

# РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

3 (84) 2022

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

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

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

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

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

Підписано до друку 30.09.2022 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 Перспективи впровадження технологій підвищення вуглеводневилучення з використанням CO<sub>2</sub> на прикладі Гадяцького родовища  
С. В. Матківський, Є. С. Бікман, О. Р. Кондрат, О. В. Бурачок, Л. І. Матіішин

### Техніка і технології

- 17 Науково-практичні основи застосування колони гнучких труб у скерованих свердловинах  
І. Ю. Мохній, І. І. Чудик

### Дослідження і методи аналізу

- 24 Використання вихрової функції для моделювання робочого процесу свердловинного струминного насоса  
Д. О. Паневник
- 33 Дослідження впливу технологічних факторів на розподіл інтенсивності аварій свердловинного обладнання  
В. В. Бевз
- 40 Дослідження вібраційних напружень, викликаних поширенням пружних коливань у колоні штанг  
О. Я. Дубей, М. М. Лях, Т. Ф. Тутко

---

## З М І С Т

---

### Наука — виробництву

---

Оптимізація обслуговування зосереджених елементів лінійної частини магістральних газопроводів 52  
*М. С. Чернецький*

Гідрогеохімічний підхід до визначення флюїдопровідності тектонічних порушень 58  
*С. М. Левонюк, І. М. Фик*

---

### Виробничий досвід

---

Основні напрямки розвитку техніко-технологічних аспектів буріння горизонтальних свердловин 67  
*І. В. Восвідко, А. І. Васько, І. А. Васько*

Вимоги до оформлення статей 74

## РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

3 (84) 2022

**Головний редактор:**  
**Кондрат О. Р.**, д-р техн. наук

**Відповідальний секретар:**  
**Грицанчук А. В.**, канд. техн. наук

### РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:

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

### Адреса редакції:

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15  
Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу  
тел.: (0342) 50-77-96  
тел./факс: (0342) 54-58-26  
ел.пошта: redactor@nung.edu.ua  
redntv@nung.edu.ua  
<http://rmngr.nung.edu.ua>

# PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

3 (84) 2022

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

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

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

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

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

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

Approved for publication of 30.09.2022  
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 Prospects for the implementation of technologies for increasing hydrocarbon extraction with the use of CO<sub>2</sub> on the example of the Hadiach deposit  
*S. V. Matkivskyi, Ye. S. Beekman, O. R. Kondrat, O. V. Burachok, L. I. Matiishyn*
- 

### *Technics and technologies*

---

- 17 Scientific and practical fundamentals of flexible drill stem application in directed wells  
*I. Yu. Mochnyy, I. I. Chudyk*
- 

### *Research and methods of analysis*

---

- 24 Using the complex potential of a plane-radial flow to simulate the working process of a hydraulic jet pump  
*D. O. Panevnyk*
- 33 Study of the technological factors' influence on the intensity distribution of drilling equipment accidents  
*V. V. Bevz*
- 40 Research of vibration stresses caused by the propagation of elastic oscillations in a stem  
*O. Ya. Dubej, M. M. Lyakh, T. F. Tutko*

---

# CONTENTS

---

---

## Science — production

---

Concentrated elements maintenance optimization of the linear part of the main gas pipelines 52  
*M. S. Chernetsky*

Hydrogeochemical approach to determining the fluid conductivity of tectonic faults 58  
*S. M. Levoniuk, I. M. Fyk*

---

## Production experience

---

Main development directions of technical and technological aspects in drilling horizontal wells 67  
*I. V. Voevidko, A. I. Vasko, I. A. Vasko*

Requirements for the article 74

# PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 3 (84) 2022

**Editor in Chief:**

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

**Executive Secretary:**

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

### EDITORIAL BOARD:

**Bagriy S. M.**, Cand. Sc. (Geol.)

**Bishchak R. T.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Velychkovych A. S.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Vytyaz O. Yu.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Vira V. V.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Hedzyk N. M.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Dzhus A. P.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Dobrotvorskyi S. S.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Dolgov M. A.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Dreus A. Yu.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Zderka T. V.**, Cand. Sc. (Geol.)

**Ivanov V. O.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Kasiyanchuk D. V.**, Cand. Sc. (Geol.)

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

**Kornuta V. A.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Kryshchak S. I.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Kuzmenko E. D.**, Dr. Sc. (Geol. and Mineral.)

**Kurovets S. S.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Myslyuk M. A.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Moisyshyn V. M.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Panchuk V. H.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Petryna D. Yu.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Pyryg T. Yu.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Savyk V. M.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Semenyuk Yu. V.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Student M. M.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Sudakov A. K.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Sudakova D. A.**, Cand. Sc. (Tech.)

**Tiapkin O. K.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Udalov I. V.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Fedoryshyn D. D.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Khomyn V. R.**, Dr. Sc. (Geol.)

**Chepurna T. B.**, Cand. Sc. (Geol.)

**Shlapak L. S.**, Dr. Sc. (Tech.)

**Jacko Stanislav**, PhD (Slovakia)

**Kotwica Krzysztof**, PhD (Poland)

**Piestrzynski Adam**, Dr. hab. (Poland)

**Ziaja Jan Dariusz**, Dr. hab. (Poland)

### The Address of the Editorial Office:

Ivano-Frankivsk National Technical University  
of Oil and Gas

15, Karpatska str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

tel.: (0342) 50-77-96

fax: (0342) 54-58-26

e-mail: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

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

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-3(84)-7-17

## ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ CO<sub>2</sub> НА ПРИКЛАДІ ГАДЯЦЬКОГО РОДОВИЩА

<sup>1</sup>С. В. Матківський\*, <sup>2</sup>Є. С. Бікман, <sup>3</sup>О. Р. Кондрат, <sup>3</sup>О. В. Бурачок, <sup>3</sup>Л. І. Матіішун

<sup>1</sup> Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28,  
тел./факс (044) 2723115, e-mail: matkivskij@gmail.com

<sup>2</sup> Український науково-дослідний інститут природних газів;  
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (057) 7331755,  
e-mail: yefim.bikman@ugv.com.ua

<sup>3</sup> ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, oburachok@googlemail.com, lilya.matiishun@gmail.com

Переважає більшість родовищ вуглеводнів України розробляється на виснаження та перебувають на завершальній стадії розробки в умовах спадного видобутку. На поточний час стан сировинної бази свідчить про те, що основний потенційний резерв для стабілізації та нарощення видобутку становлять залишкові запаси виснажених родовищ. До перспективних напрямів підвищення ефективності розробки родовищ нафти і газу відносять впровадження вторинних та третинних методів видобутку вуглеводнів. Однією з найбільш успішних технологій в області вторинного видобутку вуглеводнів є технологія нагнітання діоксиду вуглецю. Для дослідження ефективності технології нагнітання діоксиду вуглецю проведено дослідження з використанням інструментів цифрового моделювання на прикладі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. За результатами проведених досліджень встановлено, що у випадку нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 підтримується пластовий тиск на вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження та забезпечуються стабільні умови експлуатації видобувних свердловин. Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується сповільнення процесу надходження пластової води в продуктивні поклади та забезпечується ефективне витіснення залишкових запасів вуглеводнів з порового простору. Результати проведених досліджень свідчать про те, що у випадку реалізації досліджуваної технології прогнозний коефіцієнт вилучення газу збільшується на 3,22 %, а коефіцієнт вилучення конденсату на 1,29 % порівняно з розробкою на виснаження. За результатами проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю. Реалізація сучасних технологій розробки родовищ вуглеводнів України можливе за умови інвестування, що дозволить інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та, відповідно, підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Ключові слова: родовище, виснаження, газодояний контакт, обводнення, підвищення вуглеводневилучення, цифрові моделі, вторинні технології розробки, нагнітання діоксид вуглецю.

Most hydrocarbon fields in Ukraine are developed for depletion and are at the final stage of development in the conditions of declining hydrocarbon production. At present, the state of the resource base indicates that the main potential reserve for stabilizing and increasing production is the residual reserves of depleted fields. Promising areas for improving the efficiency of oil and gas field development include the introduction of secondary and tertiary methods of hydrocarbon production. One of the most successful technologies in the field of secondary hydrocarbon production is carbon dioxide injection technology. To study the effectiveness of carbon dioxide injection technologies, a study has been conducted using digital modeling tools on the example of the Hadiach oil and gas condensate field. Based on the results of the studies, it has been found that in the case of injection of carbon dioxide into the reservoir of horizon V-16, formation pressure is maintained at the highest level compared to depletion development, and stable operating conditions of producing wells are provided. Thanks to the introduction of carbon dioxide injection technology, the formation water inflow into productive reservoirs is slowed down, and residual hydrocarbon reserves are effectively displaced from the pore space. The results of the studies indicate that in the case of implementing the technology under study, the predicted gas recovery factor increases by 3.22% and the condensate recovery factor by 1.29% compared to depletion development. Based on the research results, the high technological efficiency of introducing carbon dioxide injection technologies has been established. Implementing modern technologies for developing hydrocarbon reservoirs in Ukraine is possible, subject to investment, which will intensify the process of hydrocarbon production and increase the final hydrocarbon recovery factors.

Key words: field, depletion, gas-water contact, watering, enhanced hydrocarbon recovery, digital models, secondary development technologies, carbon dioxide injection.

### Вступ

Розвиток промислового виробництва України напружено залежить від ступеня використання енергетичних ресурсів, в тому числі і вуглеводневих [1]. Україна, як і багато країн світу, характеризується значними залишковими запасами нафти і газу. Однак, на даний час тільки частина із наявних потреб забезпечується власним видобутком. Саме тому перед нафтогазовим комплексом України стоїть актуальна проблема не тільки стабілізації видобутку вуглеводнів, але і його нарощення з метою забезпечення потреб населення та промисловості за рахунок власного видобутку.

