько сотні нових родовищ і покладів вуглеводневої сировини на старих родовищах та одержано значний обсяг інформації про властивості газів, газоконденсатних систем і пластових нафт. На сьогодні нарізана потреба в упорядкуванні наявних матеріалів і прогнозуванні властивостей вуглеводнів у надрах окремих нафтогазоносних територій. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах в області високих температур і тисків на сьогодні є вкрай актуальним.

**Огляд досліджень.** У прогнозі 1973 р. [1] використано додатково результати досліджень нафт ряду нових родовищ, відкритих у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Виділено два типи флюїдів – нафти звичайного типу та нафти (системи) перехідного стану (НПС) або гранично насичені газом (при  $P_n = P_{пл}$ ). До останнього належали НПС Тянявського родовища і Уличнянського блоку Орів-Уличнянського родовища. Такі флюїди були вперше відкриті на території Карпатської провінції. Крім того, до другого типу відносилися повністю насичені газовою фазою нафти Північнодолинського і Гвізд-Старунського родовищ. Конфігурації кривих  $G = f(H)$  вказували на те, що нафти звичайного типу поступово перетворюватимуться в перехідні системи на глибинах  $H > 4500-5000$  м. На цих глибинах флюїди другого типу будуть заміщатися газоконденсатами. Криві зміни інших параметрів тільки підтверджували даний висновок.

Через 10 років підготовлено останній прогноз [2]. За цей час відкрито нафти обох типів у

глибокозалягаючих покладах (4400-4610 м) Заводівського родовища, НПС на Новосхідницькому (4200 м) і Рожнятівському (4600 м) родовищах, а також досліджено пластові нафти в окремих горизонтах на Семигинівському (4530 м), Росільнянському і Чечвинському родовищах. Відповідно до узагальнених результатів експериментальних досліджень, усі пластові флюїди були зосереджені в трьох групах, кожна з яких характеризувалася індивідуальними градієнтами зміни газу вмістів  $\frac{\Delta G}{\Delta H}$  (та інших па-

раметрів) при зануренні продуктивних відкладів,  $\text{м}^3/\text{м}^3/100$  м: високими – 8,65; середніми – 8,00 м та низькими – 6,65м. Інтервали заміщення різних груп нафт у цьому прогнозі дещо розширилися. Гранично насичені газом флюїди (перша група) переходять в НПС на глибинах 3000-3400 м. Для другої і третьої груп глибини заміщення збільшуються відповідно до 4500-5000 і 5500-6000 м [3, 4].

Припускалося, що нижче 5000 м за умов  $P_{пл} > 85-90$  МПа і  $t_{пл} > 130$  °С основна кількість пластових флюїдів (приблизно 85 % від загальної) являтиме собою газоконденсатні системи. У 1983-1993 р на значних глибинах 5360, 5650 і 5750 м відкрито три поклади НПС (Янківське, Підберезьке і Соколовецьке родовища). Газоконденсатних покладів не виявлено [5, 6].

Теоретичному обґрунтуванню про термічну стабільність рідких вуглеводнів до 300 °С протягом тривалого геологічного часу присвячені роботи [7, 8].

Особливість наведених прогнозів полягає в тому, що термобаричні параметри залягання і фізичні параметри пластових нафт розглядаються як об'єднані середні величини в єдиній, цілісній Внутрішній зоні. Специфіка зміни ко-

жного з них також була єдиною і вимушено розповсюджувалася на всю територію зони. Глибини заміщення флюїдів оцінювалися шляхом екстраполяції усереднених кривих  $G = f(H)$ . При використанні на практиці подібних кривих, універсальних для великого регіону, певною мірою знижується достовірність пошуку значень конкретних параметрів. Для сучасного етапу фундаментального вивчення нафтогазоносності Карпатського регіону цього недостатньо [9, 10].

Отже, виникає важлива проблема в обґрунтуванні нового, більш детального прогнозу. Необхідно мати можливість передбачення основних характеристик і фазового стану пластових нафт в залежності від глибини залягання в різних частинах Внутрішньої зони.

### Висвітлення основного матеріалу дослідження

Під час пошуково-розвідувальних робіт іноді виникає потреба у підрахунку (оцінці) оперативних запасів нафти або газу і конденсату безпосередньо після одержання промислових припливів у першій свердловині, тобто ще до проведення комплексу лабораторних досліджень наявних кондиційних проб вуглеводневих флюїдів і одержання необхідних підрахункових параметрів [11]. Для їхнього одержання, крім відомостей про продуктивність свердловин, потрібні проби нафти, відібрані глибинними пробовідбірниками, а для газоконденсатних систем – проби відсепарованого газу і сирого конденсату, відібрані із промислового сепаратора, а також відповідний час для виконання хімічних аналізів і термодинамічних досліджень на установках фазової рівноваги. Зокрема, трапляються випадки, коли необхідні проби з різних причин не вдається одержати взагалі, отже, відсутні достатні матеріали для ГЕО-2 – попередньої геолого-економічної оцінки промислового значення запасів і навіть для ГЕО-1 – детальної геолого-економічної оцінки ефективності їхнього промислового освоєння.

Параметри, що потрібні для підрахунку запасів нафти і конденсату, можуть із задовільною точністю бути оцінені за допомогою графоаналітичних способів лише за наявності результатів дослідження свердловин на усталених і неусталених режимах. Для визначення параметрів нафт достатньо мати відомості про газовий фактор і епюру тисків вздовж стовбура свердловини, що знята у статичному стані під час вимірювання початкового пластового тиску. Для газоконденсатних систем слід одержати значення конденсатного фактора на стаціо-

нарних режимах роботи свердловини, або хоч на одному режимі, при якому забезпечується повне винесення рідини з вибою, тобто якщо лінійна швидкість потоку газу на вході в насосно-компресорні труби перевищує 4 м/с. Крім цього, потрібно визначити густину дегазованого (стабільного) конденсату в стандартних умовах, що не складно зробити у разі застосування пікнометра або ареометра. Важливо зауважити, що будь-які графоаналітичні способи є приблизними, не можуть бути рівноцінними з результатами експериментальних досліджень і цілком вито їх замінити.

Розроблений спосіб дозволяє оперативно визначати комплекс фізичних параметрів пластових нафт: тиск насичення  $p_n$ , значення надтиску  $\Delta p$ , газоміст  $G$ , середній коефіцієнт розчинності газу  $\alpha_{сер}$ , густину в пластових умовах  $\rho_n$ , об'ємний коефіцієнт  $\lambda_{пл}$  і усадку нафти  $b$ , перерахунковий коефіцієнт усадки  $\theta$ , коефіцієнт стисливості  $\beta$  та термічного розширення  $\eta_t$ , в'язкість  $\mu_{пл}$ , розподіл маси флюїду  $G_{пл}$  на рідину  $G_n$  і газу  $G_g$  фази в стандартних поверхневих умовах та його випарування  $V$ .

Всі розрахункові рівняння базуються на застосуванні універсальної термодинамічної величини – молекулярної маси вуглеводневої системи  $M_{пл}$ . Будучи функцією тільки даного компонентного складу системи,  $M_{пл}$  не залежить від тиску і температури. За її допомогою безпосередньо встановлюються значення вказаних вище фізичних параметрів (окрім тиску насичення та в'язкості). Розрахунки  $p_n$  і  $\mu_{пл}$  вимагають додаткової інформації. Для оцінки тиску насичення  $p_n$  необхідно мати ще й результати вимірювання густини дегазованої (стабільної) нафти  $\rho_{нд}$ , а для в'язкості  $\mu_{пл}$  – заміри пластової температури  $t_{пл}$ .

Рекомендується застосовувати розглянуті далі рівняння і залежності.

Тиск насичення пластової нафти  $p_n$  визначають за рівнянням:

$$\lg p_n = 3,0200 - K M_{пл}, \quad 10^{-1} \text{ МПа}, \quad (1)$$

$$\text{де } K = \frac{0,00183}{1,476 \cdot \rho_{нд} - 1};$$

$\rho_{нд}$  – густина дегазованої (стабільної) нафти, т/м<sup>3</sup> (г/см<sup>3</sup>).

Рівняння (1) застосовується в діапазоні  $45 < M_{пл} < 350$  та  $0,75 < \rho_{нд} < 0,95$  т/м<sup>3</sup>. Середня похибка розрахунку становить 11,8 %.

Якщо розчинена летка фаза пластової нафти вміщує велику кількість розчинених сполук  $C_{3+}$  (>30-40 молярн. %), то результати визначення  $p_n$  згідно з (1) будуть явно завищеними

Таблиця 1 – Значення  $p_n$  при різних  $M_{пл}$  для пластових нафт з високим вмістом компонентів  $C_{3+}$  у леткій фазі

$M_{пл}$	90	95	100	105	115	125	135	145	155	165
$p_n, \text{МПа}$	7,90	6,75	5,80	5,00	3,70	2,80	2,00	1,48	1,18	1,00

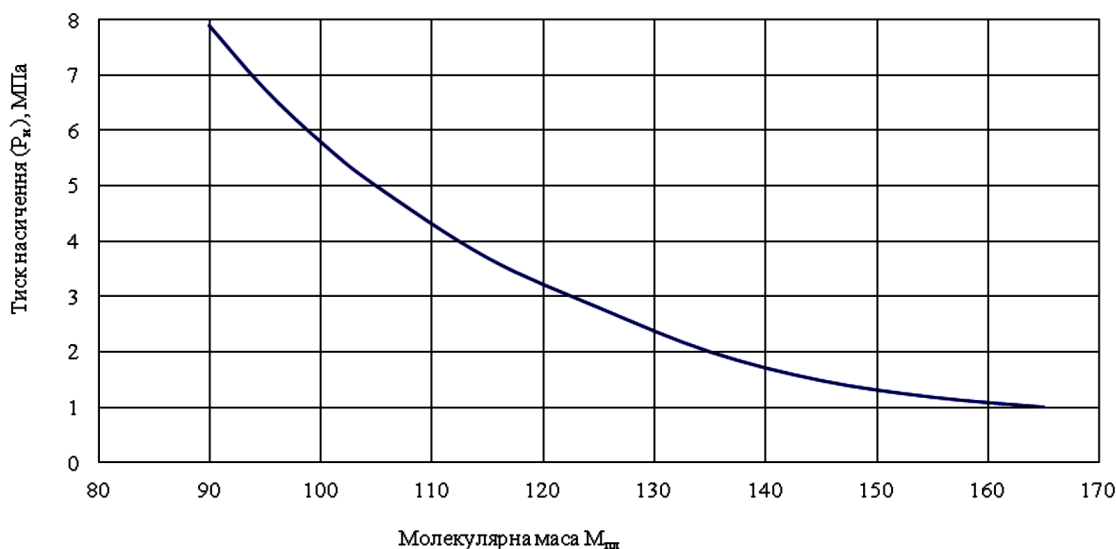


Рисунок 1 – Залежність тиску насичення від молекулярної маси пластових нафт з високим вмістом компонентів  $C_{3+}$  у леткій фазі

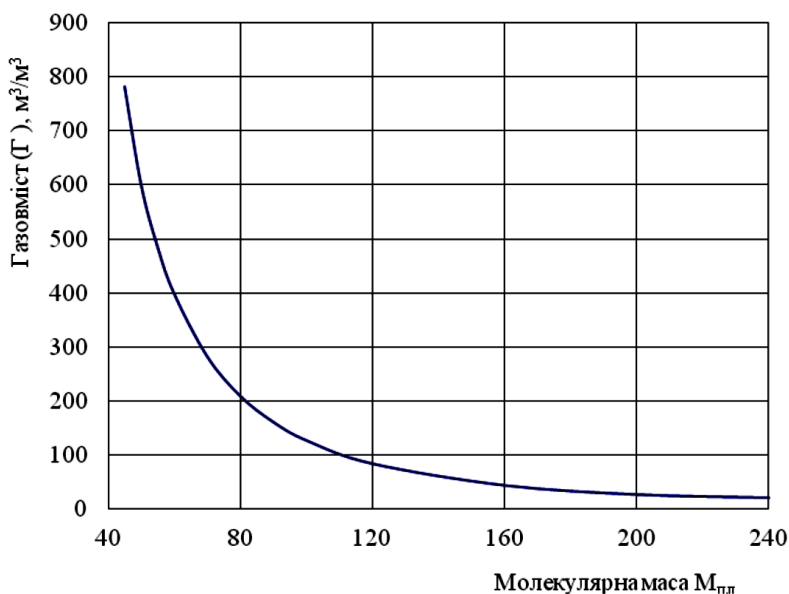


Рисунок 2 – Залежність газовмісту від молекулярної маси пластових нафт

(іноді у декілька разів). При таких незвичних складах газу і густини його  $>1,40-1,45 \text{ кг/м}^3$  слід користуватися даними таблиці 1 або знаходити відповідні тиски насичення з рис. 1.

Якщо відомі пластовий тиск  $p_{пл}$  і тиск насичення  $p_n$ , визначають надтиск  $\Delta p$ , під впливом якого знаходиться нафта та газовміст  $\Gamma$ :

$$\Delta p = p - p_n, \text{ МПа} \quad (2)$$

$$\Gamma = 3,784 \cdot 10^6 \cdot M_{пл}^{-2,237}, \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad (3)$$

$$\lg \Gamma = 6,5779 - 2,2371 \lg M_{пл}, \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (4)$$

Рівняння (3, 4) можна застосовувати в діапазоні  $45 < M_{пл} < 350$ , тобто для  $10 < \Gamma < 750 \text{ м}^3/\text{м}^3$  при середній похибці розрахунку 14,0 %. Графік залежності  $\Gamma = f(M_{пл})$  зображено на рис. 2.

За наявними параметрами  $p_n$  і  $\Gamma$ , одержаними з поданих вище рівнянь, таблиць і рисунків, можна визначити коефіцієнт розчинності газу  $\alpha_{сер}$ :

$$\alpha_{сер} = \frac{\Gamma}{p_n}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ МПа}^{-1} \quad (5)$$

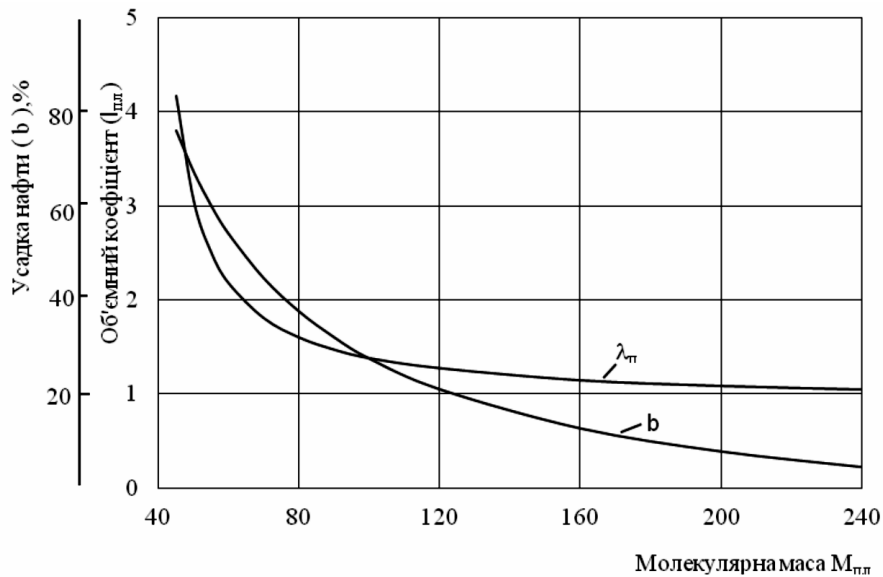


Рисунок 3 – Залежність об’ємного коефіцієнта і усадки від молекулярної маси пластових нафт

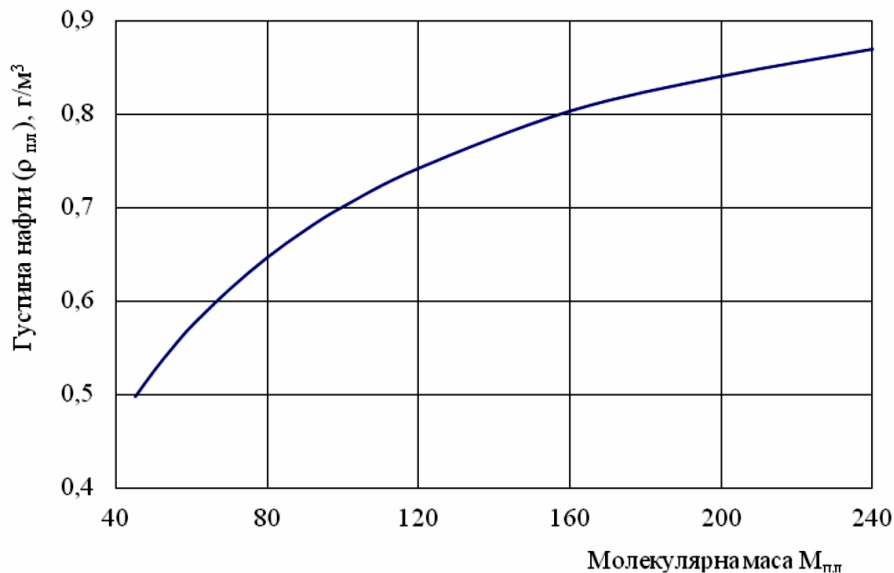


Рисунок 4 – Залежність густини нафти в пластових умовах від молекулярної маси

та об’ємний коефіцієнт  $\lambda_{пл}$  і усадку  $b$  нафти:

$$\lambda_{пл} = \frac{M_{пл}}{1,119M_{пл} - 39,567}, \quad (6)$$

$$b = \left( \frac{\lambda_{пл} - 1}{\lambda_{пл}} \right) 100, \% . \quad (7)$$

Вказані рівняння застосовуються в діапазоні  $40 < M_{пл} < 350$  ( $1,0 < \lambda_{пл} < 5,0$  або  $0 < b < 80$  %). Середня похибка розрахунків – 3,2 %. Відповідні залежності наведені на рис. 3.