В найближчій перспективі видобуток вуглеводнів в Україні буде пов'язаний не стільки із введенням у розробку нових родовищ, скільки із збільшенням темпів відборів та збільшенням кінцевих коефіцієнтів вилучення старих та виснажених родовищ. Сировинна база таких родовищ характеризується погіршенням якості і структури запасів у часі та супроводжується збільшенням частки важковидобувних запасів, розробка яких на сьогоднішній день здійснюється дуже низькими темпами [2-3].

До категорії важковидобувних відносяться залишкові запаси вуглеводнів, що формуються на пізній стадії розробки родовища; запаси вуглеводнів у малопроникних колекторах; запаси вуглеводнів, що вміщують високообводнені поклади. Зважаючи на основні особливості розробки родовищ вуглеводнів, що притаманні для завершальної стадії, а саме: низькі темпи відбору вуглеводневої продукції, низькодебітність свердловин та висока обводненість, основний потенційний резерв для стабілізації рівнів ви-

добутку становлять залишкові запаси вуглеводнів [4].

Одним із перспективних напрямків стабілізації і нарощування видобутку вуглеводнів в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини є підвищення ефективності розробки газових та газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму [5-6].

В умовах активного надходження пластової води в поклади відбувається нерівномірне переміщення газоводяного контакту, що зумовлено неоднорідністю продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною. Видобувні свердловини за таких умов виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Зумовлено це особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які зазвичай не розраховуються на збір і підготовку газу з великим вмістом води. Проведення водоізоляційних робіт на свердловинах позитивних результатів практично не забезпечують та виявляються малоефективними, оскільки для успішного виконання ізоляційних робіт необхідно знати причини та закономірність надходження води у свердловини. Саме тому, регулювання процесу надходження законтурних вод в продуктивні поклади є основною задачею контролю за розробкою родовищ природних газів, які розробляються за водонапірного режиму [7].

Проблема обводнення продуктивних покладів та газоконденсатних свердловин є надзвичайно актуальною на даний час не тільки для України, але і для світової практики видобування вуглеводнів. Зважаючи на вищевикладене, існує необхідність в проведенні додатко-

вих досліджень з метою напрацювання оптимальних шляхів мінімізації негативного впливу водонапірної системи на процес розробки газових та газоконденсатних родовищ.

### Дослідження існуючих рішень проблеми

Більшість родовищ вуглеводнів пристосована до пластових водонапірних систем та розробляється у водонапірному режимі. Особливістю цього режиму розробки є надходження в газонасичені горизонти підшовних чи крайових вод. Результатом цього є защемлення водою в пористому середовищі значних об'ємів природного газу та передчасна зупинка більшості видобувних свердловин [8].

Для регулювання розробки родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму та контролю за просуванням пластових вод запропоновано багато методів та технологій [9-11]. Однак більшість із запропонованих шляхів інтенсифікації дорозробки газових та газоконденсатних родовищ за таких умов зазвичай малоефективні, або не можуть бути реалізовані з економічної точки зору.

Проблемі підвищення вуглеводневилучення в Україні присвячено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень [12-14]. На основі проведених досліджень обґрунтовано доцільність оптимізації розробки родовищ вуглеводнів шляхом нагнітання в приконтактну зону «сухого» газу, в тому числі азоту, з метою забезпечення стабілізації видобутку рідких вуглеводнів через зниження пластових тисків та активної дії на водонапірний режим. Впровадження таких заходів при розробці продуктивних покладів Тимофіївського, Куличихинського, Котелевського та Березівського родовищ забезпечило підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

За результатами численних досліджень однією з успішних технологій в області вторинного видобутку вуглеводнів є технологія нагнітання діоксиду вуглецю [15-16]. Вперше нагнітання діоксиду вуглецю в поклад було здійснено у США в 1949 році. Результати проведених досліджень виявилися позитивними, у зв'язку з чим область досліджень різко розширилася ще на десяток родовищ вуглеводнів США.

Пілотні проєкти щодо впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою підвищення нафтовилучення з родовищ Канади були реалізовані протягом 1983 – 1984 років на родовищах Weyburn і Joffre Viking [17-18].

Використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання в Угорщині на родовищі Budafa розпочато в 1969 році [19]. Норвегія використовує

технологію нагнітання діоксиду вуглецю для підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення з родовищ, що знаходяться в Північному морі [20].

У СРСР промислова реалізація технології нагнітання діоксиду вуглецю була розпочата в 1971 році у східній частині Туймазинського родовища та підтвердила високу ефективність витіснення залишкових запасів. Аналогічні проєкти із використанням діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення були впроваджені в 1984 році на Радаєвському і в 1986 році на Козловському родовищах [21].

Діоксид вуглецю характеризується високими витіснюючими властивостями завдяки [22]:

- розчинності в пластових флюїдах (нафті, конденсаті, пластовій воді) та, відповідно, збільшенні об'єму нафти при розчиненні в ній діоксиду вуглецю;

- зменшенні в'язкості нафти та конденсату та підвищенні в'язкості води при розчиненні в них діоксиду вуглецю;

- збільшення рухомості вуглеводневих флюїдів та зменшенні рухомості води;

- зниженні міжфазового натягу на межі «вуглеводневий флюїд-вода», покращенні змочуваності породи при розчиненні у вуглеводневому флюїді та воді та забезпеченні переходу нафти з плівкового стану в крапельний;

- збільшенні проникності окремих типів колекторів в результаті хімічної взаємодії карбонатної кислоти із складовими скелету породи.

Результати фізичного і математичного моделювання процесу витіснення природного газу діоксидом вуглецю [23-25] свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення.

Згідно результатів досліджень встановлено, що найвищий коефіцієнт вилучення вуглеводнів забезпечується у випадку розробки покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим впровадженням вторинних технологій розробки родовищ вуглеводнів [26].

Удосконаленню існуючих технологій розробки родовищ вуглеводнів присвячена значна кількість досліджень з використанням чисельного моделювання [27-28]. Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ вуглеводнів [29]. Адаже саме постійно діюча геолого-технологічна модель призначена для вирішення основних завдань розробки родовищ з метою найбільш повного вилучення запасів вуглевод-

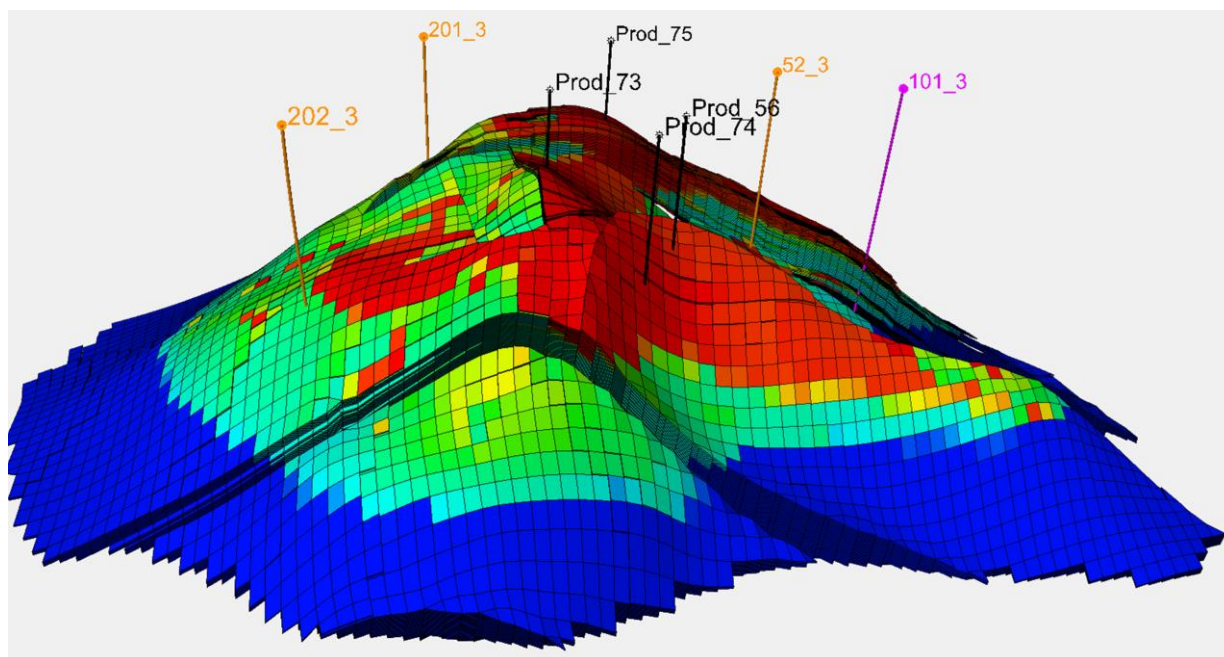


Рисунок 1 – Концептуальна модель газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

нів та досягнення максимального економічного ефекту.

#### Методика дослідження

Для проведення досліджень з підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger [30-31]. Дослідження виконано на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Для відтворення фізичних процесів, що мають місце в продуктивному покладі при нагнітанні діоксиду вуглецю створено композиційну PVT-модель [32-33].

Концептуальну модель газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведено на рис. 1.

Поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища пропонується залучити в розробки шляхом переведу свердловин №№ 56, 73, 74, 75 з нижчезалягаючих покладів горизонтів після закінчення їх розробки. Оптимальний дебіт газу видобувних свердловин прийнято на рівні 50 тис.м<sup>3</sup>/доб з метою попередження передчасного обводнення.

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в якості нагнітальних свердловин використано вже пробурені на родовищі свердловини, які знаходяться в бездії з причини обводнення. Підбір «свердловин-кандидатів»

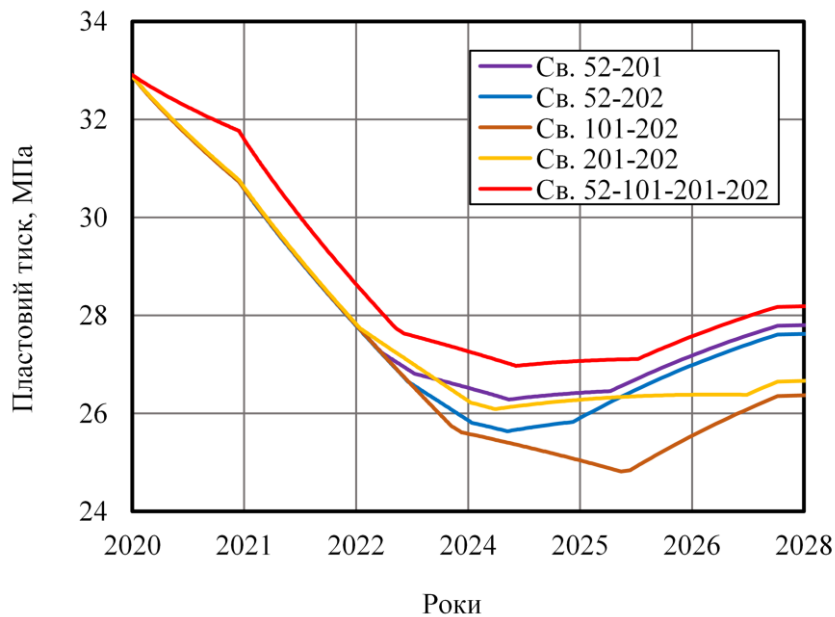
для нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 здійснювався на основі критичного аналізу стану обводнення газонасичених пластів.

Використовуючи адаптовану до фактичних даних історії розробки постійно діючу геолого-технологічну модель Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, встановлено локалізацію залишкових запасів газу, защемлених пластовою водою. Встановивши ділянки продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю, підбрано ряд нагнітальних свердловин, з використанням яких буде охоплено витісненням найбільшу кількість залишкових защемлених запасів природного газу. Для нагнітання діоксиду вуглецю вибрано свердловини №№ 52, 101, 201, 202. Приймальність нагнітальних свердловин становить 50 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Для вдосконалення технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 проведено дослідження впливу різної щільності сітки нагнітальних свердловин з врахуванням їх просторового розміщення на площі покладу на коефіцієнт вилучення газу.

На основі аналізу постійно діючої геолого-технологічної моделі для проведення досліджень вибрано 5 варіантів розробки продуктивного покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю:

- 1 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№ 52, 201;
- 2 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№ 52, 202;



**Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища**

- 3 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№101, 202;
- 4 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№201, 202;
- 5 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№52, 101, 201, 202.

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється протягом 16 місяців. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в останню з видобувних свердловин.

За результатами проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів.

#### Результати досліджень

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 забезпечується підтримання пластового тиску на більш високому рівні порівняно з розробкою покладів на виснаження. Згідно з результатами розрахунків найвищі значення пластового тиску досягаються під час нагнітання діоксиду вуглецю з використанням 4 нагнітальних свердловин (№№ 52, 101, 201, 202).

Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведена на рис. 2.

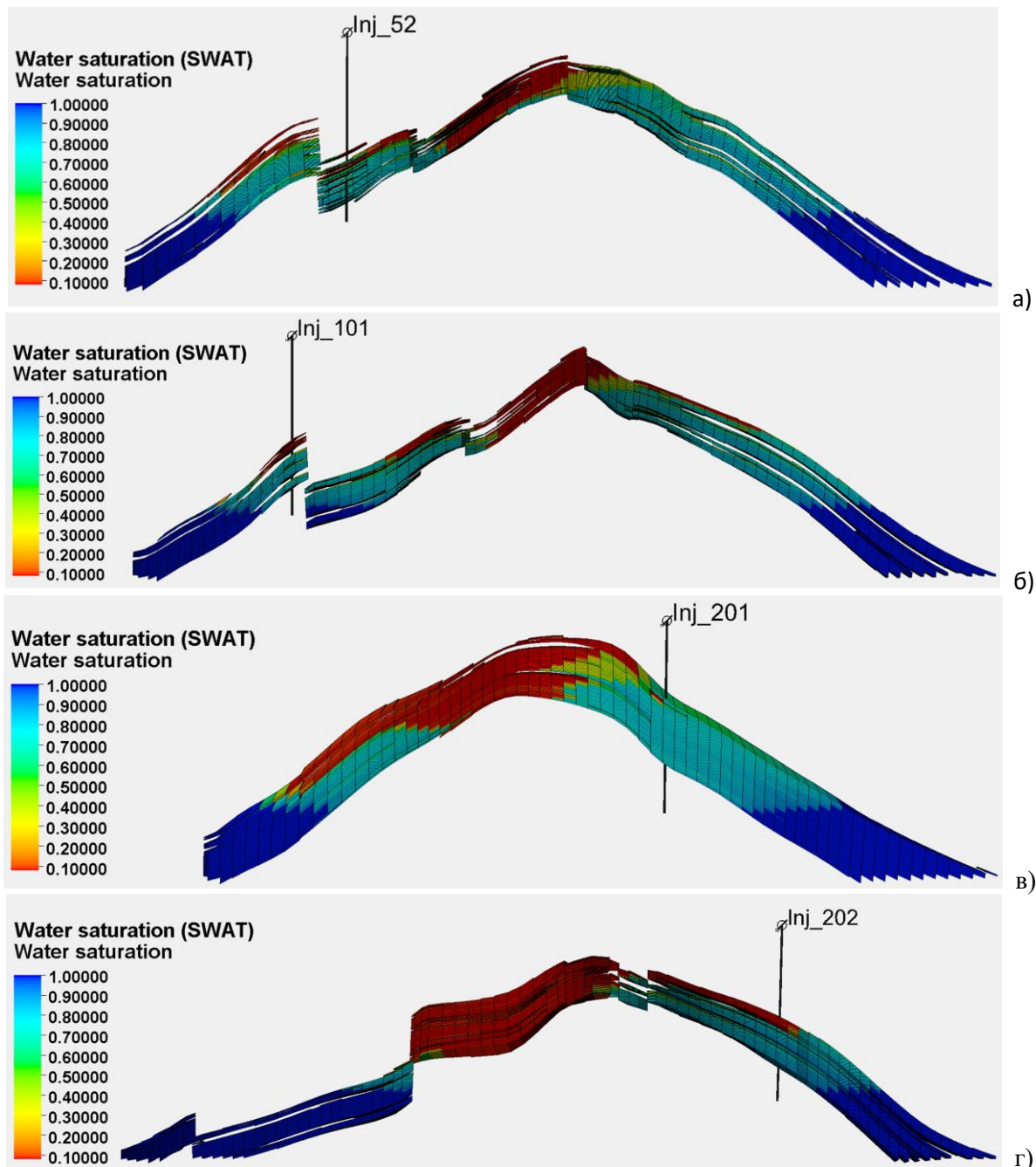
На основі результатів моделювання здійснено розрахунок технологічних показників розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Згідно з результатами проведених досліджень встановлено значний вплив кількості нагнітальних свердловин та їх просторового розміщення на площі покладу на активність водонапірної системи.

Результати розрахунків видобутку пластової води залежно від кількості нагнітальних свердловин та при розробці покладу горизонту В-16 на виснаження наведено в таблиці 1.

За результатами досліджень встановлено, що при нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 видобуваються різні обсяги пластової води відповідно до розрахованих варіантів. Пояснюються отриманий результат різним ступенем обводненості зони, в яку здійснюється нагнітання неуглеводневого газу, а саме розміщенням нагнітальних свердловин на площі газонасності по відношенню до газоводяного контакту, що зумовлює різні об'єми пластової води перед фронтом нагнітання. Чим далі нагнітальна свердловина знаходиться від газоводяного контакту в обводнену частину покладу, тим більше води разом із защемленим газом витісняється до видобувних свердловин завдяки нагнітання діоксиду вуглецю.

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку пластової води залежно від кількості нагнітальних свердловин та при розробці покладу горизонту В–16 на виснаження

Варіанти розробки	Перелік нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток води, тис.м <sup>3</sup>	
		Виснаження	Нагнітання
1	52, 201	9,606	9,898
2	52, 202	7,894	8,522
3	101, 202	8,778	8,707
4	201, 202	9,430	9,225
5	52, 101, 201, 202	9,589	9,353



а – нагнітальна свердловина №201; б – нагнітальна свердловина №201;  
в – нагнітальна свердловина №201; г – нагнітальна свердловина №201

Рисунок 3 – Стан обводненості покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних свердловин

**Таблиця 2 – Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення від залишкових запасів вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин**

Варіанти розробки	Нагнітальні свердловини	Видобувні свердловини	Тривалість періоду розробки покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю, місяці	Коефіцієнт вилучення вуглеводнів (від залишкових запасів)						Накопичений видобуток води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин, тис.м <sup>3</sup>
				Газ, %		Δ, %	Конденсат, %		Δ, %	
				Нагнітання	Виснаження		Нагнітання	Виснаження		
1	52, 201	75	37	22,94	22,94	0,00	5,75	5,75	0,00	7,15
		56	42	25,07	23,36	1,71	6,18	5,58	0,60	7,15
		73	56	29,44	27,74	1,70	7,02	6,35	0,67	8,10
		74	70	31,71	31,71	0,00	7,44	7,44	0,00	9,87
2	52, 202	56	41	25,25	23,74	1,52	6,16	5,64	0,52	7,15
		73	50	29,64	28,88	0,76	6,95	6,54	0,41	7,80
		74	56	31,29	31,29	0,00	7,24	7,24	0,00	8,54
		75	65	32,82	32,82	0,00	7,50	7,50	0,00	8,54
3	201, 202	75	34	21,01	21,01	0,00	5,39	5,39	0,00	7,15
		73	50	28,48	27,62	0,86	6,86	6,32	0,54	7,70
		74	54	29,63	32,42	-2,79	7,06	7,17	-0,11	8,22
		56	91	35,33	34,01	1,32	8,12	7,46	0,66	9,25
4	101, 202	74	47	29,27	28,97	0,31	6,88	6,55	0,33	7,50
		73	49	29,96	32,96	-3,00	7,00	7,20	-0,20	7,62
		75	72	37,20	35,87	1,33	8,19	7,65	0,54	8,55
		56	74	37,42	36,10	1,32	8,23	7,69	0,54	8,76
5	52, 101, 201, 202	75	39	24,10	24,10	0,00	6,21	6,21	0,00	7,15
		56	40	24,73	24,73	0,00	6,35	6,35	0,00	7,15
		73	57	29,82	27,32	2,50	7,38	6,28	1,10	7,71
		74	77	32,56	29,34	3,22	7,92	6,64	1,29	9,33

Стан обводненості покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних свердловин на початок нагнітання діоксиду вуглецю наведено на рис. 3.