Додатково визначається перерахунковий коефіцієнт усадки  $\theta$ :

$$\theta = \frac{1}{\lambda_{пл}} \quad (8)$$

та густина нафти  $\rho_n$  в пластових умовах:

$$\rho_n = \frac{M_{пл}}{47,409 + 0,953M_{пл}}, \text{ т/м}^3 \text{ (г/см}^3\text{)}. \quad (9)$$

Рівняння застосовується в діапазоні  $40 < M_{пл} < 400$  ( $0,40 < \rho_{пл} < 0,95$  т/м<sup>3</sup>) з середньою похибкою 2,7 %. Графік залежності  $\rho_{пл} = f(M_{пл})$  наведений на рис. 4.

Коефіцієнти стисливості  $\beta$  і термічного розширення  $\eta_T$  дорівнюють відповідно:

$$\beta = 0,427 + \frac{33,1}{M_{пл}} + \frac{10210}{M_{пл}^2}, \quad 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}, \quad (10)$$

$$\eta_T = 0,450 + \frac{41,414}{M_{пл}}, \quad 10^{-3} \text{ (}^\circ\text{C)}^{-1}. \quad (11)$$

Рівняння (10) може застосовуватися в межах  $40 < M_{пл} < 400$ , а рівняння (11) – в діапазоні

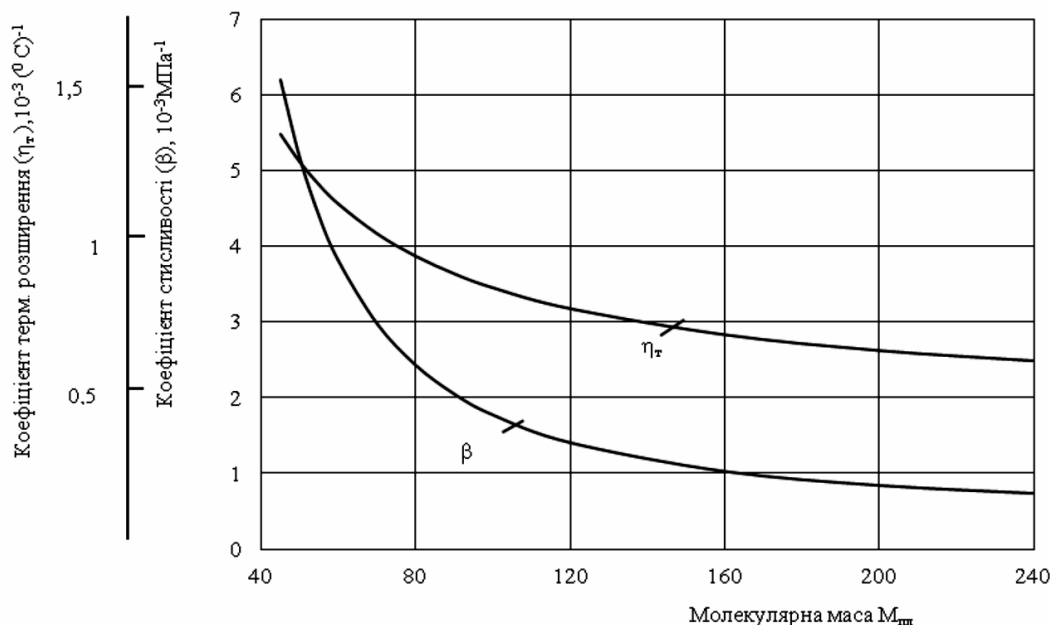


Рисунок 5 – Залежність коефіцієнтів термічного розширення і стисливості від молекулярної маси пластової нафти

40 < M<sub>пл</sub> < 450. Середні похибки розрахунків: для (10) – 12,3 %, для (11) – 9,1 %.

Залежності β = f (M<sub>пл</sub>) та η<sub>r</sub> = f (M<sub>пл</sub>) зображені на рис. 5.

В'язкість нафти μ<sub>пл</sub> визначають за рівнянням:

$$\mu_{пл} = \frac{0,01M_{пл}(a + 0,01M_{пл} \cdot b)}{(c - 0,01M_{пл})^2}, \text{ мПа}\cdot\text{с}, \quad (12)$$

де a, b і c – постійні коефіцієнти в заданих інтервалах пластових температур Δt<sub>пл</sub>; їх значення слід підбирати, користуючись наведеною таблицею 2.

Таблиця 2 – Значення коефіцієнтів рівняння (12) для різних інтервалів пластових температур

Інтервал пластових температур, °C	Значення коефіцієнтів		
	a	b	c
t <sub>пл</sub> ≤ 30	4,15	7,05	3,63
30 < t <sub>пл</sub> ≤ 70	4,48	8,24	4,76
70 < t <sub>пл</sub> ≤ 110	5,44	10,66	6,00
t <sub>пл</sub> > 110	9,5	17,1	8,60

Рівняння (12) є універсальним і забезпечує розрахунок в'язкості більшості пластових нафт з молекулярною масою M<sub>пл</sub> > 45–50 (0,2 < μ<sub>пл</sub> < 200 мПа·с) практично при будь-якій пластовій температурі. Середні похибки визначення μ<sub>пл</sub> для окремих інтервалів Δt<sub>пл</sub>: ≤ 30 °C – 15,3 %; 31–70 °C – 16,0 %; 71–110 °C – 16,7% та > 110 °C – 18,0 %.

Розподіл маси пластової нафти G<sub>пл</sub> на рідинну G<sub>н</sub> і газову G<sub>г</sub> фази в стандартних поверхневих умовах (P<sub>с</sub>=760 ммHg; t=20 °C) визначають у такий спосіб. Приймаючи, що G<sub>пл</sub> – одиниця маси флюїду, одержують частку рідинної фази G<sub>н</sub>, що дорівнює:

для 40 ≤ M<sub>пл</sub> ≤ 100

$$G_n = \frac{M_{пл}}{47,6 + 0,686M_{пл}}, \text{ част. один.}; \quad (13)$$

для M<sub>пл</sub> ≥ 100

$$G_n = \frac{M_{пл}}{28,6 + 0,882M_{пл}}, \text{ част. один.} \quad (14)$$

Середня похибка розрахунку G<sub>н</sub> (за 13 або 14) складає 3,2 %. Оскільки G<sub>пл</sub> = G<sub>н</sub>+G<sub>г</sub>, то у вищевказаних інтервалах M<sub>пл</sub> частка газової фази:

$$G_g = 1 - \frac{M_{пл}}{46,7 + 0,686M_{пл}}, \text{ част. один.} \quad (15)$$

та

$$G_g = 1 - \frac{M_{пл}}{28,6 + 0,882M_{пл}}, \text{ част. один.} \quad (16)$$

Ця частка газової фази флюїду (з одиниці маси G<sub>пл</sub>), виражена у відсотках, визначає його випарування B, тобто:

$$B = \left( 1 - \frac{M_{пл}}{47,6 + 0,686M_{пл}} \right) \cdot 100, \quad (17)$$

$$B = \left( 1 - \frac{M_{пл}}{28,6 + 0,882M_{пл}} \right) \cdot 100. \quad (18)$$

Залежності G<sub>н</sub> = f (M<sub>пл</sub>) та B = f (M<sub>пл</sub>) наведені на рис. 6.

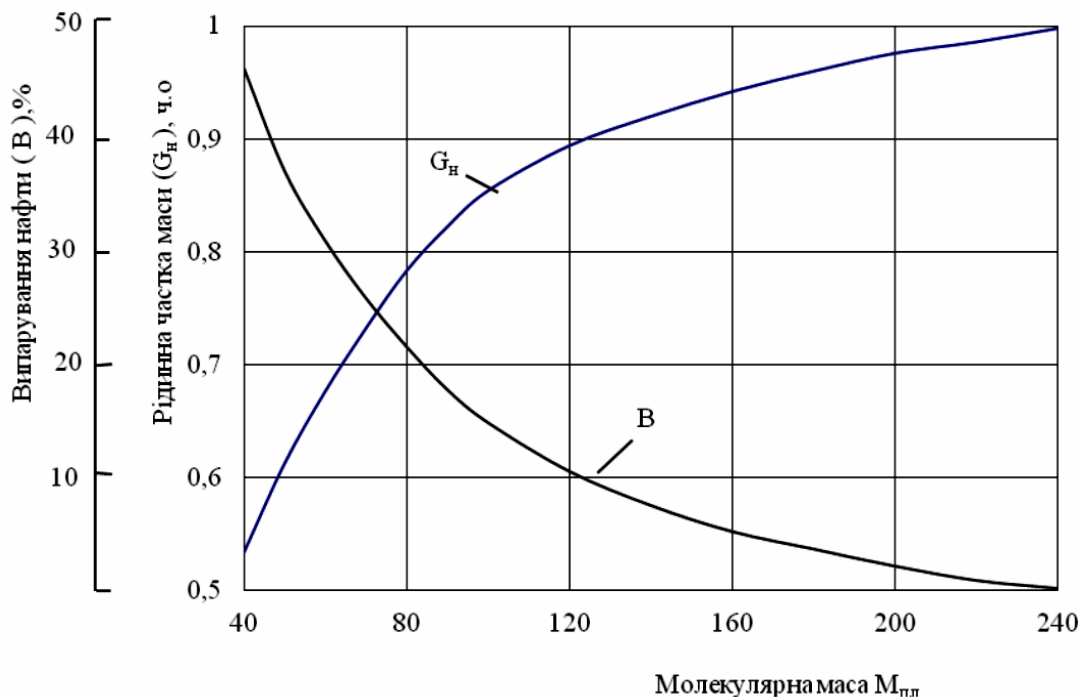


Рисунок 6 – Залежність рідинної частки маси і випаровування пластової нафти від її молекулярної маси

Значення всіх фізичних параметрів, що встановлюються за допомогою розробленого графоаналітичного способу, відповідають процесу стандартного однократного розгазування пластових нафт.

Для практичного застосування розрахункових рівнянь необхідно, насамперед, визначити молекулярну масу вуглеводневого флюїду  $M_{пл}$ . Задача вирішується без ускладнень за наявності достатньо якісних первинних матеріалів дослідження розвідувальних свердловин. Аналізуються і приймаються до уваги наступні дані:

1. Результати вимірювання статичного тиску в закритих свердловинах (епюри  $p_{пл}$ ).
2. Заміри газових факторів промислової продукції нафти.

Приблизну оцінку  $M_{пл}$  можна здійснити, використовуючи криві рис. 2 (при допущенні, що газовий фактор відповідає газовмісту флюїду,  $GФ = Г$ ) або рис. 4, де  $\rho_{пл}$  розглядають як густину флюїду у стовбурі свердловини.

Для більш точного визначення молекулярної маси пластової нафти рекомендуються рівняння:

$$\lg M_{пл} = 2,9410 - 0,447 \lg GФ \quad (19)$$

та

$$M_{пл} = \frac{47,409\rho_{пл}}{1 - 0,953\rho_{пл}} \quad (20)$$

Вирази (19 і 20) є майже рівноцінними. Проте практика реалізації графоаналітичного способу показує, що перевагу слід віддавати

визначенню  $\rho_{пл}$  шляхом вимірювання глибинних тисків,  $p = f(H)$ . Результати визначення газових факторів  $GФ$  в промислових умовах не можна вважати достатньо надійними. Здебільшого вони є суттєво заниженими порівняно з дійсними газовмістами пластових нафт  $G$ . Достовірність вимірювання  $GФ$  залежить від ряду факторів: компонентних складів фаз флюїду, застосованих типів контрольно-вимірювальних приладів, пір року, особливостей клімату в даному районі тощо. Згідно з аналізом фактичних матеріалів у 81 % випадків  $GФ < G$  на 9–89 % (у середньому на 37 %).

Епюри  $p = f(H)$  розцінюють, передусім, як залежності прямолінійного характеру. Тоді густина флюїду  $\rho_{пл}$  вважається постійною, тож розрахунок  $M_{пл}$  виконують за рівнянням (20). Проте, епюри заміру тисків насправді мають вигляд дуже положистих кривих. А це означає, що значення  $\rho_{пл}$  на їх окремих ділянках неоднакові. Початкові градієнти  $\Delta\rho_{пл}$  в інтервалі глибин від гирла свердловини до 1500–2000 м рідко досягають  $0,001 \text{ т/м}^3$  на 100 м занурення. У зв'язку з цим допускається побудова прямих епор для неглибоких свердловин (2000–2500 м). Але в умовах  $H > 000$  м з прогресуючим впливом температури густини флюїду змінюються більш інтенсивно. Значення градієнтів  $\Delta\rho_{пл}$  різних пластових нафт можуть досягати  $0,002\text{--}0,003 \text{ т/м}^3$  (і вище) на 100 м занурення. Врахування цього факту стає обов'язковим.

Всі епюри  $p = f(H)$  слід ретельно аналізувати з метою побудови залежностей  $\rho_{пл} = f(H)$ . Проводячи криві  $\rho_{пл}$  до відповідної середини інтервалу розкриття покладів, встановлюють дійсне розрахункове значення  $\rho_{пл}$  кожної вуглеводневої системи. Якщо матеріали промислових замірів тиску не можна вважати надійними, або у випадку наявності в стовбурі свердловини води чи залишків глинистого розчину, рекомендується після попередньої оцінки  $\rho_{пл}$  на певному рівні у верхній частині обсадної колони використовувати середні поправки  $\Delta\rho_{пл}^{сер}$ . Вони характеризують (середню) зміну густини пластової нафти з глибиною і дорівнюють мінус  $0,002 \text{ т/м}^3$  на 100 м занурення.

Якщо з певних причин неможливо зняти епюру  $p = f(H)$  в закритій розвідувальній свердловині, використовують промислові заміри газових факторів ГФ, а молекулярну масу пластової нафти визначають за рівнянням (19). Однак у таких випадках результати комплексу розрахунків (рівняння від 1 до 18 включно) можуть вважатися лише оціночними даними та вимагають подальшої перевірки й уточнення.

### Висновки

Розглянутий графоаналітичний спосіб, як і будь-який інший, не замінює прямого експериментального вивчення вуглеводневих систем. Однак у випадках, пов'язаних з аварійним станом розвідувальних свердловин (порушення чи зім'яття обсадних колон, прихоплення НКТ або їх тотальна парафінізація), наземного обладнання, наявність агресивного середовища (велика концентрація сірководню в розчиненому газі) відсутність необхідних типів приладів та ін., що виключають можливість відбору не тільки кондиційних глибинних зразків, але й окремих фаз флюїду для підготовки рекомбінованих проб, він стає єдиним засобом оперативної оцінки параметрів.

### Література

1. Ковальчук Н. Р., Филяс Ю. И. Прогнозная оценка физических параметров пластовых нефтей на глубинах 4000–7000 м в Предкарпатском регионе: *Тематический сборник научных работ УкрНИГРИ*. 1973. Вып. 8. С. 74–79.

2. Филяс Ю. И. Изменение физических параметров пластовых нефтей, залегающих на больших глубинах. *Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазовых провинциях Украины*. Киев: Наукова думка, 1983. С.144–154.

3. Актуальні проблеми нафтогазової геології: навч. посіб. / Маєвський Б. Й. та ін.; за ред. Б. Й. Маєвського. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. 240 с.

4. Лазарук Я. Г. Ресурсна база вуглеводнів Західного регіону України. *Нафтова і газова промисловість України*. 2012. № 6. С. 7–11.

5. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Українських Карпат: монографія / Маєвський Б. І. та ін.; за ред. Б. І. Маєвського. Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2012. 208 с.

6. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині / Маєвський Б. Й. та ін. *Геоінформатика*. 2011. № 3. С. 30–35.

7. Price L. C. Organic geochemistry of core Samples from an ultra-deep hot well (300°C, 7 km). *Chemical Geology*. 1982. Vol. 37. No 3/4. P. 215–228.

8. Price L. C., Clayton J. L., Rumen L. L. Organic geochemistry of the 9,6 km Berta Rogers No 1. *Organic geochemistry*. Well Oklahoma. 1981. No 13. P. 59

9. Колодій І. В., Петраш Ю. І. Термобаричні умови формування вуглеводневих систем Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Том 1. (Трускавець, 7 – 11 жовтня 2019 р.). Трускавець, 2019. С. 295–301.

10. Хомин В. Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 2(7). С. 49–54.

11. Петраш Ю. І., Чорний Е. О. Графоаналітичний спосіб визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату за промисловими даними. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Том 1. (Трускавець, 7 – 11 жовтня 2019 р.). Трускавець, 2019. С. 168–173.

### References

1. Kovalchuk N. R., Filyas Yu. I. Prognoznaya otsenka fizicheskikh parametrov plastovikh neftei na glubinakh 4000–7000 m v Predkarpatskom regione: *Tematicheskii sbornik nauchnykh rabot UkrNIGRI*. 1973. Vol. 8. P 74–79. [in Russian]

2. Filyas Yu. I. *Izmenenie fizicheskikh parametrov plastovikh neftei, zalegayushchikh na bolshikh glubinakh. Litologiya i porody-kollektory na bolshikh glubinakh v neftegazonosnykh provintsiyakh Ukrainy.* Kiev: Naukova dumka, 1983. P. 144–154. [in Russian]
3. Aktualni problemy naftohazovoi heolohii : navch. posib. / Maievskiy B. Y. ta in.; za red. B. Y. Maievskoho. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2014. 240 p. [in Ukrainian]
4. Lazaruk Ya. H. Resursna baza vuhlevodniv Zakhidnoho rehionu Ukrainy. *Naftova i hazova promyslovist Ukrainy.* 2012. No 6. P. 7–11. [in Ukrainian]
5. Novitni doslidzhennia heolohichnoi budovy i perspektyv naftohazonosnosti hlyboko zanurenykh horyzontiv Ukrainykykh Karpat: monohrafiia / Maievskiy B. I. ta in.; za red. B. I. Maievskoho. Ivano-Frankivsk, IFNTUNH, 2012. 208 p. [in Ukrainian]
6. Prohnozuvannia fazovoho stanu vuhlevodniv na velykykh hlybynakh u Peredkarpatskomu prohyni / Maievskiy B. Y. ta in. *Heoinformatyka.* 2011. No 3. P. 30–35. [in Ukrainian]
7. Price L. C. Organic geochemistry of core Samples from an ultra-deep hot well (300°C, 7 km). *Chemical Geology.* 1982. Vol. 37. No 3/4. P. 215–228.
8. Price L. C., Clayton J. L., Rumen L. L. Organic geochemistry of the 9,6 km Berta Rogers № 1. Organic geochemistry. Well Oklakhoma. 1981. No 13. P. 59.
9. Kolodii I. V., Petrash Yu. I. Termobarychni umovy formuvannia vuhlevodnykh system Vnutrishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia: materialy VI Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii.* Vol. 1. (Truskavets, 7 – 11 zhovtnia 2019 r.), Truskavets, 2019. P. 295–301. [in Ukrainian]
10. Khomyn V. R. Osoblyvosti termobarychnykh umov ta naftohazonosnosti nadr Peredkarpatskoho prohynu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2003. No 2(7). P. 49–54. [in Ukrainian]
11. Petrash Yu. I., Chorny E. O. Hrafoanalytychnyi sposib vyznachennia vmistu i koefitsiienta vyluchennia kondensatu za promyslovymy danymy. *Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia: materialy VI Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii.* Vol. 1. ( Truskavets, 7 – 11 zhovtnia 2019 r.). Truskavets, 2019. P. 168–173. [in Ukrainian]

## ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ І НАФТОПРОМИСЛОВИХ ХАРАКТЕРИСТИК СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ (НА ПРИКЛАДІ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ)

<sup>1</sup>О. В. Олійник\*, <sup>2</sup>С. А. Вижва, <sup>2</sup>В. В. Антонюк, <sup>2</sup>І. М. Безродна

<sup>1</sup>АТ "Укргазвидобування", Департамент геофізики; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;  
e-mail: sergiy.kurovec@gmail.com

<sup>2</sup>Київський національний університет імені Тараса Шевченка, ННІ "Інститут геології";  
03022, м. Київ, вул. Васильківська, 90,  
e-mail: orve@ukr.net, vsa@univ.net.ua, vitaliantoniuk@gmail.com, bezin3@ukr.net

Проаналізовано світову практику з вивчення карбонатних порід-колекторів із вторинними пустотами, а також продемонстровано комплексний підхід до вивчення даного типу покладів на прикладі порід-колекторів візейського ярусу Південно-Берестівського родовища Північно-західної частини ДДЗ. Метою даної роботи є прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей, а також нафтопромислових характеристик складнобудованих карбонатних порід-колекторів за стандартним комплексом промислово-геофізичних даних. Для вирішення поставленої задачі використано комплексний підхід, що включає методики балансу пористості та функціональних перетворень (нормалізацію) каротажних кривих БК-НГК, ІННК-НГК. В результаті авторами виділено в візейських карбонатних відкладах інтервали з наявними кавернами та тріщинами. На кожен окремих геофізичний метод впливає структура пустотного простору, за рахунок цього при розрахунку коефіцієнту пористості за різними зондами авторами виділено інтервали, що представлені карбонатними відкладами в основному порово-кавернового типу, проте виділяється інтервал 4287,6-4289,6 м порово-кавернозно-тріщинного типу. Встановлено, що в виділених пластах коефіцієнти різних типів пористості складають: вторинної - 2,5-6%, кавернозної - 1,7-5% та тріщинної - 0,2%. Потужність продуктивних відкладів змінюється в межах 0,8 - 2,4 м. Також авторами обґрунтовано вибір параметрів при розрахунку коефіцієнту насичення в складнобудованих відкладах. Окрім цього відмічено, що колекторські властивості забезпечує наявність вторинних пустот, а саме каверн, по яких і відбувається фільтрація флюїду, а матриця порід є ущільненою, низькопористою та низькопроникною.

Ключові слова: карбонатні породи-колектори, вторинні пустоти, тріщини, каверни, каротаж, візейська карбонатна плита, ДДЗ.

Проанализирована мировая практика по изучению карбонатных пород-коллекторов с вторичными пустотами, а также продемонстрирован комплексный подход к изучению данного типа залежей на примере пород-коллекторов визейского яруса Южно-Берестовского месторождения Северо-западной части ДДВ. Целью данной работы является прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств, а также нефтепромысловых характеристик сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов по комплексу промышленно геофизических данных. Для решения поставленной задачи использован комплексный подход, включающий методики баланса пористости и функциональных преобразований (нормализацию) каротажных кривых БК-НГК, ИННК-НГК. В результате в визейских карбонатных отложениях авторами выделены интервалы, имеющие каверновые пустоты и трещины. На каждый отдельный геофизический метод влияет структура пустотного пространства, за счет этого при расчете коэффициента пористости по разным зондам авторами выделены интервалы, представленные карбонатными отложениями в основном порово-кавернового типа, однако выделяется интервал 4287,6-4289,6 м порово-кавернозно-трещинного типа. Установлено, что  $K_p^{em}$  находится в пределах - 2,5-6%,  $K_p^{кав}$  - 1,7-5%,  $K_p^{тр}$  - 0,2%. Мощностные продуктивных отложений варьируется в пределах 0,8 - 2,4 м. Также авторами обоснован выбор параметров при расчете коэффициента насыщения в сложнопостроенных отложениях. Кроме этого, отмечено, что коллекторские свойства обеспечивает наличие вторичных пустот, а именно каверн, по которым и происходит фильтрация флюида, а матрица пород является уплотненной, низкопористой и низкопроницаемой.

Ключевые слова: карбонатные породы-коллекторы, вторичные пустоты, трещины, каверны, каротаж, визейская угольная плита, ДДЗ.

*The world achievements of the study of carbonate reservoir rocks with secondary voids have been analyzed. An integrated approach to the study of this type of reservoir has been demonstrated on the example of reservoir rocks of the Visean strata of the South-Berestivske field in the North-Western part of the Dnipro-Donets Basin. The purpose of this article is to predict the reservoir filtration-capacitive properties, as well as oil saturation characteristics of complex carbonate reservoir rocks using well logging data. To solve this problem, an integrated approach is used. It includes the methods of porosities balance and functional transformations (normalization) of the electrical and radioactive well logging curves (lateral logging - neutron gamma ray logging, impulse neutron-neutron logging - neutron gamma ray logging). As a result, the authors have identified intervals in the Visean carbonate deposits with cavernous voids and cracks. Each individual geophysical method is influenced by the structure of the void space. Due to this, when calculating the porosity coefficient for different probes, the authors identify intervals represented by carbonate deposits, mainly of the porous-cavernous type. However, there is an interval of 4287.6-4289.6 m of porous-cavernous-fractured type. It is established that in the selected layers the coefficients of different types of porosity are: secondary - 2.5-6%, cavernous - 1.7-5% and fracture - 0.2%. The thickness of productive sediments varies within 0.8 - 2.4 m (the average value is 2 m). The authors also substantiated the choice of parameters when calculating the saturation coefficient in complex structural reservoirs. Moreover, it is noted that the reservoir properties are provided by the presence of secondary voids, namely the cavities through which the fluid is filtered, and the rock matrix is compacted, poor-porous and low-permeable.*

Key words: carbonate reservoir, secondary interstice, fracture, vug, well logging, Visean carbonate strata, DDB.

### Вступ

Проблема виділення та діагностування карбонатних порід-колекторів з пустотами вторинного типу в розрізі резервуару існує давно і до теперішнього часу залишається остаточно не вирішеною. У вітчизняній практиці на даний час відсутні універсальні методи надійного прогнозування і визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та нафтопромислових характеристик складнопобудованих тріщинно-кавернозних колекторів.

Це викликано, в першу чергу, складною будовою карбонатних відкладів, які характеризуються значною неоднорідністю літологічного складу, структурних і текстурних характеристик, мінливістю мінерального складу, складною будовою пустотного простору та значною диференціацією петрофізичних властивостей порід-колекторів.

### Огляд попередніх досліджень та публікацій

Оцінка тріщинно-кавернозних карбонатних порід-колекторів вимагає узагальнення всієї наявної геолого-геофізичної інформації:

- даних з буріння свердловин та опробування інтервалів, результатів ГДС;
- опису літологічних характеристик, а саме структурних та текстурних особливостей порід;
- результатів визначення петрофізичних параметрів кернавого матеріалу.

Якісними ознаками інтервалу з вторинними пустотами є збільшення швидкості буріння та витрат промивальної рідини, а також низький відсоток виносу керна (менше 50%) [21].

Прямі дослідження кернавого матеріалу в шліфах, а також за допомогою рентгенівської комп'ютерної томографії дозволяють встановити спрямованість, розкритість та висоту трі-

щин, а також оцінити систему вторинних пустот, що, в кінцевому результаті, дозволяє краще оцінити фільтраційно-ємнісні властивості, а також змодельовати рух флюїду в складнопобудованому пустотному просторі карбонатних порід-колекторів [22]. Проте слід зауважити, що дані дослідження відбуваються в макромасштабі, тому не завжди можливо врахувати значні за розміром тріщини, що можливо помітити у випадку, коли інтервал дає набагато більший приплив вуглеводнів, аніж змодельований за кернавими даними.

Свердловинні іміджери типу UBI (Ultrasonic BoreholeImager) та FMI (Fullbore Formation Microimager) дозволяють не тільки отримати дані про наявність тріщин та каверн, а й визначити їхню природу (техногенні чи природні), класифікувати окремі тріщини, розрахувати коефіцієнти вторинної (тріщинної та кавернозної) пористості, проаналізувати розкритість тріщин, а також їхню щільність. Інформація, що отримана за допомогою мікроіміджерів, дозволяє надійно виділити в резервуарі признаки крупних тріщин, проте роздільної здатності даних приладів недостатньо для діагностування мережі дрібних тріщин та каверн [21].

Комбінування результатів дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей на зразках керна (розрахунок та виділення фільтраційних комірок в розрізі) з мікроіміджерами, крос-дипольними акустичними дослідженнями, електричними та ядерними методами дозволяють виділити карбонатні інтервали з мікротріщинуватістю [17].

Іншим підходом до оцінки колекторських властивостей є опосередковані розрахункові методи.

Визначення структури пустотного простору порід-колекторів може бути здійснено за

допомогою методики, що розроблена дослідниками Продайворою Г., Вижвою С. та Безродною І. в ННІ «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Даний метод базується на інверсії результатів акустичних та ємнісних петрофізичних досліджень порід на основі методів нелінійної оптимізації для розв'язання прямої задачі та методу умовних моментів для розв'язання оберненої задачі. В результаті інтерпретації отримується концентрація різних типів пустот (тріщин, каверн, міжзернових пор, а також порожнин ущільнення-розтягу), за якою визначається тип породи-колектора та виділяються перспективні інтервали при оцінці покладів вуглеводнів [1]. Отримані концентрації різних типів пустот є об'ємними, тобто їхнє значення є скалярною величиною, що складається з сумарної кількості пустот та тріщин, орієнтованих в будь-якому напрямку. Використовуючи дану методику та множинну лінійну регресію [16], дослідники наводять результати моделювання коефіцієнта абсолютної газової проникності, визначення типів пустот, а також внесок кожного з цих типів в рух флюїду.

Визначення коефіцієнта вторинної пористості та коефіцієнта співвідношення вторинної та міжзерної (матричної) пористостей показано в роботах [2, 19], де використано виміри питомого електричного опору промитої зони, а також незміненої частини інтервалу.

В роботі [2] стверджується, що за даними електрометрії (як і інших геофізичних методів) задача оцінки насичення тріщинно-кавернозних карбонатних порід-колекторів не вирішується. Відомо, що коефіцієнт водонасичення, в основному, визначається вмістом залишкової води в порах непроникної матриці. Проте, досліджуючи складнобудовані породи-колектори, Aguilega [15] вивів рівняння для визначення параметра пористості через коефіцієнти загальної пористості та співвідношення пористостей, а також питомого електричного опору:

$$F_t = \frac{\left( \frac{R_w R_o}{v \phi_t R_o + (1-v) R_w} \right)}{R_w},$$

де  $R_o$  – питомий електричний опір інтервалу, що 100% насичений пластовою водою;

$R_w$  – питомий електричний опір пластової води в Ом × м ;

$v$  – коефіцієнт співвідношення вторинної та матричної пористостей.