Згідно результатів моделювання встановлено, що кількість та просторове розміщення сітки нагнітальних свердловин також значно впливає на видобуток природного газу та конденсату. На основі проведених досліджень здійснено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення газу та конденсату на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу горизонту В-16 на

виснаження. Результати проведених розрахунків наведено у таблиці 2.

Аналізуючи результати розрахунків, встановлено, що прогнозні коефіцієнти вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в останню видобувну свердловину для розглянутих варіантів змінюються від 31,71 % до 37,42 %; коефіцієнти конденсатовилучення – від 7,44 % до 8,23 %; накопичений видобуток пластової води – від 8,54 тис.м<sup>3</sup> до 9,87 тис.м<sup>3</sup>; тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин – від 70 місяців до 91 місяця.

Така динаміка технологічних показників пояснюється просторовим розміщенням нагні-

тальних та видобувних свердловин. Чим ближче видобувна свердловина знаходиться до нагнітальної, тим швидше відбувається прорив агенту нагнітання, що призводить до зупинки свердловин з метою забезпечення кондицій видобувного газу відповідно до вимог галузевого стандарту.

За результатами проведених розрахунків найвищу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю встановлено у випадку використання для нагнітання свердловин 4 свердловин (№№ 52, 101, 201, 202). За таких умов забезпечується збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення газу на 3,22 %, а коефіцієнта конденсатовилучення – на 1,29 % порівняно з розробкою на виснаження.

Отриманий результат досягається завдяки більш повному охопленню площі газонасності діоксидом вуглецю порівняно з іншими варіантами, що обумовлює високу технологічну ефективність досліджуваної технології щодо регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин. Завдяки нагнітання діоксиду вуглецю в поклад поблизу газоводяного контакту забезпечується створення як гідродинамічного, так і фільтраційного бар'єрів на межі розподілу двох фаз. Завдяки цьому блокується процес надходження пластової води в поклади і тим самим попереджуються процеси, пов'язані із защемленням газу пластовою водою, та забезпечується ефективне його витіснення з порового простору.

За результатами проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження вторинних технологій підвищення вуглеводневилучення виснажених родовищ нафти і газу з використанням діоксиду вуглецю на прикладі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

Для реалізації технології нагнітання діоксиду вуглецю необхідно передбачити надійні джерела його отримання. Можливі джерела діоксиду вуглецю можна розділити на природні і штучні (техногенні). До природних джерел діоксиду вуглецю відносяться родовища, в яких зосереджена значна його частка, або родовища з запасами саме діоксиду вуглецю. До штучних джерел діоксиду вуглецю відносяться димові гази теплових електростанцій на мінеральному паливі, димові гази технологічних установок нафтогазопереробних заводів, вихлопні гази компресорних станцій магістральних газопроводів, доменні гази, побічні газоподібні продукти виробництва аміаку в азотній промисловості, виробництва спирту в газовій промисловості і отримання штучного газу з вугілля та сланців.

Підвищення вуглеводневилучення з виснажених та обводнених родовищ вуглеводнів зумовлює необхідність використання результатів подібного роду досліджень з метою вдосконалення існуючих технологій розробки в світовій практиці.

### **Висновки**

На сьогоднішній день вторинні та третинні технології розробки виснажених нафтогазових родовищ відносяться до найбільш перспективних методів видобутку залишкових запасів вуглеводнів. Результати численних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання у виснажені поклади з метою підвищення їх вуглеводневилучення за умови наявності надійного джерела його постачання.

Реалізація технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища дозволяє забезпечити значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення газу та конденсату порівняно з розробкою покладу на виснаження. У випадку використання для нагнітання діоксиду вуглецю свердловин №№ 52, 101, 201, 202 забезпечується збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення газу на 3,22 %, а коефіцієнта конденсатовилучення – на 1,29 %. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища з метою підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю зазвичай не потребує значних витрат, оскільки на більшості родовищах вже впроваджувались первинні та вторинні методи видобутку вуглеводнів. Отже, створена під ці методи інфраструктура може бути використана для реалізації технологій нагнітання діоксиду вуглецю.

Практична реалізація систем оптимізації розробки родовищ вуглеводнів України дозволить підвищити кінцеві коефіцієнти вилучення та суттєво інтенсифікувати процес видобутку нафти, газу та конденсату в умовах значного дефіциту вуглеводневої сировини.

## Література

1. Кудря С.А. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісн. НАН України*, 2015, № 12. С.19-26.
2. Кондрат Р. М., Дорошенко В. М., Кондрат О. Р. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 1. С.17-21.
3. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №3. С. 15-20.
4. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
5. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.
6. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров [и др.]. М.-Ижевск: Институт компьютерных технологий. Ч. 2. 2004. 484 с.
7. Обводнення газових і нафтових свердловин [Текст] / В. С. Бойко, Р. В. Бойко, Л. М. Кеба, О. В. Семінський. 1-ше вид. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.
8. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст]. М.: Недра, 1992. 255 с.
9. Geffen T. M., Parrish. D. R., Haynes C. W., and Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding. *Trans., AIME*. 1952. Vol. 195. P. 29-38. <https://doi.org/10.2118/952029-G>
10. Chierici G.L., Ciocci G.M., Long G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Sixth World Pet. Cong.* Frankfurt 1963. Sec IV, Paper 17-PD6. P. 483-498.
11. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
12. Бікман Є.С., Хомин І.І., Куль А.Й. Технологія розробки газоконденсатного родовища з підтриманням пластового тиску газоподібним азотом. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2008. № 2(12). С.26-30.
13. Бікман Є.С., Дячук В.В. Перспективи впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням азоту на газоконденсатних родовищах НАК “Нафтогаз України”. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2010. № 2(20). С.17-20.
14. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. Vol. 1(6 (109)). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
15. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. Vol. 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>
16. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
17. Malik Q.M., Islam, M.R. CO<sub>2</sub> Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. *SPE Paper 59327, presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April*. 2000. P.25-33. <https://doi.org/10.2118/00-09-01>
18. Pyo K., Damian-Diaz N., Powell M., Van Nieuwkerk J. CO<sub>2</sub> Flooding in Joffre Viking Pool. *Canadian International Petroleum Conference*, 10-12 June 2003. Calgary, Alberta, 2003. P. 1-30. <https://doi.org/10.2118/2003-109>
19. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 Years' Experience of the CO<sub>2</sub> Imported Oil Recovery Projects in Hungary. *International Meeting on Petroleum Engineering*, Beijing, China. 1992.
20. Agustssen H., Grinestaff G.H. A Study of IOR by CO<sub>2</sub> Injection in the Gullfaks Field, Offshore Norway. *SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, 17-21 April 2004*. P. 1-14. <https://doi.org/10.2118/89338-MS>
21. Ахмедов Р.Б. Автономное энергосбережение нефтяных месторождений с попутным производством CO<sub>2</sub> с целью повышения нефтеотдачи и улучшения экологии. *Нефтяное хозяйство*. 1998. №9. С. 46-48.
22. Балинт В., Бан А., Долешан Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977. 240 с.
23. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europe/EAGE Annual*

Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7.  
<https://doi.org/10.2118/94129-MS>

24. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> in Gas Reservoirs. *Code Comparison Studies*, USA, Canada and New Zealand, 2003. P. 1-5.  
<https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>

25. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November 2020. Dnipro, Ukraine. P. 1-10.  
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

26. Chawarwan Khan, Robert Amin, Gary Madden. Economic Modeling of CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters. *Energy and Environment Research*. 2012. Vol. 2. No. 2.  
<https://doi.org/10.5539/eer.v2n2p65>

27. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers, London, 1979.

28. Crichlow H. B. Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1977.

29. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gaswater contact. *Technology and system of power supply*. 2021. Vol. 1/3 (57). P. 6-11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>

30. ECLIPSE. [2020]. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.

31. Petrel\* Help. Version 2019.2.\* Mark of Schlumberger

32. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P. 1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>

33. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Кондрат О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. №. 2. С. 43-48.  
<https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

## References

1. Kudrya S.A. Stan ta perspektyvy rozvytku vidnovlyuvanoyi enerhetyky v Ukraini. *Visn. NAN Ukrainy*. 2015. No 12. P. 19-26.

2. Kondrat R. M., Doroshenko V. M., Kondrat O. R. Osoblyvosti zavershal'noyi stadiyi rozrobky rodovyshch nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 1. P. 17-21.

3. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Pidvyshchennya efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. *Naftohazova haluz' Ukrainy*. 2017. No 3. P. 15-20.

4. Rassokhyn H.V. Zavershayushchaya stadiya razrobotky hazovykh y hazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p.

5. Boyko V.S. Dovidnyk z naftohazovoyi spravy / Za zah. red. dokt. tekhn. nauk V. S. Boyka, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiychuka. K.: Lviv, 1996. 620 p.

6. Zakirov S. N. Novye printsipy i tehnologii razrobotki mestorozhdenij nefti i gaza / S. N. Zakirov, I. M. Indrupskij, E. S. Zakirov [i dr.]. M.-Izhevsk: Institut kompiuternykh tehnologij. Ch. 2. 2004. 484 p.