Спираючись на внесок вторинних пустот в рух флюїду в інтервалі, Nelson створив наступ-

ну класифікацію порід-колекторів з природною тріщинуватістю [19]:

*Тип 1:* Флюїд рухається тільки тріщинами та вторинними пустотами;

*Тип 2:* Матриця порід має високі значення проникності, які збільшуються за рахунок вторинних пустот;

*Тип 3:* Матриця має доволі незначну проникність, проте вміщує в собі майже всі вуглеводні, а рух флюїду забезпечують вторинні пустоти;

*Тип 4:* Тріщини та каверни заповнені вторинними мінералами і є бар'єрами для руху флюїду.

В породах-колекторах, що відносяться до 2 та 3 типу, за Nelson можливо визначити параметр пористості тріщинно-кавернозних інтервалів за такою формулою:

$$F = \frac{\tau}{(1 - \phi_f^{mf}) \phi_m^{mm} + \phi_f^{mf}},$$

де  $\tau$  – звивистість каналів фільтрації та вторинних порожнин;

$m_m, m_f$  – показники цементації для матричної та тріщинно-кавернозної пористості;

$\phi_m, \phi_f$  – коефіцієнти матричної та тріщинно-кавернозної пористості.

Структурний коефіцієнт ( $m$ ) в формулі в тріщинно-кавернозних колекторах може набувати значення від 1 до 3 залежно від з'єднання між вторинними пустотами та кавернами, а також ступеня їхнього заповнення мінералами [18]. У випадку, коли вторинні пустоти з'єднані між собою і не заповнені мінералами (що сприяє вільному рухові флюїду), даний коефіцієнт наближається до значення звивистості вторинних пустот і становить 1 [15, 23].

При аналізі всіх наведених методик з'ясувалось, що жодна окрема методика сама по собі не може забезпечити достатньої ефективності виділення карбонатних порід-колекторів і визначення їх фільтраційно-ємнісних характеристик. Це також підтверджено проаналізованими авторами методиками і методичними прийомами інтерпретації даних ГДС, що висвітлено в джерелах [2,4-10, 12-14].

*Метою роботи* є вибір оптимальних методів та методик інтерпретації для надійного прогнозування і визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та нафтопромислових характеристик складно побудованих тріщино-кавернозних колекторів.

### Характеристика досліджуваного об'єкту

В даній роботі авторами досліджено поро-ди-колектори карбонатної товщі візейського ярусу (горизонт В-25) Південно-Берестівського родовища Липово-Долинського району осьової частини ДДЗ, що розкриті двома свердловинами – №3 та №5 [11].

В літологічному відношенні досліджувані інтервали складаються з вапняків сірих та темно-сірих з буруватим відтінком, дрібно-середньозернистих, глинистих, бітумінозних, перекристалізованих з прошарками та реліктами аргіліту тонкодисперсного зі значною кількістю спікул губок кальцитового та кременистого складу. В породі міститься значна кількість дрібного зоодетриту тонкостійких астракод, крипоїдій, брахіопод. Текстура породи – не орієнтована, іноді плямиста.

За лабораторними даними відкрита пористість вапняків складає 0,4-4,6 %. В гірських породах з низькою пористістю матриці (менше 5 %) вторинні пустоти (а саме, тріщини та каверни) збільшують пористість за рахунок збільшення об'єму відкритих пустот та з'єднань ізольованих пустот матриці, що позитивно впливає на рух флюїду в інтервалі [21].

При випробуванні горизонту за допомогою випробувача на трубах (ВПТ) в одній з свердловин в інтервалі 4248-4298 м отримано приплив нафти дебітом 4,8 м<sup>3</sup>/д. Пластовий тиск склав 57,5 МПа.

Згідно [6] колектори горизонту відносяться до біоморфно-карбонатного порово-тріщинувато-кавернового типу.

### Методика дослідження

Для вирішення поставленого завдання авторами були використані всі доступні методичні прийоми обробки даних ГДС та обрані з них найбільш ефективні. При такому підході потенційні колектори виділяються за наявності хоча б двох із трьох позитивних діагностичних ознак [5].

Комп'ютерна обробка матеріалів ГДС проводилась з використанням програмних засобів «ГЕОПОШУК», «АКУСТИКА» та «ОПТКОМ». За програмою «ОПТКОМ» був визначений також компонентний склад порід в чотирьох градаціях: пористість, вапняк, кремень (кварц) і аргіліт.

При вивченні наведених карбонатних відкладів була використана комп'ютерна технологія обробки та інтерпретації карбонатних колекторів, розроблена в Ніжинській ЕГДС (Ніжинській експедиції з геофізичних дослідженнях в свердловинах). Вона заснована на теорії пруж-

них властивостей пористого середовища, системі лінійних петрофізичних рівнянь і методиці функціональних перетворень [6].

Жоден окремих геофізичний свердловинний метод чи методичний прийом не зміг достовірно вирішити проблему виділення та оцінки властивостей низькопористих карбонатних колекторів із вторинною пористістю.

Для визначення придатності тієї чи іншої існуючої методики в даній роботі використано нормалізовані почасові виміри нейтронних методів (НГК, ІННК), результати зіставлення яких дають прямі якісні ознаки колектора.

Авторами використано значення коефіцієнта вторинної пористості, виходячи з припущення, що вуглеводні знаходяться не тільки в матричних пустотах, а й у вторинних, які і забезпечують рух флюїду. Коефіцієнт вторинної пористості був визначений за формулою:

$$K_n^{em} = K_n^{zag} - K_n^M, \quad (1)$$

де  $K_n^{zag}$  – коефіцієнт загальної пористості, що розрахований за даними НОК;

$K_n^M$  – коефіцієнт пористості непроникної матриці.

Загальна пористість ( $K_n^{zag}$ ) була визначена за даними нейтронного гама-методу (НГК), покази якого, в основному, залежать від літології порід, водневого вмісту пустот ( $w$ ) і кількості глинистих мінералів. Розрахунок загальної пористості за методом НГК проведено способом двох опорних пластів, в якості яких приймалися чисті, щільні вапняки з максимальними значеннями позірною опору за даними бокового каротажу (коефіцієнт пористості для них визначався за даними акустичного каротажу (АК) з використанням рівняння середнього часу), а в якості іншого опорного пласту вибрано розмиті пласти аргілітів в підшві "плити", загальний водневий вміст яких прийнято рівним 40%.

Виправлення кривих НГК за вплив глинистості здійснювалось на базі кореляційного зв'язку між  $I_\gamma$ (ГК) та  $I_{ny}$  (НГК). При побудові залежності  $I_{ny} = f(I_\gamma)$  використовувались щільні вапняки різного ступеня глинистості з номінальним діаметром свердловини. Поправочний коефіцієнт визначався як відношення максимальних значень  $I_{ny}$  (НГК) ( $I_{ny} = min$ ) до значень  $J_{ny}^{el}$ , що зняті напроти частково глинистих пластів. Виправлення проводилось при значенні  $I_\gamma$ (ГК) в діапазоні 1,5 – 6 мкР/год, оскільки при величині  $I_\gamma$ (ГК) більше за 6 мкР/год карбонатна порода стає неколектором [4].

Природно, для цієї мети більш коректним було б використання спектрального гамма-каро-

тажу (СГК), який дозволяє інтегральні значення гамма-активності розділити на уранову, торієву і калієву складові. Виключення частки урану із сумарної активності зменшить вплив органічних речовин (бітумів) при кількісній інтерпретації матеріалів радіоактивних методів. На жаль, дослідження свердловин методом СГК в Україні досі не знайшли виробничого впровадження.

Визначення коефіцієнта пористості за даними АК проводилось з використанням рівняння середнього часу. При цьому значення інтервального часу розповсюдження хвилі ( $\Delta T$ ) в скелеті приймалось за експериментальними даними рівним 156 мкс/м, в рідині – 605 мкс/м. Виправлення кривої інтервального часу за вплив глинистості проводилось як і за методом нейтронного-гама каротажу.

Для визначення коефіцієнта пористості в інтервалах з первинним типом пустот побудовані крос-плоти  $\Delta T = f(K_n^{ny})$  – коефіцієнт відкритої пористості, розрахований за нейтронним-гама каротажем). Лінія, що проведена через верхні крайні точки і значення  $\Delta T_{СК}$ , вказує щільним (без каверн) пластам.

Для виділення карбонатного колектора і визначення типу пустотного простору методом балансу пористості була проведена оцінка пористості також за даними електрометрії (боковий каротаж – БК). Для цього були побудовані окремі залежності між позірним опором за БК і загальною пористістю за НГК по кожній свердловині. Лінія регресії проводилась вздовж щільних прошарків. Таким чином, була отримана залежність, подібна до рівняння Арчі-Дахнова.

Величина коефіцієнта матричної пористості ( $K_n^M$ ) за результатами лабораторних досліджень керн по сусідніх Селюховському, Білічівському, Кампанському родовищах становить 1,2-2,1 % [6]. В роботі [5] стверджується, що за результатами випробувань карбонатних відкладів Тимано-Печорської НГП інтервали подібних порід мають ознаки порід-колекторів, а також віддають вуглеводні в процесі розробки при  $K_n^{zag} > 1,8\%$ . Враховуючи дану практику, а також те, що породами-колекторами як досліджуваного Південно-Берестівського покладу, так і Тимано-Печорської НГП виступають карбонатні інтервали, для підрахунку запасів даного родовища граничне значення коефіцієнта пористості прийнято 2%.

Коефіцієнт тріщинної пористості розрахований за рівнянням:

$$K_n^{mp} = m \sqrt{\rho_c \left( \frac{1}{\rho_{\text{ок}}} - \frac{1}{\rho_{\text{ок}}^M} \right)}, \quad (2)$$

де  $\rho_{\text{ок}}$  – значення питомого електричного опору незміненої частини пласта;

$\rho_{\text{ок}}^M$  – значення позірного опору для чистих, щільних прошарків;

$\rho_c$  – питомий опір бурового розчину;

$m$  – структурний коефіцієнт, що для тріщинного колектора дорівнює 1.

Коефіцієнт кавернозної пористості визначався за рівнянням:

$$K_n^{кав} = K_n^{ny} - K_n^{ак}, \quad (3)$$

де  $K_{n,щ}$  – коефіцієнт пористості визначений за даними АК в прошарках з відсутністю вторинних порожнин;

$K_n^{ny}$  – коефіцієнт пористості, визначений за НОК.

### Результати дослідження

Авторами побудовано крос-плоти інтервального часу проходження повздовжньої хвилі та вмісту водню в пластах ( $\Delta T = f(\omega)$ ) Південно-Берестівського родовища з метою точної оцінки літологічного складу досліджуваних інтервалів. Встановлено, що більшість пластів представлені вапняками з різним вмістом глинистих мінералів, що також підтверджено дослідженнями кернавого матеріалу (рис. 1).

Для оцінки типу порід-колекторів візейської карбонатної товщі авторами використано результати почасових вимірів нейтронних методів, методу балансу пористості і методу функціональних перетворень (нормалізація) бокового та нейтронного каротажу (рис. 2).

Основою методу балансу пористості є той факт, що значення  $K_n$ , розраховані за різними геофізичними методами, відрізняються і залежать від типу ємності колектора.

Переважаючий тип пустотного простору визначали за такими правилами:

$K_n^{ny} = K_n^{ак}, K_n^{ny} > 2$  – поровий колектор;

$K_n^{ny} < K_n^{ак} < K_n^{бк}, K_n^{ny} > 2$  – тріщинний колектор (зазвичай);

$K_n^{ny} > K_n^{ак} > K_n^{бк}, K_n^{ny} > 2$  – кавернозний колектор (зазвичай).

За даним підходом встановлено, що свердловині №3 інтервали 4268-4270 м та 4285-4287 м представлені карбонатним колектором з порово-кавернозним типом пустотного простору.

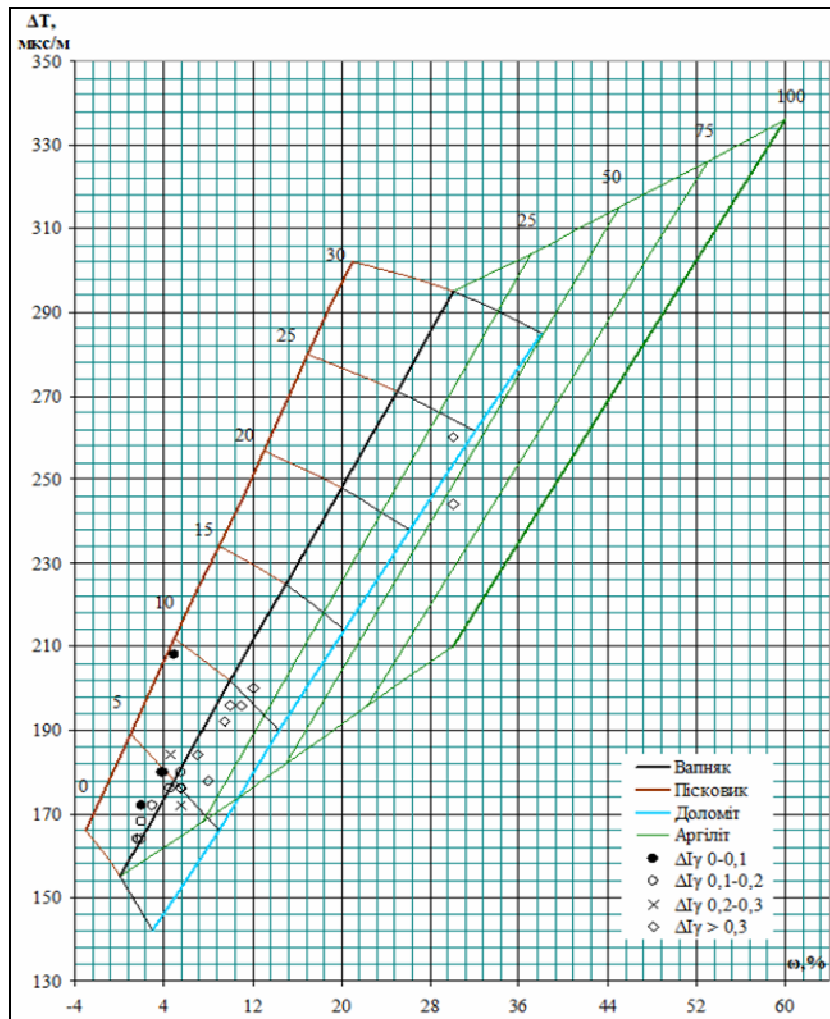


Рисунок 1 – Крос-плот  $\Delta T = f(\phi)$  для визначення мінеральних компонентів порід нижньовізейської карбонатної плити

В інтервалі 4273-4275 м за нормалізованими показами НГК та БК простежується можливий продуктивний прошарок. Проте авторами вирішено віднести до порід-колекторів інтервали, які не менш ніж за двома діагностичними ознаками характеризуються як проникні. Їх загальна пористість більша від матричної ( $K_n^m = 2\%$ ), а також присутня кавернозно-тріщинна складова пористості. З ефективних товщин виключались інтервали з підвищеними значеннями ГК, глинистість яких підтверджена даними НГК і БК.

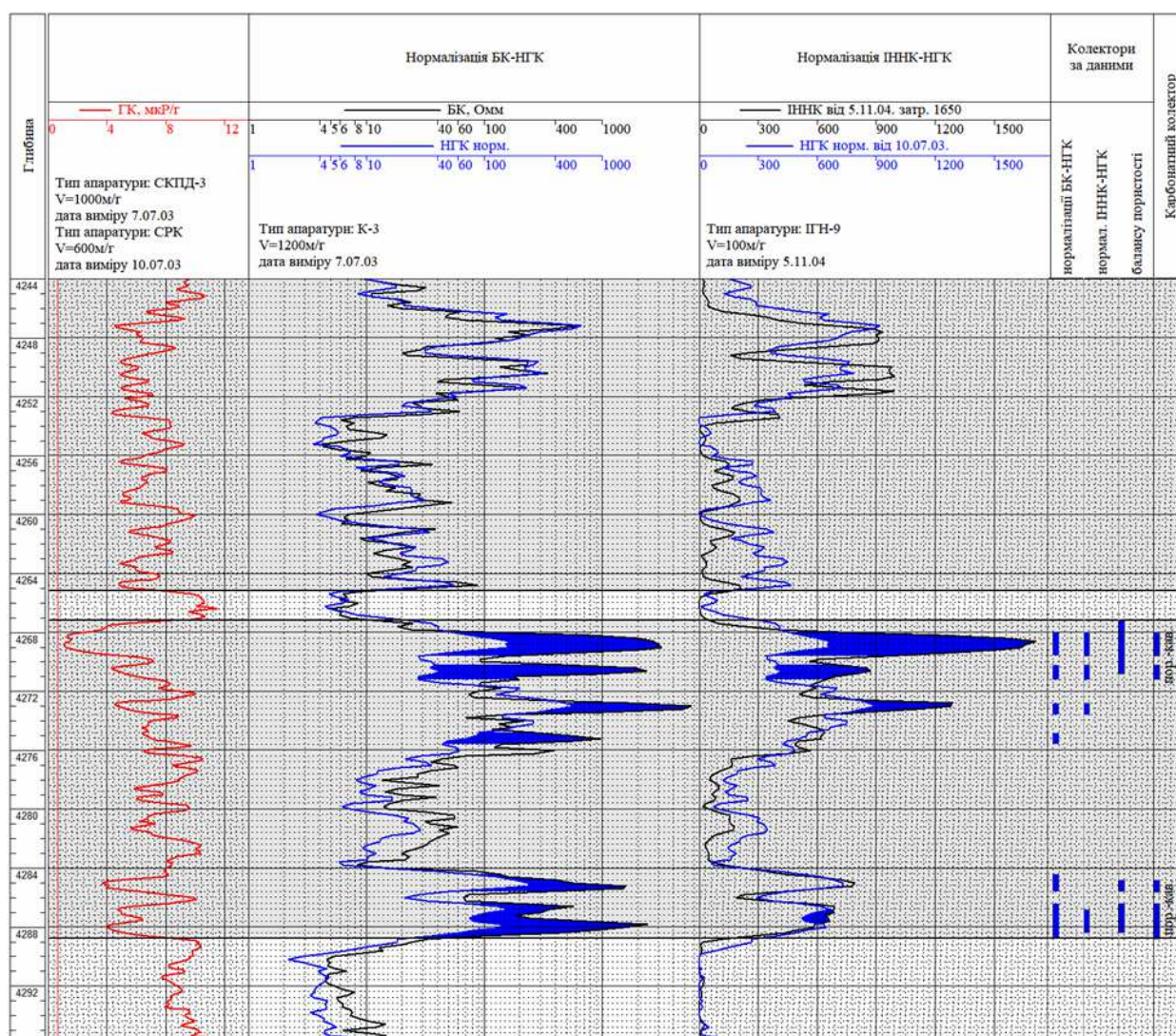
Розрахунок коефіцієнта відкритої пористості з використанням даних акустичних, радіоактивних та електричних досліджень в інтервалах, що авторами віднесено до карбонатних порід-колекторів, показав, що для свердловини №3 Південно-Берестівського родовища:  $K_n^{AK} = 4,5-9,5\%$ ,  $K_n^{ny} = 4,4-7\%$ ,  $K_n^{ok} = 1,5\%$ , а в свердловині № 5 –  $4,5-5,5\%$ ,  $4,5-8\%$  та  $1,5-4\%$  відповідно.

Рівняння (1-3) використані авторами для розрахунку коефіцієнтів тріщинної, кавернозної та вторинної пористостей. Для свердловини №3 встановлено, що  $K_n^{BT} = 2,4-5\%$ ,  $K_n^{kav} = 1,7-2\%$ , а тріщини відсутні. У свердловині №5 структура порового простору представлена такими значеннями порожнин різного типу:  $K_n^{BT} = 2,5-6\%$ ,  $K_n^{kav} = 1,7-5\%$ ,  $K_n^{TP} = 0,2\%$  (табл. 1, рис. 3).

З отриманих результатів встановлено, що досліджувані інтервали з вторинними порожнинами відносяться до третього типу за Nelson, тобто матриця має доволі незначну проникність, проте вмщує в собі майже всі вуглеводні, а рух флюїду забезпечують вторинні порожнини.

### Висновок

У роботі авторами запропоновано підхід до оцінки та кількісного визначення вмісту вторинних пустот на прикладі порід-колекторів візейської карбонатної товщі Південно-Берестівського родовища, Липово-Долинського району освої частини ДДЗ.



**Рисунок 2 - Планшет з нормалізованими кривими ядерного та електричного каротажу для оцінки розрізу свердловини та виділення порід-колекторів та типу пустотного простору візейської карбонатної товщі свердловини № 3 Південно-Берестівського родовища**

Встановлено, що для якісного виділення наявності вторинних пустот для даного типу покладів можливим є використання почасових вимірів нейтронних методів, методики балансу пористості, а також нормалізація даних бокового та нейтронного каротажу.

Розраховано коефіцієнти відкритої пористості, а також внесок вторинної, тріщинної та кавернозної складових в пустотний простір досліджуваних порід. Показано, що карбонатна товща візейського ярусу має колекторські властивості при об'ємі пустот більше 2%, а також розраховано кількісний вміст вторинних порожнин.

Вперше показано, що карбонатні тріщинуваті породи-колектори вивченого об'єкту Північно-Західної частини ДДЗ відносяться до 3 типу за Nelson, тобто пористості матриці є нез'язаними між собою, тому мають низьку про-

никність, проте вміщують в собі вуглеводні, а тріщини та каверни забезпечують рух флюїду.

В перспективі продовження дослідження є порівняння отриманих результатів з визначення об'єму вторинних пустот, проведеного авторами, з кількісним аналізом структури пустотного простору, що можливо зробити використовуючи розроблену Продайворою Г., Вижвою С. та Безродною І. методику [3]. Крім того, необхідно змоделювати зміну коефіцієнта проникності, використовуючи кількісні значення порожнин різних типів та множинну лінійну регресію, а також визначення коефіцієнта нафтогазонасичення, враховуючи вплив вторинних пустот на коефіцієнти рівняння Арчі-Дахнова.

Таблиця 1 – Результати виділення карбонатних порід-колекторів та оцінки типу їх порожнинного простору свердловин №3 та 5 Південно-Берестівського родовища

№ св.	Інтервал, м	$H_{сф}$ , м	$K_{п}^{пу}$ , %	$K_{п}^{ак}$ , %	$K_{п}^{ок}$ , %	$K_{п}^{вт}$ , %	$K_{п}^{кав}$ , %	$K_{птр}$ , %	$K_{нг}$ , %	Тип колектора
3	4267,2-4269,6	2,0	6,5	9,5	1,5	4,5	2	—	85	порово-каверновий
3	4270,4-4271,2	0,8	7	8	1,5	5	2,5	—	85	порово-каверновий
3	4284,4-4288,8	2,4	4,4	4,5	1,5	2,4	1,7	—	85	порово-каверновий
5	4274,4-4277,2	2,0	5,5	5,5	1,5	3,5	2	—	85	порово-каверновий
5	4283,6-4285,6	1,8	4,5	4,5	1,5	2,5	1,7	—	85	порово-каверновий
5	4287,6-4289,6	2,0	8	5	4	6	5	0,2	85	порово-каверново-тріщинний

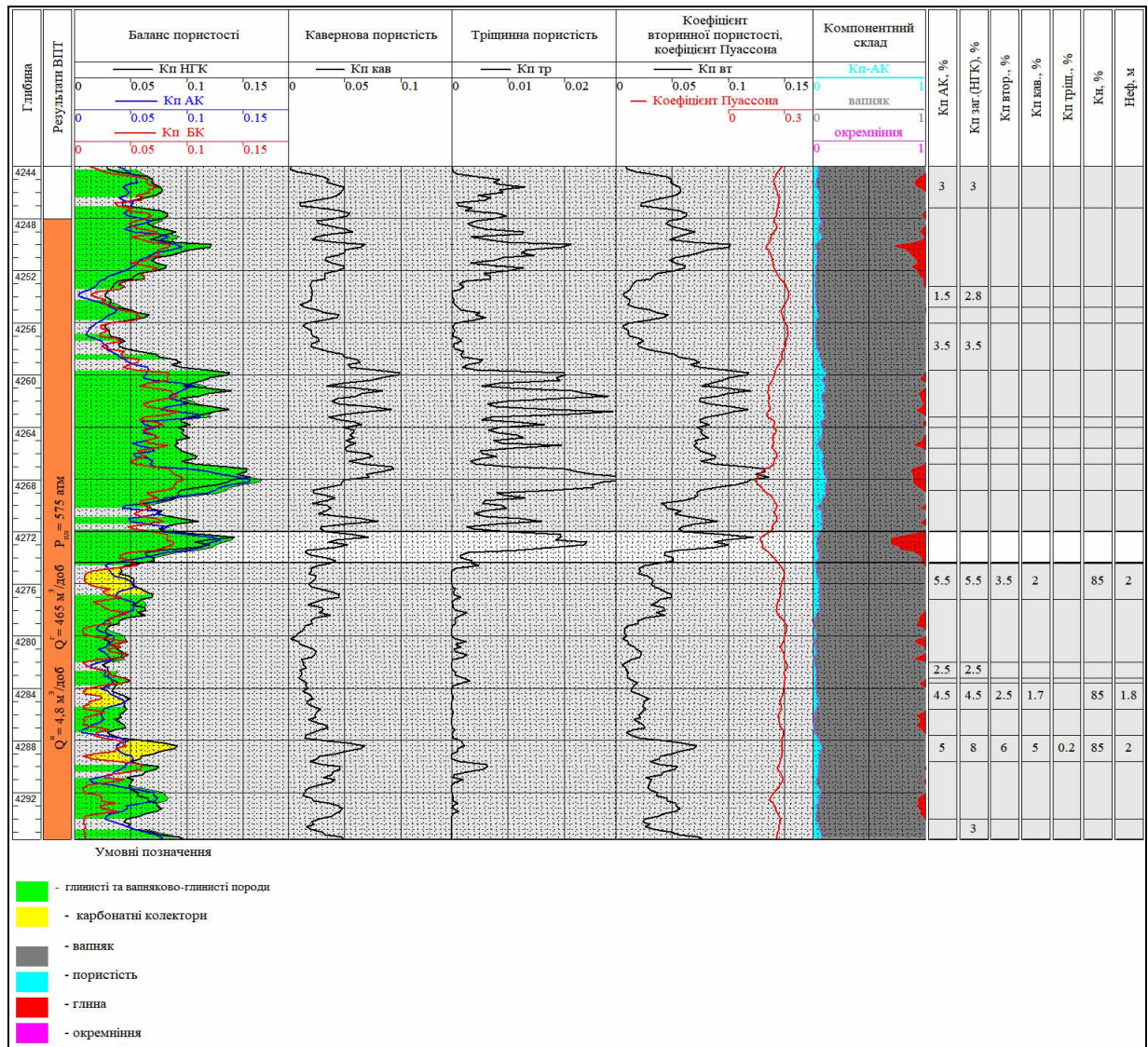


Рисунок 3 – Планшет з визначеними коефіцієнтами відкритої, кавернозної, тріщинної та вторинної пористості свердловини № 5 Південно-Берестівського родовища

Література

1. Безродна І. М. Оцінка структури пустотного простору карбонатних порід за результатами акустичних досліджень в умовах змінних тисків. *Науковий Вісник Національного Гірничого Університету*. 2014. № 3. С. 23–30.
2. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М: Недра, 1985. С. 8-18, 315.
3. Вижва С. А., Безродна І. М., Ткаченко О. В. Структура пустотного простору складно-побудовних башкирських карбонатних порід-колекторів Опішнянського родовища ДДЗ. *Геофизический журнал*. 2019. № 41(3). С. 189–202.
4. Козяр В.Ф., Козяр Н.В., Мрозовская С.В. Технология и программное обеспечение обработки геофизических данных для оценки сложно построенных разрезов и газовых скважин. *Каротажник*, 2005. Вып. 7 (134). С. 186-199.
5. Паньков С. Ю., Ткаченко Ю. П., Свихнушин Н. М. Опыт использования расширенного комплекса ГИС при исследовании сложно построенных карбонатных коллекторов Тимано-Печерской НПП (часть II). *Каротажник*. 2007. Вып. 7. С. 34-40.
6. Куровець І. М., Шеремета О. В., Кнішман О. Ш. Розробка методики виділення і діагностики карбонатних порід-колекторів вуглеводнів методами ГДС і петрофізики”. Звіт. Фонди ІТГК НАН України. Львів, 2004.
7. Князев А. Р. Выделение интервалов трещиноватости в низкопористых карбонатных породах по стандартному комплексу ГИС. *Каротажник*. 2005. Вып. 8. С. 55-71.
8. Жуланов И. Н., Князев А. Р., Матвеева В. П. Опыт изучения низкопористых коллекторов по ВАК. *Каротажник*. 2003. Вып. 107. С. 95-103.
9. Смирнов О. А., Волчкова Т. Н. Построение геолого-геофизической модели карбонатных коллекторов Удмуртии. *Каротажник*. 2003. Вып. 102.
10. Будыко Л. В., Спивак В. Б., Щербаков Ю. Д. Об акустическом каротаже полной энергии. *Каротажник*. 2000. Вып. 77.
11. Кнішман О. Ш., Гладкова Т. О., Скрипець Д. Ю., Литвиненко Н. В., Олійник О. В. та ін. Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, методика та результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів з метою виконання геолого-економічної оцінки Південно-Берестівського родовища. Звіт, ДГП “Укргеофізика”, Ніжин, 2008. С. 97.
12. Кулигин Е. А., Шнурман Г. А., Чумачева А. А. Выделение и оценка трещинных коллекторов (по материалам сканирующего бокового каротажа). *Каротажник*. 2007. Вып. 7. С. 51-55.
13. Фельдман А. Е., Полякова Л. Е. Методика определения подсчетных параметров в трещиноватых карбонатных силурийско-девонских отложениях Тимано-Печерской провинции. *Каротажник*. 2007. Вып. 8.
14. Ши Изянжун. Технология интерпретации коллекторных параметров для карбонатных коллекторов палеоподнятия в районе Чендао месторождения Шенли. *Каротажник*. 2005. Вып. 5-6. С. 51-52.
15. Aguilera R. Naturally fractured reservoirs (2nd Edition). Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. 1995. P. 372.
16. Antoniuk V. V., Bezrodna I. M., Petrokushyn O. Y. Comparison of the methods for reservoir properties evaluation and prediction of permeability by the void space structure of the reservoir rocks (on the example of the West-Shebelynska area). *18th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. Kyiv, 2019. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902127>.
17. Ezati M., Azizzadeh M., Riahi M. A., Fattahpour V., Honarmand J. Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. No 170, P. 675–695.
18. Lucia F. J. Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. *Springer Science & Business Media*. 2007. P. 179.
19. Nelson R. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs (Second Edition). Elsevier. 2001.
20. Pirson S. J. Geological well log analysis. Gulf Publishing Co., Houston, TX. 1983. P. 370.
21. Tiab D., Donaldson E. C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: *Fourth Edition*. Elsevier, 2015. P. 918.
22. Wang F., Li Y., Tang X., Chen J., Gao W. Petrophysical properties analysis of a carbonate reservoir with natural fractures and vugs using X-ray computed tomography. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016/ No 28, P. 215–225. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.046>
23. Wang F. P., Lucia F. J. Comparison of empirical models for calculating the vuggy porosity and cementation exponent of carbonates from log responses. *Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin*, 1993.