7. Obvodnennya hazovykh i naftovykh sverdlovyn [Tekst] / V. S. Boyko, R. V. Boyko, L. M. Keba, O. V. Semins'kyy. 1-she vyd. Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiya, 2006. 791 p.

8. Kondrat R. M. Gazokondensatootdacha plastov [Tekst]. M.: Nedra, 1992. 255 p.

9. Geffen T. M., Parrish. D. R., Haynes C. W., aid Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding. *Trans., AIME*. 1952. Vol. 195. Pp. 29-38.  
<https://doi.org/10.2118/952029-G>

10. Chierici G.L., Ciocci G.M., and Iong, G. (1963). Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive, Proc, Sixth World Pet. Cong., Frankfurt (1963) Sec IV Paper 17-PD6. 483-498 c.

11. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>

12. Bikman Ye.S., Khomyn I.I., Kul' A.Y.: Tekhnolohiya rozrobky hazokondensatnoho rodovyshcha z pidtrymannyam plastovoho tysku hazopodibnym azotom. *Kompresornoe y enerhetycheskoe mashynostroenye*, 2008. No 2(12). P. 26-30.

13. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V.: Perspektivy vprovadzhennya tekhnolohiyi pidtrymannya plastovoho tysku z vykorystannyam azotu na hazokondensatnykh rodovyshchakh NAK "Naftohaz Ukrainy". *Kompresornoe y énerhetycheskoe mashynostroenye*. 2010. No 2(20). P. 17-20.
14. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. Vol. 1(6) (109). P. 77-84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
15. Kondrat O., Matkivskiy S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. Vol. 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>
16. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
17. Malik Q.M., Islam, M.R. CO<sub>2</sub> Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. *SPE Paper 59327, presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April. 2000. P.25-33.* <https://doi.org/10.2118/00-09-01>
18. Pyo K., Damian-Diaz N., Powell M., Van Nieuwkerk J. CO<sub>2</sub> Flooding in Joffre Viking Pool. *Canadian International Petroleum Conference*, 10-12 June 2003. Calgary, Alberta, 2003. P. 1-30. <https://doi.org/10.2118/2003-109>
19. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 Years' Experience of the CO<sub>2</sub> Imported Oil Recovery Projects in Hungary. *International Meeting on Petroleum Engineering*, Beijing, China. 1992.
20. Agustssen H., Grinestaff G.H. A Study of IOR by CO<sub>2</sub> Injection in the Gullfaks Field, Offshore Norway. *SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, 17-21 April 2004. P. 1-14.* <https://doi.org/10.2118/89338-MS>
21. Akhmedov R.B. Avtonomnoye energosberezheniye neftyanykh mestorozhdeniy s poputnym proizvodstvom SO<sub>2</sub> s tsel'yu povysheniya nefteotdachi i uluchsheniya ekologii. *Neftyanoye khozyaystvo*. 1998. No 9. P. 46-48.
22. Balint V., Ban A., Doleshan SH. Primeneniye uglekislogo gaza v dobyche nefiti. M.: Nedra, 1977. 240 p.
23. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7.* <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
24. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> in Gas Reservoirs. *Code Comparison Studies*, USA, Canada and New Zealand, 2003. P. 1-5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
25. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November 2020. Dnipro, Ukraine. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
26. Chawarwan Khan, Robert Amin, Gary Madden. Economic Modeling of CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters. *Energy and Environment Research*. 2012. Vol. 2. No. 2. <https://doi.org/10.5539/eer.v2n2p65>
27. Aziz K., Settari A. *Petroleum Reservoir Simulation*, Applied Science Publishers, London, 1979.
28. Crichlow H. B. *Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach*, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1977.
29. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gaswater contact. *Technology and system of power supply*. 2021. Vol. 1/3 (57). P. 6-11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>
30. ECLIPSE. [2020]. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
31. Petrel\* Help. Version 2019.2.\* Mark of Schlumberger
32. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P. 1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>
33. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. Doslidzhennya mezhi zastosuvannya PVT-modeli "chornoyi nafty" dlya modelyuvannya hazo-kondensatnykh pokladiv. *Mineral'ni resursy Ukrainy*. 2020. Vol. 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

# Техніка і технології

---

---

УДК 622.24.058

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-3(84)-18-23

## НАУКОВО-ПРАКТИЧНІ ОСНОВИ ЗАСТОСУВАННЯ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ У СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

І. Ю. Мохній<sup>1</sup>, І. І. Чудик<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Філія "УГВ-СЕРВІС" АТ "Укргазвидобування"; м. Полтава, провулок Кустарний 10, кв.101,  
тел.+380675394929, e-mail: [mox2308@gmail.com](mailto:mox2308@gmail.com)

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська,15; тел. +380679420573,  
e-mail: [i.chudyk@nimg.edu.ua](mailto:i.chudyk@nimg.edu.ua)

Акцентовано увагу на стратегічному завданні науки і виробництва – забезпеченні вітчизняної економіки власними енергетичними ресурсами та шляхах реалізації цього важливого завдання за рахунок власного потенціалу. Із врахуванням ступеня виснаження основних ресурсів нафти і газу вказується на дієвий шлях підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення з продуктивних горизонтів шляхом застосування сучасних колтюбінгових технологій. Проведено аналіз закордонних і вітчизняних публікацій за проблематикою дослідження умов роботи довгомірних трубних колон у свердловинах різного типу просторового викривлення. Оцінено умови прохідності, ефективної і надійної їх роботи в стовбурі скерованої свердловини у широкому діапазоні зміни навантажень, які виникають від дії коливань, вібрацій, тертя до стінок свердловини і в'язкого бурового розчину, згину, кручення, впливу зовнішнього і внутрішнього тисків. Об'єктом дослідження даної публікації є колона гнучких труб у скерованій свердловині, а предметом дослідження – її навантаженість внаслідок осьового переміщення вздовж осі гірничої виробки. Проаналізовано можливість застосування колтюбінгових засобів і оцінено технологічні переваги та недоліки їх використання для буріння скерованих свердловин в Україні. Систематизовано методи дослідження сил притискання довгомірних трубних колон до стінок скерованої свердловини з врахуванням конструктивних і технологічних аспектів процесу та умов взаємодії колони труб зі стінками гірничої виробки. Встановлено, що з використанням наявного науково-методичного забезпечення є можливість проводити оцінку навантаженості колони гнучких труб при виконанні нею різноманітних технологічних операцій, які супроводжуються осьовим переміщенням вздовж осі скерованої свердловини.

Ключові слова: колтюбінгова технологія, стінка свердловини, напружено-деформований стан, буріння свердловини, осьове переміщення, гнучка колона труб.

*Emphasis is placed on the historical institution of science and production, providing the domestic economy with its energy resources, and ways to implement this vital task at the expense of its potential. Considering the depletion of the primary resources of oil and gas, an effective way to increase the coefficient of oil and gas inclusion from productive horizons is indicated through modern coil tubing technologies. The publication's study object is a flexible drill stem in a directional well, and the subject of the study is its load due to axial movement along the axis of the mine. The possibility of using coil tubing means has been analyzed, and the technological advantages and disadvantages of their use for drilling directed wells in Ukraine have been estimated. Research methods of pressing forces of coiled tubing to walls of the directed well, taking into account constructive and technological aspects of the process and conditions of the interaction of a column of pipes with walls of mining, have been systematized. It has been established that with available scientific and methodological support, it is possible to estimate the load*

*of the flexible pipe column when performing various technological operations, which are accompanied by axial movement along the axis of the directed well.*

Key words: coil tubing technology, well wall, stress-strain state, well drilling, axial displacement, flexible drill stem.

### Вступ

Забезпечення власними енергетичними ресурсами є на сьогодні стратегічним завданням України. Одним із шляхів реалізації цього важливого завдання є освоєння вітчизняних нафтогазових ресурсів за рахунок ефективного використання існуючої та розбудови нової енергетичної інфраструктури основних нафтогазовидобувних регіонів держави. Це першочергово вимагає застосування новітньої високонадійної техніки і якісних технологічних підходів для освоєння нафтогазових покладів у найскладніших гірничо-геологічних умовах і невід'ємно пов'язано із спорудженням нових, ремонтом та інтенсифікацією роботи малодобітних свердловин із відповідним забезпеченням їх продуктивності та експлуатаційної надійності.

З теорії та практики нафтогазової інженерії відомо, що одним із найефективніших і найсучасніших методів підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів із продуктивних горизонтів є застосування колтбінгових технологій під час обробки привибійної зони продуктивних горизонтів з метою інтенсифікації припливу з них. Ці технології на сьогодні також використовують для ремонту свердловин старого фонду, буріння нових скерованих свердловин та прокладання їх бокових стовбурів.

Колтбінгова колона характеризується гнучкістю і під час роботи у свердловині просторового типу піддається комплексній дії складних навантажень, які включають поєднання розтягуючої і стискаючої сил, згинного моменту, коливань та вібрації [1-11]. Їх загальний сумарний вплив на довгомірну трубну систему в свердловині за таких умов є суттєвим і визначає ефективність і успішність виконання нею різноманітних технологічних операцій.

### Аналіз закордонних і вітчизняних публікацій за проблематикою досліджень

Проблематикою умов роботи трубних систем у свердловині займалось широке коло дослідників, серед яких М. М. Александров, П. В. Балицький, Дж. Бейлі, Ю. С. Васильєв, В. І. Векерик, В. С. Владиславлев, В. Гаррет, Я. С. Гридзук, В. Г. Григулецький, Г. Р. Голубєв, М. П. Гулізаде, Г.Ф. Дейлі, Д. В. Дерінг, Р. М. Ейгелес, С. Г. Калінін, В. Ю. Копилов,

М. Р. Мавлютов, М. А. Мислюк, В. М. Мойсшин, Л. А. Новиков, Л. Є. Симонянц, В. В. Сімонов, О. І. Співак, Р. Б. Стрекалова, Б. З. Султанов, Є. В. Харченко, Т. Хуань, А. Ш. Янтурин, Є. К. Юнін та інші.