## References

1. Bezrodna I. M. Otsinka struktury pustotnoho prostoru karbonatnykh porid za rezultatamy akustychnykh doslidzhen v umovakh zminnykh tyskiv. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. 2014. No3. P. 23–30. [in Ukrainian]
2. Vendelshteyn B. Yu., Rezvanov R. A. Geofizicheskie metodyi opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov. M: Nedra, 1985. P. 8-18, 315. [in Russian]
3. Vyzhva S. A., Bezrodna I. M., Tkachenko O. V. Struktura pustotnoho prostoru skladnopobudovnykh bashkyskykh karbonatnykh porid-kolektoriv Opishnianskoho rodovyshcha DDZ. Heofyzycheskyi zhurnal. 2019. No 41(3). P. 189–202. [in Ukrainian]
4. Kozyar V. F., Kozyar N. V., Mrozovskaya S. V. Tehnologiya i programmnoe obespechenie obrabotki geofizicheskikh dannykh dlya otsenki slozhno postroennykh razrezov i gazovykh skvazhin. Karotazhnik. Tver: Izd. AIS, 2005. Vol. 7 (134). P. 186-199. [in Russian]
5. Pankov S. Yu., Tkachenko Yu. P., Svihnushin N. M. Opyit ispolzovaniya rasshirenogo kompleksa GIS pri issledovanii slozhno postroennykh karbonatnykh kollektorov Timano-Pecherskoy NGP (chast II). Karotazhnik. 2007. Vol 7. P. 34-40. [in Russian]
6. Kurovets I. M., Sheremeta O. V., Knishman O. Sh. Rozrobka metodyky vydilennia i diahnostyky karbonatnykh porid-kolektoriv vuhlevodniv metodamy HDS i petrofizyky”. Zvit. Fondy IHHHK NAN Ukrainy. Lviv, 2004. [in Ukrainian]
7. Knyazev A. R. Vydelenie intervalov treschinovatosti v nizkoporistykh karbonatnykh poridakh po standartnomu kompleksu GIS. Karotazhnik. 2005. Vol. 8. P. 55-71. [in Russian]
8. Zhulanov I. N., Knyazev A. R., Matveeva V. P. Opyit izucheniya nizkoporistykh kollektorov po VAK. Karotazhnik. 2003. Vol. 107. P. 95-103. [in Russian]
9. Smirnov O. A., Volchkova T. N. Postroenie geologo-geofizicheskoy modeli karbonatnykh kollektorov Udmurtii. Karotazhnik. 2003. Vol. 102. [in Russian]
10. Budyiko L. V., Spivak V. B., Scherbakov Yu. D. Ob akusticheskom karotazhe polnoy energii. Karotazhnik. 2000. Vol. 77. [in Russian]
11. Knishman O. Sh., Hladkova T. O., Skrypets D. Yu., Lytvynenko N. V., Oliinyk O. V. ta insh. Tekhnolohiia provedennia heofizychnykh doslidzhen sverdlodyn, metodyka ta rezultaty kompleksnoi interpretatsii otrymanykh materialiv z metoiu vykonannia heoloho-ekonomichnoi otsinky Pivdenno-Berestivskoho rodovyshcha. Zvit, DHP “Ukrheofizyka”, Nizhyn, 2008. P. 97. [in Ukrainian]
12. Kuligin E. A., Shnurman G. A., Chumacheva A. A. Vydelenie i otsenka treschinnykh kollektorov (po materialam skaniruyushego bokovogo karotazha). Karotazhnik. 2007. Vol. 7. P. 51-55. [in Russian]
13. Feldman A. E., Polyakova L. E. Metodika opredeleniya podschetnykh parametrov v treschinovatykh karbonatnykh siluriysko-devonskikh otlozheniyah Timano-Pecherskoy provintsii. Karotazhnik. 2007. Vol. 8. [in Russian]
14. Shi Izyanzhun. Tehnologiya interpretatsii kollektornykh parametrov dlya karbonatnykh kollektorov paleopodnyatiya v rayone Chendao mestorozhdeniya Shenli. Karotazhnik. 2005. Vol. 5-6. P. 51-52. [in Russian]
15. Aguilera R. Naturally fractured reservoirs (2nd Edition). Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. 1995. P. 372.
16. Antoniuk V. V., Bezrodna I. M., Petrokushyn O. Y. Comparison of the methods for reservoir properties evaluation and prediction of permeability by the void space structure of the reservoir rocks (on the example of the West-Shebelynska area). 18th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects. Kyiv, 2019. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902127>.
17. Ezati M., Azizzadeh M., Riahi M. A., Fatahpour V., Honarmand J. Characterization of micro-fractures in carbonate Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. No 170, P. 675–695.
18. Lucia F. J. Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. Springer Science & Business Media. 2007. P. 179.
19. Nelson R. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs (Second Edition). Elsevier. 2001.
20. Pirson S. J. Geological well log analysis. Gulf Publishing Co., Houston, TX. 1983. P. 370.
21. Tiab D., Donaldson E. C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition. Elsevier, 2015. P. 918.
22. Wang F., Li Y., Tang X., Chen J., Gao W. Petrophysical properties analysis of a carbonate reservoir with natural fractures and vugs using X-ray computed tomography. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016/ No 28, P. 215–225. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.046>
23. Wang F. P., Lucia F. J. Comparison of empirical models for calculating the vuggy porosity and cementation exponent of carbonates from log responses. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, 1993.

## ЧИСЕЛЬНО-ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА УМОВ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ БУРИЛЬНИХ ТРУБ

<sup>1</sup>О. Ю. Витязь\*, <sup>1</sup>Р. С. Грабовський, <sup>1</sup>В. І. Артим, <sup>1</sup>В. В. Турлич, <sup>2</sup>Н. Р. Грабовська

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел.(0342) 727182, e-mail: o.vytyaz@gmail.com

<sup>2</sup>Національний університет «Львівська політехніка»; 79013, м. Львів, вул. С. Бандери, 12, тел. (032) 2582404, e-mail: hrabovskanr@gmail.com

Причиною аварійних ситуацій елементів бурильної колони при бурінні глибоких свердловин є виникнення і розвиток в поперечному перерізі тріциноподібних дефектів. Узагальнені дані дефектоскопії тривало експлуатованих бурильних труб, проведеної на підприємствах бурового управління «Укрбургаз» за 2015 – 2017 роки, а також численні літературні дані свідчать, що такі дефекти утворюються на дні корозійних виразок, що виникають в процесі експлуатації під впливом робочих навантажень та бурових промивальних розчинів, зокрема і при спуско-підіймальних операціях, як на внутрішній, так і на зовнішній поверхні бурильної труби. В процесі спуско-підіймальних операцій, зазнаючи впливу розтягуючих навантажень, вони розвиваються виходять на поверхню бурильної труби, утворюючи промивини, які зрештою призводять до руйнування труби. Використовуючи відомі аналітичні розв'язки, проведено оцінку напруженого стану в околі півеліптичної тріщини, розташованої як на зовнішній, так і на внутрішній поверхнях пустотілого циліндра, що знаходиться під дією осевого навантаження та визначено відповідні коефіцієнти інтенсивності напружень у вершині цих дефектів. Для прогнозування граничного стану бурильної труби з півеліптичною тріщиною, проведено аналіз параметрів руйнування, що відображають локальний напружено-деформований стан біля вершини тріщини. Використовуючи метод скінченних елементів, визначали напружений стан в околі вершини півеліптичної тріщини і на цій основі обчислювали характеристики механіки руйнування: J-інтеграл та коефіцієнти інтенсивності напружень. Запропоновано діаграми оцінки ризику руйнування у координатах «глибина тріциноподібного дефекту – глибина буріння – коефіцієнт інтенсивності напружень», які дають можливість оцінити безпечно глибину як внутрішніх, так і зовнішніх півеліптичних тріциноподібних дефектів, виявлених засобами технічного діагностування із урахуванням результатів експериментальних досліджень критичної тріциноспроможності. Визначено допустимі розміри досліджуваних дефектів у залежності від глибини буріння.

Ключові слова: бурильні труби; півеліптична тріщина; J-інтеграл; критичний коефіцієнт інтенсивності напружень.

Причиной аварийных ситуаций элементов бурильной колонны при бурении глубоких скважин является возникновение и развитие в поперечном сечении трещиноподобных дефектов. Обобщенные данные дефектоскопии продолжительно эксплуатируемых бурильных труб, проведенной на предприятиях бурового управления «Укрбургаз» за 2015 – 2017 годы, а также многочисленные литературные данные показывают, что такие дефекты образуются на дне коррозионных язв, возникающих в процессе эксплуатации под воздействием рабочих нагрузок и буровых промывочных растворов, в том числе и при спуско-подъемных операциях, как на внутренней, так и на внешней поверхности бурильной трубы. В процессе спуско-подъемных операций, подвергаясь воздействию растягивающих нагрузок, они развиваясь выходят на поверхность бурильной трубы, образуя промывины, которые в конечном итоге приводят к разрушению трубы. Используя известные аналитические решения, проведена оценка напряженного состояния в окрестности полуэллиптической трещины расположенной как на внешней, так и на внутренней поверхностях пустотелого цилиндра, находящегося под действием осевой нагрузки и определены соответствующие коэффициенты интенсивности напряжений в вершине этих дефектов. Для прогнозирования предельного состояния бурильной трубы с полуэллиптической трещиной, проведен анализ параметров разрушения, отражающие локальное напряженно-деформированное состояние у вершины трещины. Используя метод конечных элементов определяли напряженное состояние в окрестности вершины полуэллиптических трещин и на этой основе вычисляли характеристики механики разрушения: J-интеграл и коэффициенты интенсивности напряжений. Предложено диаграммы оценки риска разрушения в координатах «глибина трещиноподобного дефекта – глибина бурення – коефіцієнт інтенсивності напружень», которые дают возможность оценить безопасную глубину как внутренних, так и внешних полуэллиптических трещиноподобных дефектов, выявленных средствами технического диагностирования с учетом результатов экспериментальных

исследований критической трещиностойкости. Определены допустимые размеры исследуемых дефектов в зависимости от глубины бурения.

Ключевые слова: бурильные трубы; полуэллиптическая трещина; J-интеграл; критический коэффициент интенсивности напряжений.

*The cause of failures in the elements of the drill string when drilling deep wells is the occurrence and development of crack-like defects in the cross section. The generalized data of defectoscopy of long-term operated drill pipes conducted at the Ukrburgaz drilling rigs from 2015 to 2017, as well as numerous literature data show that such defects are formed at the bottom of corrosion ulcers that occur during operation under the influence of workloads and drilling fluids, in particular during tripping operations, both on the inner and outer surfaces of the drill pipe. During the tripping operations, under the influence of tensile loads, they being developed go up to the surface of the drill pipe, forming scouring, which ultimately leads to the destruction of the pipe. Using known analytical solutions, the stress state in the vicinity of the semielliptic crack located on both the outer and inner surfaces of the hollow cylinder under axial load was estimated and the corresponding stress intensity coefficients at the crack tip of these defects were determined. To predict the limit state of a drill pipe with a semielliptic crack, the analysis of crack parameters reflecting the local stress-strain state near the crack tip is performed. Using the finite-element method, the stress state around the vertex of the semielliptic crack was determined and on this basis the characteristics of fracture mechanics were calculated: J – integral and stress intensity coefficients. Diagrams of fracture risk assessment in the coordinates "depth of crack-like defect - depth of drilling - stress intensity factor" are offered, which make it possible to estimate the safe depth of both internal and external semielliptic crack-like defects detected by technical diagnostics taking into account results of experimental investigations of critical crack resistance. The admissible sizes of the studied defects depending on the depth of drilling are determined.*

Key words: drill pipes; semielliptic crack; J-integral; critical stress intensity factor.

### Постановка проблеми дослідження

На сьогодні проблема глибинного буріння займає важливе місце у забезпеченні держави власними енергоресурсами. Відомо, на великій глибині – орієнтовно 6,5-7 тисяч метрів – на території Дніпрово-Донецької западини і Карпатської нафтогазової провінції є величезні запаси нафти і газу. Однак [1], буріння на таких глибинах призводить до суттєвого збільшення кількості аварій елементів бурових колон. Так, в інтервалі буріння 2500-4500 м кількість відмов зростає у 4,8-5 разів, а в інтервалі 4500-5000 м – в 9,8 рази.

В процесі роторного буріння у місцях концентрації напружень (впадина першого витка як зовнішньої, так і внутрішньої різьби, корозійна виразка, технологічна риска, дефекти зварного шва, механічні ушкодження, що утворюються в процесі перевезення на далекі відстані, тощо) [2-7], а також у результаті неправильної термічної обробки бурильних труб [8], виникають тріщиноподібні дефекти (рис. 1), які, розвиваючись під дією втомних навантажень, призводять до їх руйнування або спричиняють промивини бурильних труб (рис. 2).

Оскільки із збільшенням глибини буріння вплив статичних навантажень (ваги бурильної колони) зростає, то очевидно, що в процесі спуско-підйомних операцій, зростає ймовірність виникнення аварійних ситуацій.

У зв'язку з цим чисельно-експериментальна оцінка умов, при яких потенційно можливе поперечне руйнування елементів бурильної ко-

лони, є актуальною науково-технічною проблемою.

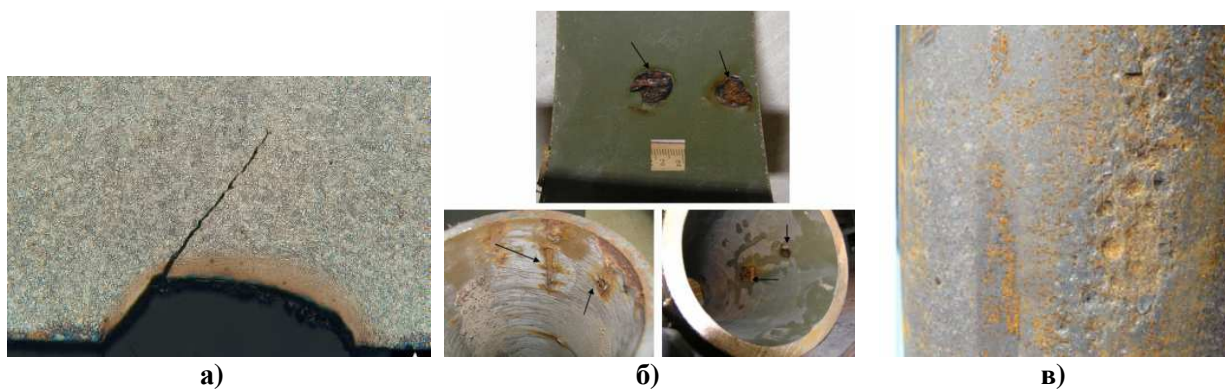
**Метою роботи** є провести розрахункову оцінку напруженого стану в околі зовнішніх та внутрішніх півеліптичних тріщиноподібних дефектів, а також визначити умови руйнування металу тривало експлуатованих бурильних труб і на цій основі визначити допустимі розміри досліджуваних дефектів залежно від глибини буріння при спуско-підйомних операціях.

**Методичні засади чисельної оцінки напруженого стану тривало експлуатованих бурильних труб та експериментального визначення умов їх руйнування**

*Аналитична оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень у вершині внутрішньої або зовнішньої півеліптичної тріщини, виявленої у поперечному перерізі тривало експлуатованої бурильної труби за умов дії квазістатичних навантажень*

Розрахункова формула для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень у вершині поперечної півеліптичної тріщини на внутрішній поверхні пустотілого циліндра (вершина малої півосі еліпса, глибина  $a$ ) під дією осьового навантаження (рис. 3, а) має вигляд [9]:

$$K_{al} = \sigma \cdot \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{a}{t}}} \cdot (Y_1 + Y_2 + Y_3) \cdot \sqrt{a} \quad (1)$$



а) [3], б) [4], в) [6]

Рисунок 1 – Морфологія тріщин, ініційована від корозійних виразок півеліптичної форми



Рисунок 2 – Вигляд промивини бурильної труби ззовні (а) та зсередини (б) [4]

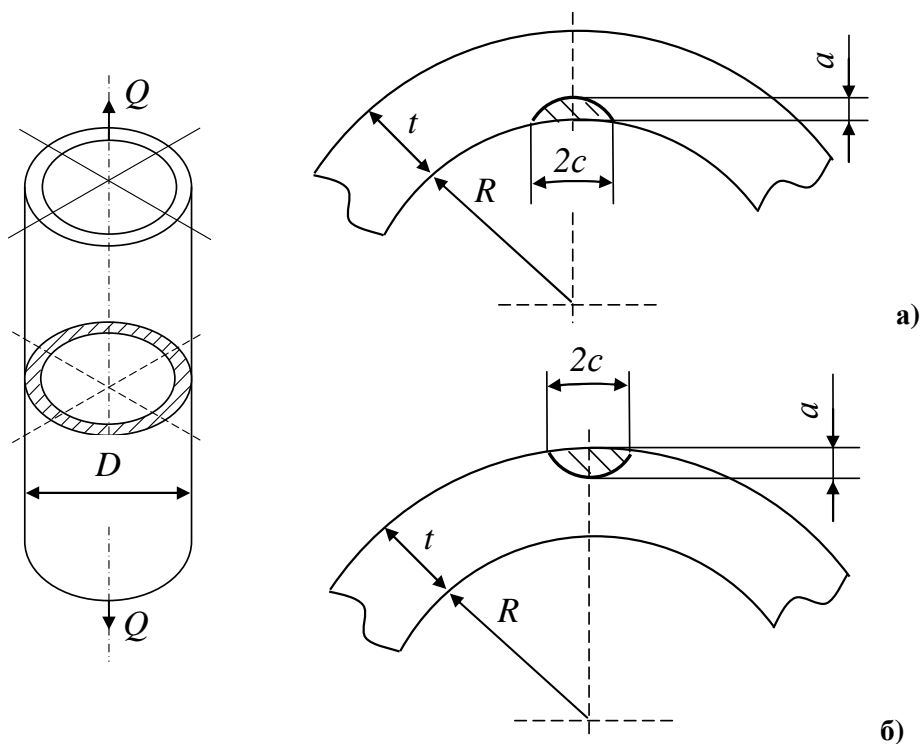


Рисунок 3 – Пустотілий циліндр під дією осьового навантаження з внутрішньою (а) та зовнішньою (б) півеліптичною тріщиною

де

$$\begin{aligned}
 Y_1 &= 1,6561 - 0,3944 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - 0,46115 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + \\
 &+ 0,33664 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 + \frac{a}{t} \cdot \left[ -0,78383 - 0,4868 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - \right. \\
 &\quad \left. - 0,57149 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 1,1149 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right], \\
 Y_2 &= \left(\frac{a}{t}\right)^2 \cdot \left[ 0,04206 + 13,568 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - \right. \\
 &\quad \left. - 23,844 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 11,147 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right]; \\
 Y_3 &= \left(\frac{a}{t}\right)^3 \cdot \left[ 0,48946 - 18,201 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) + \right. \\
 &\quad \left. + 33,969 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 - 17,301 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right].
 \end{aligned}$$

У вершині зовнішньої півеліптичної тріщини (рис. 3, б, вершина малої півосі еліпса, глибина  $a$ ) [10] величина коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  за умови  $0,5 \leq \frac{a}{c} \leq 1$  визначається залежністю:

$$K_a = \frac{\sqrt{\pi \frac{a}{Q}}}{f} \cdot \left[ \left( X_0 + Y_0 \frac{a}{t} \right) \sigma \right], \quad (2)$$

де

$$\begin{aligned}
 R_a &= R_i + t - a, \quad Q = 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c}\right)^{1,65}, \\
 f &= 1 - 0,385 \frac{t}{R_a} \frac{c}{t} \times \\
 &\times \left[ 2,14 \left(\frac{a}{c}\right) - 1,557 \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 0,417 \left(\frac{a}{c}\right)^3 \right]; \\
 X_0 &= 1,135 - 0,135 \left(\frac{a}{c}\right), \\
 Y_0 &= 0,5 - 0,663 \left(\frac{a}{c}\right) + 0,266 \left(\frac{a}{c}\right)^2 + \\
 &+ \left[ 0,713 - 1,286 \left(\frac{a}{c}\right) + 0,651 \left(\frac{a}{c}\right)^2 \right] \frac{t}{R_a}.
 \end{aligned}$$

**Розрахункова оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень на основі побудови скінченно-елементної моделі фрагмента тіла бурильної труби з поперечною внутрішньою або зовнішньою півеліптичною тріщиною, за умов дії квазістатичних навантажень**

Для прогнозування граничного стану та довговічності бурильної труби з тріщиною необхідно проводити аналіз параметрів руйнування, що відображають локальний напружено-деформований стан (НДС) біля вершини тріщини. Розрахунок параметрів руйнування (коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН), енергетичного  $J$ -інтеграла, розкриття в вершині тріщини) проводиться за допомогою аналітичних і числових методів лінійної та пружно-пластичної механіки руйнування.

Одним із ефективних чисельних методів є метод скінченних елементів (МСЕ), що дозволяє досить точно визначати напружений стан в околі вершини тріщини.

Для чисельного моделювання поверхневої тріщини в бурильній трубі використовували програмний комплекс *ANSYS Workbench 19.2*. Розглядалися фрагменти бурильної труби довжиною 200 мм, діаметром 127 мм та товщиною стінки рівною 8,0 мм.

Побудову тріщини заданої конфігурації у тілі бурильної труби (*Solid*) виконували в наступній послідовності.

Спочатку, за допомогою модуля *Meshing*, використовуючи команду *Mesh* генерували 3D-сітку фрагмента труби, з використанням елементів *Tetrahedrons*.

Після розбиття труби на скінченні елементи, за допомогою об'єкту *Crack* включали півеліптичну тріщину у вихідну сітку скінченних елементів.

При побудові геометричної моделі використали дві системи координат: загальну, пов'язану з трубою, та місцеву, яку використали для моделювання самої тріщини. Тріщина мала півеліптичну форму та знаходилась на внутрішній або зовнішній поверхні труби, перпендикулярно до її осі. Щоб ефективніше використати властивості *ANSYS*, тріщину розташували посередині розглядуваного фрагмента. Геометричні розміри тріщини вибирали узагальнивши дані дефектоскопії тривало експлуатованих бурильних труб, проведеної на підприємствах бурового управління "Укрбургаз" за 2015 – 2017 роки [11, 12].

Геометричні параметри, число скінченних елементів по довжині підбирали таким чином, щоб створити перехідну область для забезпе-

чення плавної зміни розміру елементів в околі тріщини. За допомогою команди *Body Sizing*, використовуючи опцію *Sphere of Influence*, згущували сітку в зоні поширення тріщини, створюючи перехідну область, розміри якої задаються параметрами *Buffer Zone Scale*. При цьому розмір елементів не перевищував декількох десятих міліметра (від 0,1–0,3 мм) (рис. 4).

Кількість елементів одержаної скінченно-елементної моделі фрагмента бурильної труби з поперечною тріщиною коливалась в межах від 132155 до 133158, а кількість вузлів відповідно від 192692 до 194165, залежно від розмірів тріщини, що дозволяє досягти необхідної точності розв'язку задачі для оцінки напружено-деформованого стану та визначення параметрів механіки руйнування.

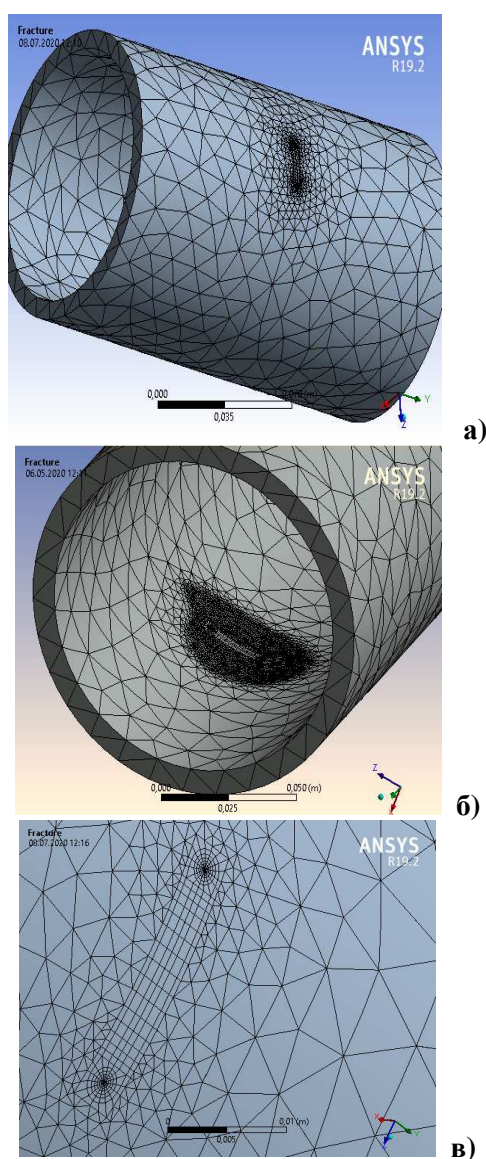


Рисунок 4 – Скінченно-елементна модель бурильної труби з тріщиною на зовнішній (а) та внутрішній поверхні (б) та згущення сітки в районі тріщини(в)

Після задання умов закріплення та навантаження, що моделювалось як осьовий розтяг, який характеризує дію повздовжньої сили, використовуючи вкладку *Fracture Tool*, закладки *Solution*, проводився розрахунок напружено-деформованого стану в околі фронту тріщини. Використовуючи метод *CINT*, визначали характеристики механіки руйнування: *J*-інтеграл та КІН. Для знаходження *J*-інтеграла проводили обчислення по декількох незалежних контурах інтегрування. При розрахунках для заданої точності було використано 6 контурів інтегрування.

#### Методичні засади експериментального визначення умов руйнування тривало експлуатованих бурильних труб

В основу методики оцінки умов руйнування металу тривало експлуатованих бурильних труб покладено підхід, запропонований в стандарті [13], який дослідним шляхом дозволяє визначити *J*-інтеграл [14]. Однак, при цьому необхідно врахувати той факт, що руйнування металу бурильних труб шляхом розвитку поперечних півеліптичних тріщиноподібних дефектів відбувається в умовах плоского напруженого стану і оцінюється за енергетичним [14] критерієм, згідно якого розвиток тріщини відбувається за умови, якщо інтенсивність енергії *J*, що звільнилася, досягає критичної величини *J<sub>c</sub>* (критична тріщиностійкість)

$$J_* = J_c \quad (3)$$

Для визначення величини *J<sub>c</sub>* вирізали п'ять зразків з фрагменту досліджуваної бурильної труби груп міцності «Л» розміром 100,0×10,0×8,0 мм (рис. 5, а). Схему вирізаня зразків наведено на рисунку 5, б.

Слід зауважити, що застосовуючи методику [13], ми використовували нестандартний зразок, виходячи із розмірів досліджуваної бурильної труби. Випробування проводили на повітрі за температури 20°C. Зразки із попередньо сформованою втомною тріщиною досліджували на денній поверхні за схемою триточкового згину (рис. 5, в), віддалі між опорами 32 мм. Швидкість навантаження зразка становила 1,67·10<sup>-5</sup> мм/с і залишалася постійною протягом усіх випробувань.

Значення коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН) *K<sub>Jc</sub>* обчислювали за співвідношенням [13]

$$K_{Jc} = \sqrt{\frac{J_c \cdot E}{(1 - \mu^2)}} \quad (4)$$

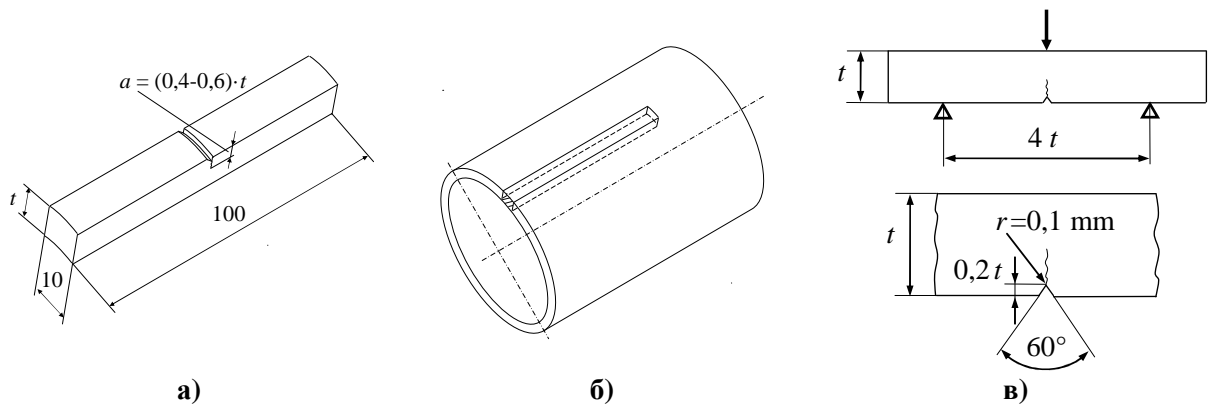


Рисунок 5 – Розміри (а), схема вирізки (б), а також схема навантаження (в) для випробування на статичну тріщиностійкість

Таблиця 1 – Хімічний склад досліджуваних сталей бурильних труб, мас. %

Сталь 36Г2С								
C	Mn	Si	V	Cu	Al	Ni	S <sub>max</sub>	P <sub>max</sub>
0,38	1,52	0,92	0,09	0,13	0,04	0,09	0,018	0,016

Таблиця 2 – Механічні характеристики сталі бурильної труби групи міцності «Л»

Сталь	Тривалість експлуатації, роки	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta$ , %	$\psi$ , %
36Г2С	23	790,0	605,0	12,5	27,0

Таблиця 3 – Критичні значення тріщиностійкості  $J_C^{cep}$  металу тривало експлуатованої бурильної труби групи міцності «Л» та коефіцієнтів інтенсивності напружень  $K_{Jc}$

$J_C$ , кДж/м <sup>2</sup>					$J_C^{cep}$ , кДж/м <sup>2</sup>
50,91	44,41	45,42	42,71	39,88	44,59
$K_{Jc}$ , МПа $\sqrt{м}$					$K_{Jc}^{cep}$ , МПа $\sqrt{м}$
105,78	98,80	99,91	96,89	93,62	99,0

де  $J_{Ic}$  – критична тріщиностійкість;  
 $E$  – модуль Юнга ( $E = 10^{11}$  Па);  
 $\mu$  – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей  $\mu = 0,3$ ).

**Оцінка міцності та ризику руйнування елементів експлуатованих бурильних труб**

Досліджували взірці, вирізані з фрагменту тривалоексплуатованої бурильної труби з умовним діаметром 127 мм групи міцності «Л», які використовувалися для буріння свердловин нафтогазових родовищ Західної України. Хімічний склад досліджуваної сталі подано в таблиці 1.

Механічні характеристики тривало експлуатованої сталі бурильної труби (табл. 2) визначались за стандартною процедурою [15] випробувань п'ятикратних циліндричних зразків на розтяг.

Результати експериментальних досліджень критичної тріщиностійкості  $J_C$  та обчислені за формулою (4) значення критичного коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{Jc}$  наведено в таблиці 3.

Результати розрахунків величини робочих навантажень під час спуско-підйомальних операцій бурильних колон [16] наведено у таблиці 4.