Попри сформовані дослідниками наукові основи та їх постійне системне вдосконалення питання ускладнень і аварій, а також порушення роботи гнучких труб (ГТ) при їх опусканні в свердловину, підніманні в процесі буріння чи під час ремонтних робіт залишається частими проблемами, які потрібно мінімізувати.

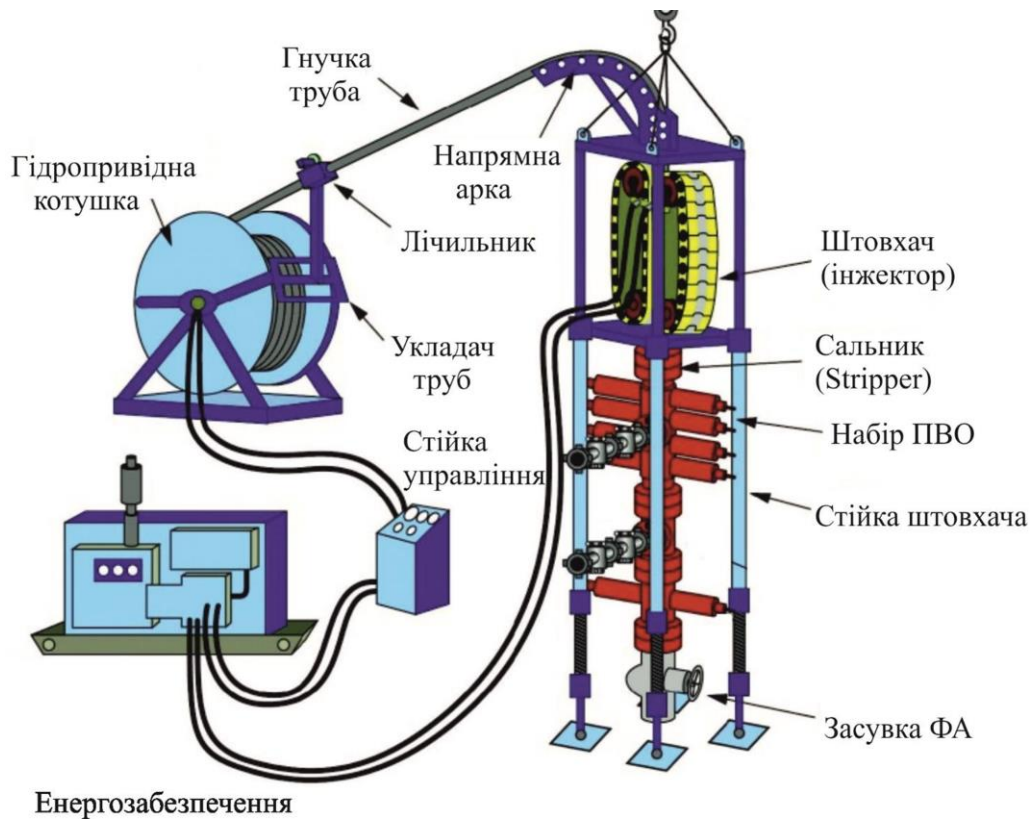
Основною умовою прохідності, ефективної і надійної роботи ГТ у стовбурі свердловини є чітка відповідність геометричних параметрів системи та дії комплексних навантажень на колону труб (коливання, вібрації, тертя до стінки свердловини, згин, кручення, дія зовнішнього і внутрішнього тисків). У конкретно визначених діапазонах скерованих свердловинах прохідність колони ГТ зменшується, виконання колтбінгових операцій ускладнюється, а діючі на колону труб навантаження та виникаючі при цьому напруження зростають.

Тому для забезпечення ефективної роботи, підвищення надійності і довговічності експлуатації потрібно якісно прогнозувати і оцінювати межі їх допустимих навантажень, забезпечити вибір оптимальних конструкцій та режимних параметрів їх застосування з використанням відповідного високоточного науково-методичного потенціалу.

Все це вказує на актуальність досліджень, що спрямовані на оцінку напружено-деформованого стану ГТ у процесі спуско-підіймальних операцій (СПО) в свердловинах складних просторових профілів та вивчення технологічних умов її ефективної експлуатації при оптимальних режимах.

На основі наведеного вище сформульовано мету наукової публікації, яка полягає в окресленні проблемних науково-практичних аспектів технологічного використання ГТ у скерованих свердловинах та визначенні основних шляхів їх наукового вирішення. Для її реалізації пропонуються такі етапи дослідження:

– аналіз переваг та недоліків використання колтбінгових технологій у скерованих свердловинах;



Енергозабезпечення

Рисунок 1 – Комплекс обладнання колтюбінгової свердловинної установки [6]

– систематизація методів дослідження сил притискання елементів ГТ до стінок свердловини;

– можливість оцінки навантаженості ГТ при виконанні нею різноманітних технологічних операцій, які супроводжуються осьовим переміщенням вздовж осі скерованої свердловини.

Для їх реалізації пропонується застосувати методи наукового аналізу інформації з проблемних аспектів технологічного використання ГТ в технологічних процесах спорудження, інтенсифікації та ремонту скерованих свердловин.

**Об'єктом дослідження** є ГТ у скерованій свердловині.

**Предметом дослідження** є навантаженість ГТ під час її осьового переміщення вздовж осі в скерованій свердловині.

#### Аналіз можливостей застосування колтюбінгових технологій у скерованих свердловинах

Основним елементом колтюбінгової системи є ГТ, без замків і з'єднань, навіта на відповідний барабан машинної установки. Це забезпечує її ефективне згортання/розгортання, транспортування і управління роботою під час СПО та відповідних технологічних операцій [3, 5]. Колтюбінгова установка зазвичай випус-

кається на самохідному шасі автомобіля або компонується з окремих блоків, які в комплексі забезпечують її повноцінне функціонування (рис. 1).

Колтюбінгові технології завдяки певному набору технологічних переваг сьогодні є найбільш високоефективними і затребуваними в процесах геофізичних досліджень, кислотних оброблень привибійної зони пластів, ремонтних та відновлювальних робіт в свердловинах довільних просторових профілів і великих глибин, особливо серед старого фонду зокрема [3-5]. Серед її переваг:

– можливість забезпечення високої герметичності устя під час виконання технологічних операцій;

– здатність до реалізації операцій з освоєння продуктивних горизонтів;

– не потребує попереднього глушіння свердловини для проведення в ній ремонтних робіт;

– скорочує час проведення підготовчих та фінальних операцій під час виконання технологічних операцій;

– придатна до буріння та виконання інших технологічних операцій з колоною ГТ у вертикальних, горизонтальних або сильно викривлених свердловинах;

– сприяє покращенню умов праці виробничого персоналу під час буріння та ремонту свердловин;

– забезпечує екологічну безпеку шляхом зниження ризиків втрат пластових і технологічних рідин у закритій системі циркуляції.

Виконання колтюбінгових робіт у скерованих свердловинах з великою протяжністю стовбура (похило-скерований чи горизонтальний) є складним технічним завданням. Адже при опусканні ГТ у скеровану свердловину використовується виключно її власної вага, а для її піднімання – тягове зусилля колтюбінгового агрегату. Допоміжні прийоми чи засоби (обертання, вібрації чи проштовхування) не потрібні. При цьому верхня частина (або/чи вся ГТ) перебуває під дією розтягуючого, а нижня – під дією стискаючого осьового навантаження. Окрім цього, на них діють ще й сили опору навколишнього середовища, спрямовані в протилежному до переміщення колони труб напрямку.

На відміну від широко використовуваної колони бурильних труб, колтюбінгова ГТ не укомплектується обважненими трубами у свердловинних умовах під дією стискаючого навантаження. Це призводить до втрати стійкості і набуття нею спіралеподібної форми [3, 5]. Сили тертя ГТ до стінок свердловини чи внутрішньої поверхні експлуатаційної колони зростають, що визначає зміни зусиль, необхідних для опускання чи піднімання ГТ, і призводить до виникнення непродуктивних енергетичних втрат на виконання технологічних операцій чи реалізацію певних процесів та знижує коефіцієнт корисної дії [8, 9].

Зважаючи на це, для зменшення опору осьового переміщення колони ГТ у стовбурі свердловини складного просторового профілю на практиці використовують такі підходи [3, 5, 7]:

– додавання змащувальних компонентів до промивальної рідини;

– застосування різних пристроїв: гідронавантажувачів Baker Hughes, DezhouS helf Oil Tools, Halliburton, National Oilwell-Varco, Schlumberger, Weatherford, YJ та опорно-центрувальних елементів;

– створення осьового навантаження на вибір горизонтальної свердловини за допомогою силового циліндра з поршнем при нерухомій БК за рахунок сил тертя;

– використання імпульсної дії на ГТ за допомогою гідроударників та хвильове збурення трубною колоною.

Використання цих технологічних рішень із відповідною частотою, зазвичай, допомагає певною мірою вирішити проблему проходження колони ГТ у стовбурі свердловини, чим, забезпечить повноцінну реалізацію технологічного процесу.

### Систематизація методів дослідження сил притискування елементів ГТ до стінок свердловини

Кількісна оцінка енерговитрат під час осьового переміщення колони ГТ у стовбурі свердловини можлива лише при чіткому уявленні про величини сил контактної взаємодії між трубами і стінками виробки, дослідженням яких займалося багато науковців [1, 6, 8, 9 і ін.], якими було схематизовано загальну картину процесу.

Аналітичні розрахунки і експериментальні дослідження показали малу значущість даного фактору на тлі загальних втрат складової ваги ГТ по її довжині у свердловині [1, 6, 8-10 і ін.], величина якої визначається силами тертя металу труб до стінок виробки та молекулярною взаємодією (адгезійного зчеплення) між колоною і фільтраційною кіркою (ФК) [1, 10]. Також в даних дослідженнях не враховано низку чинників, які вносять неточності в математичні моделі і методи розрахунку сил опору колони труб у свердловині і, відповідно, оцінки енерговитрат, зокрема характер площинної (а не точкової) взаємодії ГТ зі стінками свердловини та локальні викривлення її стовбура.