Результати аналітичних розрахунків за рівняннями (1) і (2) та розрахункової оцінки коефіцієнтів інтенсивності напружень на основі побудови скінченно-елементної моделі фрагмента тіла бурильної труби з поперечною внутрішньою або зовнішньою півеліптичною тріщиною, за умов дії квазістатичних навантажень, представлені на рисунках 6 та 7. Діаграми оцінки ризику руйнування у координатах «глибина тріщиноподібного дефекту – глибина

Таблиця 4 – Пікові значення робочих навантажень під час спуско-підйомальних операцій бурильної колони при поглибленні свердловин

$L$ , КМ	1,25	1,60	1,90	2,28	2,87	3,74	5,01
$F_D$ , МН	0,515	0,728	0,770	0,832	1,040	1,473	2,098

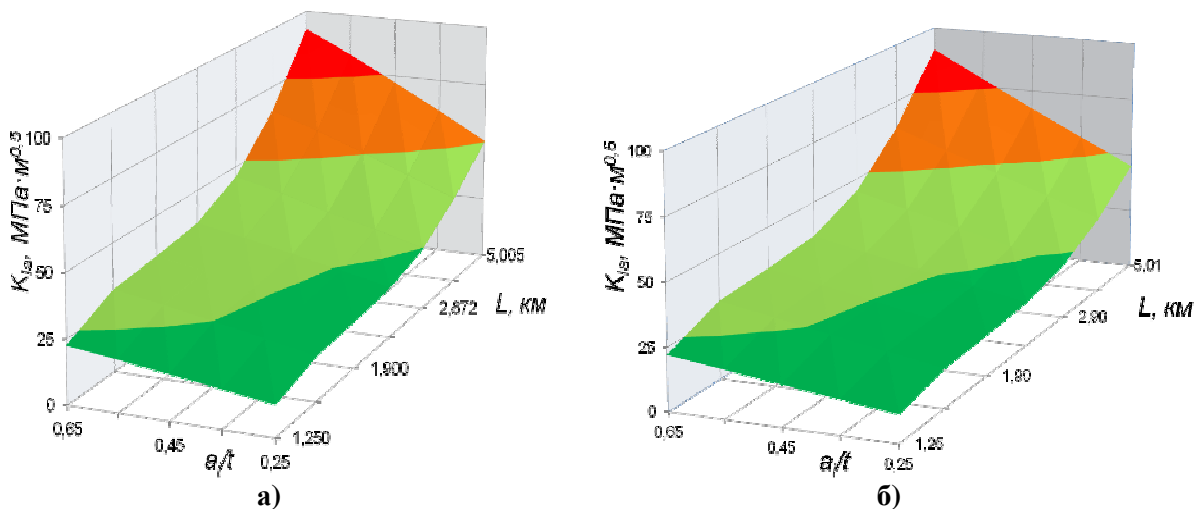


Рисунок 6 – Взаємозв’язок величини КІН  $K_I$ , обчисленої за формулою (1) [9] (а) та методом кінцевих елементів (б) [12] від розмірів  $a_i/t$ , розміщеної на тілі бурильної труби поперечної внутрішньої півеліптичної тріщини та глибини СПО  $L$  при бурінні

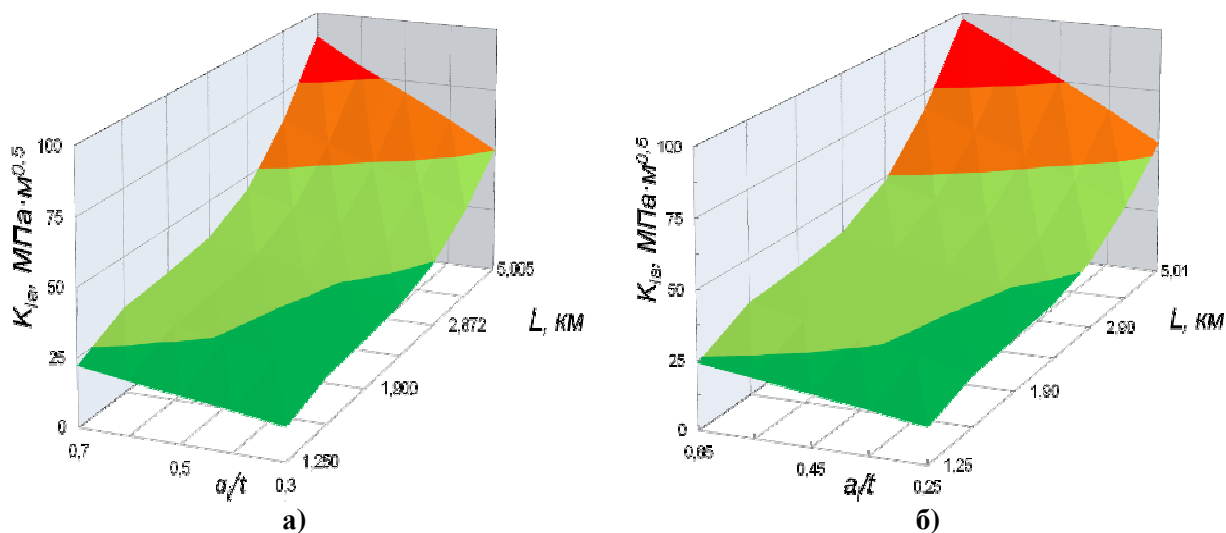


Рисунок 7 – Взаємозв’язок величини КІН  $K_I$ , обчисленої за формулою (2) [10] (а) та методом кінцевих елементів (б) [12] від розмірів  $a_i/t$ , розміщеної на тілі бурильної труби поперечної зовнішньої півеліптичної тріщини та глибини СПО  $L$  при бурінні

буріння – коефіцієнт інтенсивності напружень» дають можливість оцінити безпечну глибину як внутрішніх, так і зовнішніх півеліптичних тріщиноподібних дефектів, виявлених засобами технічного діагностування із урахуванням результатів експериментальних досліджень критичної тріщиностійкості  $J_c$ , представлених у таблиці 3.

Чисельні оцінки напруженого стану тривало експлуатованих бурильних труб починали за

умови  $a_i/t = 0,25$ , оскільки практика експлуатації бурильних колон, за результатами неруйнівного контролю, дозволяє виявити тріщини глибиною близько 2 мм, причому час утворення тріщин у замкових з’єднаннях становить 10-20% їх ресурсу [17]. Поширеним випадком раптових відмов бурильних колон (~28,3%) [18] є руйнування замкового різьбового з’єднання бурильних труб під час спуско-підйомальних операцій.

Слід також зауважити, що одержані розрахункові результати (рис. 6, 7) на основі розглянутої моделі для прогнозування характеристик напружено-деформованого стану бурильних труб з внутрішньою або зовнішньою поверхневими півеліптичними тріщинами з постійною товщиною, які піддаються віддаленим розтягуючим зусиллям практично співпадають із одержаними аналітично. Так, оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень розглядуваними методами для бурильної труби із внутрішньо-поверхневими півеліптичними тріщинами складає 6,5%, а аналогічна оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень для бурильної труби з зовнішньо-поверхневими півеліптичними тріщинами складає 7,8%.

Сумісний аналіз одержаних розрахункових та експериментальних результатів дозволяє інтерпретувати суттєве збільшення кількості аварій елементів бурильної колони при спуско-підіймальних операціях тривало експлуатованих бурильних труб, описаних в роботах [1, 3, 5, 7, 8], а також визначити допустимі розміри досліджуваних дефектів залежно від глибини буріння при спуско-підіймальних операціях.

#### Висновки

Запропоновано чисельно-експериментальну процедуру для оцінки напружено-деформованого стану та умов критичного руйнування тривало експлуатованих елементів бурильної колони, що містять як зовнішні, так і внутрішні півеліптичні тріщиноподібні дефекти.

Здійснено аналітичну та розрахункову оцінку коефіцієнта інтенсивності напружень на основі побудови скінченно-елементної моделі фрагмента тіла бурильної труби з поперечними поверхневими півеліптичними тріщинами, за умов дії квазістатичних навантажень. Одержані розрахункові результати незначно різняться між собою. Для бурильної труби із внутрішніми поверхневими півеліптичними тріщинами різниця складає 6,5%, а аналогічна оцінка коефіцієнта інтенсивності напружень для бурильної труби з зовнішніми поверхневими півеліптичними тріщинами складає 7,8%.

Здійснено експериментальну оцінку критичної тріщиностійкості  $J_C$  металу тривало експлуатованої бурильної труби та обчислено величину критичного коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{J_C}$ .

Запропоновано діаграми оцінки ризику руйнування у координатах «глибина тріщиноподібного дефекту – глибина буріння – коефіцієнт інтенсивності напружень», які дають можливість оцінити безпечно глибину як внутрі-

шніх, так і зовнішніх півеліптичних тріщиноподібних дефектів виявлених засобами технічного діагностування із урахуванням результатів експериментальних досліджень критичної тріщиностійкості.

Одержані результати можна застосовувати для інтерпретації технічного діагностування тривало експлуатованих елементів бурильної колони.

#### Література

1. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посіб. / за заг. ред. В.В. Панасюка. – Том 10 : Міцність та довговічність нафтогазового обладнання / В.І. Похмурський, Є.І. Крижанівський, В.М. Івасів та ін. Львів – Івано-Франківськ: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України ; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2006. 1193 с.
2. G.V.S. Murthy, Goutam Das, Swapan Kumar Das, Nikhat Parveen, S.R. Singh. Hardbanding failure in a heavy weight drill pipe. *Engineering Failure Analysis*. 2011. Vol. 18. P. 1395-1402. dx.doi:10.1016/j.engfailanal.2011.03.014.
3. Macdonald K. A., BJune J. V. Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, Iss. 8. P. 1641-1666. doi:10.1016/j.engfailanal.2006.11.073.
4. Moradi S., Ranjbar K. Experimental and Computational Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2009. Vol. 16, Is. 3. P. 923-933. doi:10.1016/j.engfailanal.2008.08.019.
5. Zhu X., Dong L., Tong H. Failure analysis and solution studies on drill pipe thread gluing at the exit side of horizontal directional drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2013. Vol. 33. P. 251-264. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2013.05.017.
6. Xiaohua Zhu, Shaohu Liu, Hua Tong, Xiaobing Huang, Jun Li. Experimental and numerical study of drill pipe erosion wear in gas drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2012. Vol. 26. P. 370-380. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.06.005
7. Івасів В.М., Гринджук Я.С., Юрич Л.Р. Аналіз причин руйнування елементів бурильної колони. *Технологический аудит и резервы производства*. 2014. № 6/4 (20). С. 15 - 17.
8. Li Fangpo, Liu Yonggang, Wang Xinhui, Lu Caihong. Failure analysis of £127mm IEU G105 drill pipe wash out. 2011. Vol. 18. P. 1867-1872. doi:10.1016/j.engfailanal.2011.06.018.

9. Approximate Influence Functions for Part-Circumferential Interior Surface Cracks in Pipes / Lim E.Y. et al. *ASTM STP 791*. P. I-281- I-296.
10. Raju I. S., Newman J. C. Stress-Intensity Factors for Circumferential Surface Cracks in Pipes and Rods. *ASTM STP 905*. 1986. P. 789 - 805.
11. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ “УКРБУРГАЗ” за 2015 рік.
12. Морозов Е. М., Муйземнек А. Ю., Шадский А. С. ANSYS в руках инженера: Механика разрушения. М.: ЛЕНАНД, 2010. 456 с.
13. ASTM E1737-96. Standard test method for J-integral characterization of fracture toughness. *American Society for Testing and Materials*, 1996.
14. Rice J. Path A. Independent Integral and the Approximate Analysis of Strain Concentration by Notches and Cracks. *Journal of Applied Mechanics*. 1968. Vol. 35. P. 379-386.
15. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: у 2 т. М.: Машиностроение, 1974. Т. 2. 368 с.
16. Витязь О. Ю., Грабовський Р. С., Тирлич В. В., Артими В. І. Оцінка впливу динамічних навантажень на умови руйнування труб бурильних колон під час спуско-підіймальних операцій. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2018. №1 (44). С. 25-34. DOI: 10.31471/1993-9965-2018-1(44)-38-47.
17. Копей Б. В. Науково-технологічні методи комплексного підвищення ресурсу деталей свердловинного нафтогазового обладнання: автореф. дис. ... докт. тех. наук. Івано-Франківськ, 1996. 46 с.
18. Крыжановский Е. И. Исследование и повышение сопротивления усталости бурильных колонн при вращательном бурении скважин: дисс. ... докт. тех. наук. М., 1990. 480 с.
19. *Engineering Failure Analysis*. 2011. Vol. 18. P. 1395-1402. dx.doi:10.1016/j.engfailanal.2011.03.014.
20. Macdonald K. A., Bjune J. V. Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, Iss. 8. P. 1641-1666. doi:10.1016/j.engfailanal.2006.11.073.
21. Moradi S., Ranjbar K. Experimental and Computational Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2009. Vol. 16, Is. 3. P. 923-933. doi:10.1016/j.engfailanal.2008.08.019.
22. Zhu X., Dong L., Tong H. Failure analysis and solution studies on drill pipe thread gluing at the exit side of horizontal directional drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2013. Vol. 33. P. 251-264. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2013.05.017.
23. Xiaohua Zhu, Shaohu Liu, Hua Tong, Xiaobing Huang, Jun Li. Experimental and numerical study of drill pipe erosion wear in gas drilling. *Engineering Failure Analysis*. 2012. Vol. 26. P. 370-380. dx.doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.06.005
24. Ivasiv V.M., Hryndzhuk Ya.S., Yurych L.R. Analiz prychny ruinuvannia elementiv burylnoi kolony. *Tehnologicheskyy audit i rezervy proizvodstva*. 2014. No 6/4 (20). P. 15-17. [in Ukrainian]
25. Li Fangpo, Liu Yonggang, Wang Xinhua, Lu Caihong. Failure analysis of £127mm IEU G105 drill pipe wash out. 2011. Vol. 18. P. 1867–1872. doi:10.1016/j.engfailanal.2011.06.018.
26. Approximate Influence Functions for Part-Circumferential Interior Surface Cracks in Pipes / Lim E.Y. et al. *ASTM STP 791*. P. I-281- I-296.
27. Raju I. S., Newman J. C. Stress-Intensity Factors for Circumferential Surface Cracks in Pipes and Rods. *ASTM STP 905*. 1986. P. 789 - 805.
28. Informatsiinyi biuletyn pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU “UKR BURHAZ” za 2015 rik. [in Ukrainian]
29. Morozov E. M., Muizemnek A. Yu., Shadskiy A. S. ANSYS v rukah inzhenera: *Mekhanika razrusheniya*. M.: LENAND, 2010. 456 p. [in Russian]
30. ASTM E1737-96. Standard test method for J-integral characterization of fracture toughness. *American Society for Testing and Materials*, 1996.
31. Rice J. Path A. Independent Integral and the Approximate Analysis of Strain Concentration by Notches and Cracks. *Journal of Applied Mechanics*. 1968. Vol. 35. P. 379-386.

### References

1. Mekhanika ruinovannia i mitsnist materialiv: dovidn. posib. / za zah. red. V.V. Panasiuka. – Tom 10 : Mitsnist ta dovhovichnist naftohazovoho obladdannia / V.I. Pokhmurskiy, Ye.I. Kryzhanivskiy, V.M. Ivasiv ta in. Lviv – Ivano-Frankivsk: Fyzyko-mekhanichniy instytut im. H. V. Karpenka NAN Ukrainy ; Ivano-Frankivskiy natsionalnyi tekhnichniy universytet nafty i hazu, 2006. 1193 p. [in Ukrainian]
2. G.V.S. Murthy, Goutam Das, Swapan Kumar Das, Nikhat Parveen, S.R. Singh. Hardbanding failure in a heavy weight drill pipe.

15. Fridman Ya. B. *Mechanicheskie svoystva metallov. Mechanicheskie ispytaniya. Konstruktsionnaya prochnost: u 2 t. M.: Mashinostroyeniye, 1974. Vol 2. 368 p. [in Russian]*

16. Vytiaz O. Yu., Hrabovskyi R. S., Tyrlych V. V., Artym V. I. Otsinka vplyvu dynamichnykh navantazhen na umovy ruinuvannya trub burylnykh kolon pid chas spusko-pidiimalnykh operatsii. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2018. No 1 (44). P. 25 – 34. DOI: 10.31471/1993-9965-2018-1(44)-38-47. [in Ukrainian]

17. Kopei B. V. *Naukovo-tekhnologichni metody kompleksnoho pidvyshchennia resursu detalei sverdlovynnoho naftohazovoho obladnannia: avtoref. dys. ... dokt. tekh. nauk. Ivano-Frankivsk, 1996. 46 p. [in Ukrainian]*

18. Kryizhanovskiy E. I. *Issledovanie i povyishenie soprotivleniya ustalosti burilnykh kolonn pri vraschatelnom burenii skvazhin: diss. ... dokt. teh. nauk. M., 1990. 480 p. [in Russian]*