При дослідженні процесу осьового переміщення труб в стовбурі свердловини використовуються такі основні емпіричні закони тертя [1, 8-10 і ін.]:

- закон Амонтонна:

$$F = \mu \cdot N ; \quad (1)$$

- закон Кулона:

$$F = C + \mu \cdot N ; \quad (2)$$

- закон Дерягіна:

$$F = (A_{dg} \cdot S_0 + N) \cdot \mu , \quad (3)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт тертя;

$N$  – сила притискування труб до стінок свердловини;

$C$  – складова сили тертя, яка не залежить від величини  $N$ ;

$A_{dg}$  – адгезій на міцність ФК на зсув;

$S_0$  – фактична площа контакту ГТ і ФК.

Зважаючи на складність визначення фактичної величини площі контакту труб із стінкою свердловини, покритою ФК, адгезійна складова сил опору на момент проведення досліджень [1, 8-10 і ін.] не була врахована, що обу-

мовило широке використання залежностей (2) і (3) і необхідність виведення нових залежностей, зокрема для визначення сили тертя при СПО [1, 10]:

$$F = 1.1 + 0.15N + 0.436N^{1.36}. \quad (4)$$

За результатами лабораторних експериментальних досліджень все ж було встановлено емпіричну залежність сили адгезійної взаємодії ФК і металу труб [1, 9] від сили її притискання до стінки свердловини:

$$F = 0.124 + 0.056N - 0.22h - 0.296(N - 1.4)(h - 0.216), \quad (5)$$

де  $h$  – товщина ФК.

Проте, на основі експериментальних досліджень у лабораторних умовах було змінено залежність (5) шляхом введенням в неї таких параметрів, як  $N$ ,  $S_0$ ,  $A_{dg}$  та лобового опору при обтіканні колони труб буровим розчином  $F_L$ :

$$F = \mu N + AS_0 + F_L. \quad (6)$$

З часом у ході лабораторних експериментальних досліджень [8, 10 і ін.] за даним напрямком було встановлено низку закономірностей. Так, зусилля відриву металу від глинистої кірки є меншим, ніж для ГП; зусилля відриву для алюмінію є меншими, ніж для сталі; міцність структури ФК на зсув із глибиною свердловини зростає за рахунок її щільності; на сили адгезійної взаємодії металу труб колон ГТ і ФК впливають зменшення товщини кірки і контактного тиску до певної міри збільшення площі контакту і підвищення температури в свердловині.

Поглибленням досліджень у даному напрямку стало вивчення впливу мастильних домішок на опір тертя між колоною труб і стовбуром свердловини. Встановлено залежності для визначення величин  $F$  і  $A_{dg}$  [1, 9, 10 і ін.]:

$$F = 735.5 - 14.17X_1 - 9.17X_3 - 30.42X_4 - 15.62X_1X_2 - 13.12X_2X_3 - 24.37X_3X_4 - 8.38X_2^2 + 29.11X_3^2 + 10.36X_4^2, \quad (7)$$

$$A_{dg} = 298 - 50.8X_1 - 20.42X_2 - 15.62X_2X_4 - 37.67X_1^2 - 18.91X_3^2 + 12.67X_4^2, \quad (8)$$

де  $X_i$  – емпіричні коефіцієнти [10].

Узагальнюючи наведене, робимо висновок, що на умови роботи колони ГТ у свердловині з врахуванням найскладніших умов буріння (горизонтального стовбура) впливають низка основних чинників [1, 10 і ін.]: коефіцієнт тертя  $k_{тр}$  труб до стінки свердловини; сили нормального тиску  $N$  в зоні контакту труби до стінки свердловини; сили опору  $F_{св}$ , обумовлені взаємодією труби із стінкою свердловини при її деформуванні під дією осьових сил; сила опору  $F_{бк}$ , обумовлена наявністю конструктивних особливостей поверхні ГТ; опір  $F_{пр}$ , обумовле-

ний промивальною рідиною;  $F_{ад}$  – адгезійна сила взаємодії колони ГТ з в'язкою фільтраційною кіркою; намагніченість гірської породи  $F_n$ .

Отже, рівнянням сили опору взаємодії колони ГТ з обмежуючим її простором  $\epsilon$ :

$$F_{оп} = k_{тр} N + F_{св} + F_{бк} + F_{пр} + F_{ад} + F_n. \quad (9)$$

В роботі [11] при визначенні сили опору осьового переміщення труб у свердловині схиляються до думки щодо необхідності врахування сил адгезійного тертя в зоні контакту колони ГТ та стінок гірничої виробки:

$$F_{оп} = k_{тр} N + F_{ад}. \quad (10)$$

Зважаючи на те, що дослідженнями доведено значний вплив на інтенсивність викривлення свердловини сили тертя (навіть за малих радіусів складають понад 30% від ваги колони ГТ), [11] їх об'єктивна оцінка стимулює пошук відповідних рішень для проектування як конструкції, так і режимів експлуатації колони гнучких труб.

## Висновки

Для досягненої мети дослідження окреслено проблемні науково-практичні аспекти технологічного використання ГТ у скерованих свердловинах та визначено основні шляхи їх наукового вирішення в межах окреслених завдань, а саме:

1. Проведено аналіз технологічних переваг та недоліків використання колтбінгових технологій у скерованих свердловинах, пов'язаних, насамперед, з експлуатацією колони гнучких труб у свердловинах складного просторового профілю.

2. Систематизовано методи дослідження сил притискання елементів трубних систем до стінок свердловини, зокрема ГТ з врахуванням конструктивних і технологічних аспектів процесу.

3. Встановлено, що з використанням наявного науково-методичного забезпечення є можливість оцінки навантаженості ГТ при виконанні нею різноманітних технологічних операцій, які супроводжуються осьовим переміщенням вздовж осі скерованої свердловини.

4. Заплановано подальші дослідження проблемних питань використання ГТ у процесах буріння, відновлення, освоєння та ремонту скерованих свердловин.

## Література

1. Александров М. М. Силы сопротивления при движении труб в скважине. М.: Недра, 1978. 210 с.
2. Електронні ресурси компаній: Baker Hughes, Dezhou Shelf Oil Tools, Halliburton, National Oilwell-Varco, Schlumberger, Weatherford.
3. Зинатуллина Э. Я. Разработка управляемых в процессе бурения скважин колтюбинговых компоновок низа бурильной колонны: автореф. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 05.02.13. „Машины, агрегаты и процессы”. Уфа, 2009. 32 с.
4. Ньюман К. Рабочий ресурс непрерывной трубы (колтюбинга). *Время колтюбинга*. 2004. № 10. С. 48-52.
5. Поліник М. М., Ясюк В. М., Яремійчук Р. С. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні. Львів: Центр Європи, 2014. 336 с.
6. Хузина Л. Б., Фаткуллин Р. Х., Шайхутдинова А. Ф., Фахрутдинов Ш. Х., Еромасов А. В. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото. *Территория „Нефте-Газ”*. 2016. № 12. С. 20-24.
7. Coiled Tubing Technical Data. GT-100. Global Tubing, 2009.
8. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. М.: Недра, 1990. 264 с.
9. Султанов Б. З., Ишемгужин Е. И., Шаммасов Н. Х., Сорокин В. Н. Работа бурильной колонны в скважине. М.: Недра, 1973. 216 с.
10. Шевцов В. Д. Исследование основных особенностей проявления адгезионных свойств глинистыми корками. *Изв. ВУЗов Нефть и газ*. 1968. № 10. С. 15-19.
11. Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири: РД-39-0148070-6.027-88. Тюмень: Тюменское кн. издательство, 1986. 138 с.

## References

1. Aleksandrov M. M. Silyi soprotivleniya pri dvizhenii trub v skvazhine. M.: Nedra, 1978. 210 p.
2. Elektroni resursy kompaniy: Baker Hughes, Dezhou Shelf Oil Tools, Halliburton, National Oilwell-Varco, Schlumberger, Weatherford.
3. Zinatullina E. Ya. Razrabotka upravlyaemykh v protsesse bureniya skvazhin kolyubingovykh komponovok niza burilnoy kolonny: avtoref. na soiskanie uchenoy stupeni kand. tehn. nauk: spets. 05.02.13. „Mashiny, agregaty i protsessy”. Ufa, 2009. 32 p.
4. Nyuman K. Rabochiy resurs nepreryivnoy trubyi (kolyubinga). *Vremya kolyubinga*. 2004. No 10. P. 48-52.
5. Polinyk M. M., Yasiuk V. M., Yaremiychuk R. S. Kolyubing v naftogazovidobuvanni. Lviv: Tsentr Evropy, 2014. 336 p.
6. Huzina L. B., Fatkullin R. H., Shayhutdinova A. F., Fahrutdinov Sh. H., Eromasov A. V. Promyislovyye ispytaniya komponovki niza burilnoy kolonny s usilennoy dinamicheskoy nagruzkoy na doloto. *Territoriya „Nefte-Gaz”*. 2016. No 12. P. 20-24.
7. Coiled Tubing Technical Data. GT-100. Global Tubing, 2009.
8. Saroyan A.E. Teoriya i praktika raboty burilnoy kolonny. M.: Nedra, 1990. 264 p.
9. Sultanov B. Z., Ishemguzhin E. I., Shammassov N. H., Sorokin V. N. Rabota burilnoy kolonny v skvazhine. M.: Nedra, 1973. 216 p.
10. Shevtsov V. D. Issledovanie osnovnykh osobennostey proyavleniya adgezionnykh svoystv glinistyimi korkami. *Izv. VUZov Neft i gaz*. 1968. No 10. P. 15-19.
11. Instruksiya po bureniyu naklonno-napravlennykh skvazhin s kustovykh ploshchadok na neftyanykh mestorozhdeniyah Zapadnoy Sibiri: RD-39-0148070-6.027-88. Tyumen: Tyumenskoe kn. izdatelstvo, 1986. 138 p.

# Дослідження та методи аналізу

---

---

УДК 622.24 + 621.694.2

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-3(84)-24-32

## ВИКОРИСТАННЯ ВИХРОВОЇ ФУНКЦІЇ ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ РОБОЧОГО ПРОЦЕСУ СВЕРДЛОВИННОГО СТРУМИННОГО НАСОСА

Д. О. Паневник

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

На основі використання комплексного потенціалу вихрової функції запропоновано математичну модель робочого процесу струминного насоса для умов його симетричного обертання в свердловині. Поле лінійних швидкостей характеризується траєкторією вихрових ліній, які генеруються вихровою точкою для плоского потоку та вихоропроводом для просторової течії. Щоб охарактеризувати вихрову функцію, використано циркуляцію вектора поступальної швидкості руху рідини по замкненому контуру у вигляді подвоєного добутку швидкості потоку на площу камери змішування. У випадку плоского потоку графічне зображення вихрової функції має вигляд концентрично розміщених ліній течії та сукупності еквіпотенціальних прямих, що проходять через центр координат. Для тривимірного потоку еквіпотенціальні поверхні та поверхні течії функції вихору, як і у випадку функції витoku, утворюють гідродинамічну сітку у вигляді ортогонально розміщених коаксіальних сфер та радіальних меридіальних площин. Отримані в процесі моделювання робочого процесу струминного насоса співвідношення задовільняють умовам Коши – Римана, що дозволяє визначити абсолютне значення вектора швидкості вихрового потоку у вигляді модуля похідної характеристичної функції циркуляційного потоку. Відповідно до отриманої характеристичної функції швидкість циркуляційної течії визначається асимптотичними кривими, у випадку нульових значень координати просторового вихору швидкість циркуляційної течії дорівнює нескінченості, а зі збільшенням відстані до початку координат наближається до нуля. Максимальна швидкість циркуляційного потоку лінійно залежить від частоти обертання бурильної колони і прямопропорційна діаметру камери змішування струминного насоса.

Ключові слова: свердловинний струминний насос, ежекційна система, потенціальні потоки, гідродинамічні функції, комплексний потенціал, потенціал швидкостей, вихрова функція.

Based on the use of the complex potential of the vortex function, a mathematical model of the working process of the jet pump for the conditions of its symmetrical rotation in the well is proposed. The field of linear velocities is characterized by the trajectory of vortex lines, which are generated by a vortex point for a planar flow and a vortex conduit for a spatial flow. To characterize the vortex function, the vector circulation of the translational speed of the liquid movement along a closed circuit in the form of a double product of the flow rate by the area of the mixing chamber has been used. In the case of plane flow, the graphic representation of the vortex function has the form of concentrically placed streamlines and a set of equipotential lines passing through the coordinate center. For a three-dimensional flow, the equipotential surfaces and flow surfaces of the eddy function, as in the case of the leakage function, form a hydrodynamic mesh in the form of orthogonally placed coaxial spheres and radial meridional planes. The ratios obtained in the process of modeling the working process of the jet pump satisfy the Cauchy-Riemann conditions, which makes it possible to determine the absolute value of the velocity vector of the vortex flow in the form of the derivative of the characteristic function of the circulation flow. According to the obtained

characteristic function, the speed of the circulation current is determined by asymptotic curves; in the case of zero values of the coordinate of the spatial vortex, the speed of the circulation current is equal to infinity, and with increasing distance to the origin of the coordinates, it approaches zero. The maximum speed of the circulation flow depends linearly on the rotation frequency of the drill string. It is directly proportional to the diameter of the mixing chamber of the jet pump.

Keywords: hydraulic jet pump, ejection system, potential flows, hydrodynamic functions, complex potential, velocity potential, vortex function.

### Вступ

В умовах зростання енергоспоживання [1] та залучення в розробку родовищ вуглеводнів важковидобувних запасів нафти [2], ускладнення експлуатації нафтогазових покладів за наявності високої температури і газовмісту, винесення механічних домішок, відкладення солей та парафінів на поверхнях нафтогазопромислового обладнання, проявів значної кількості інших ускладнюючих факторів зростають вимоги до вибору технологій буріння свердловин. Одним із шляхів підвищення ефективності будівництва свердловин і, особливо, під час первинного розкриття продуктивного горизонту [3], є застосування наддолотних струминних насосів [4, 5]. Зважаючи на просту конструкцію [6], універсальність, відсутність рухомих частин [7], надійність в експлуатації та можливість застосування в автоматизованих системах управління забезпечило широке використання ежекційних систем при реалізації технологій розробки родовищ нафти і газу. Незважаючи на поширеність нафтогазових ежекційних технологій, точність прогнозування режимних параметрів експлуатації свердловинних струминних насосів є недостатньою, що пов'язано зі значною кількістю діючих факторів. Удосконалення математичних моделей робочого процесу свердловинного струминного насоса дозволяє підвищити ефективність реалізації ежекційних технологій і є актуальною задачею.

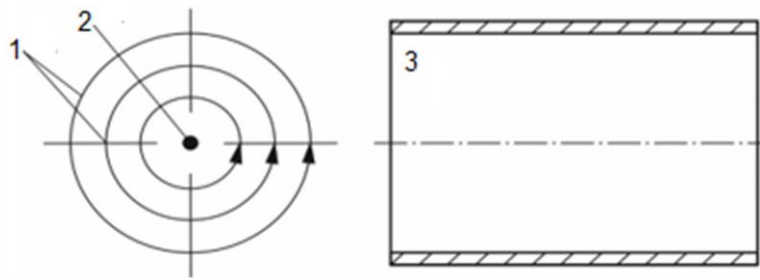
### Аналіз останніх досліджень

В процесі моделювання робочого процесу свердловинних ежекційних систем використовують вихідні дані у вигляді геометричних розмірів проточної частини струминного насоса [8, 9], конструкції свердловини [10], кінематичних та гідродинамічних параметрів робочого, ежектованого та змішаного потоків [11], реологічних властивостей робочого середовища [12]. Оптиміальне співвідношення даних параметрів дозволяє підвищити енергоефективність свердловинного струминного насоса, зменшити гідравлічні втрати при змішуванні потоків та збільшити величину коефіцієнта корисної дії ежекційної системи. Характер взаємодії змішуваних потоків у приміжевому зсувному шарі вра-

ховують за допомогою напівемпіричних теорій турбулентності [13]. Особливості робочого процесу струминного насоса визначають підвищену імовірність його експлуатації в кавітаційному режимі. При цьому виникає необхідність у введенні в математичну модель робочого процесу свердловинної ежекційної системи величин, які характеризують кавітаційні властивості робочого потоку у вихідному перерізі робочої насадки та ежектованого потоку на вході в камеру відновлення швидкостей струминного насоса [14]. У випадку використання свердловинного струминного насоса додатковим експлуатаційним фактором є величина гідростатичного тиску на ділянці встановлення ежекційної системи. Застосування в конструкції свердловинного струминного насоса пристроїв для закручування змішуваних потоків зумовлює необхідність у доповненні математичних моделей вихідними даними, які визначають кут нахилу елементів, встановлених в робочій насадці та приймальній камері ежекційної системи [15]. При використанні нафтових струминних насосів на пізній стадії експлуатації родовищ вуглеводнів додатково необхідно враховувати вміст газу в продукції свердловин [16].

### Виділення частини невирішеної проблеми

Незважаючи на значну кількість факторів, які враховуються при моделюванні робочого процесу свердловинного струминного насоса, існуючі методи розрахунку режимних параметрів ежекційної системи не враховують можливість її відносного обертання при реалізації технологічних операцій буріння та ліквідації аварій, пов'язаних із залишенням сторонніх предметів на вибої. Відносне обертання ежекційної системи в свердловині викликає появу циркуляційних течій, наслідком яких є трансформація епюр швидкостей в проточній частині струминного насоса, що має безпосередній вплив на процес змішування потоків та відновлення тиску. Існуючі сьогодні моделі змішування робочих середовищ засновані переважно на аналізі осьових проєкцій кінематичних параметрів і не можуть враховувати колові швидкості циркуляційних потоків.



1 – вихрові лінії; 2 – вихрова точка; 3 – камера змішування

Рисунок 1 – Моделювання циркуляційної течії

### Формулювання мети роботи

Метою досліджень є моделювання механізму поширення інжектваного циркуляційного потоку в проточній частині свердловинного струминного насоса із використанням елементарної гідродинамічної функції вихровиток комплексної змінної. Поставлена мета передбачає виконання наступних завдань досліджень:

- розроблення методу моделювання інжектваного потоку свердловинної ежекційної системи за допомогою тривимірної гідродинамічної функції комплексної змінної;
- аналіз параметрів, які визначають механізм поширення інжектваного циркуляційного потоку та враховуються отриманою в процесі моделювання просторовою вихровою характеристичною функцією;
- аналіз особливостей зміни швидкості циркуляційної течії відповідно до запропонованої моделі поширення інжектваного потоку.

### Висвітлення основного матеріалу

Обертальну течію потоку в проточній частині струминного насоса моделюємо за допомогою комплексного потенціалу вихрової функції (рис. 1).

Для опису поля кутових швидкостей обертання використовуємо поняття вихрових ліній, на відміну від ліній течії, що характеризують поле лінійних швидкостей. Вихрова лінія огинає вектори кутових швидкостей обертання в різних точках потоку. Сукупність вихрових ліній, проведених через різні точки потоку, визначає геометричне зображення напрямків обертання частинок рідини в потоці. Циркуляція плоского потоку ініціюється вихровою точкою, а просторового – вихропроводом. Незважаючи на колівні траєкторії струменів, течія вважається потенціальною, оскільки переміщення самих частинок рідини здійснюється поступально без обертання. Поступальний рух рідини відбувається за замкненим контуром, обмеженим внутрішньою поверхнею струминного насоса. Характеристикою вихрової функції є циркуляція

$\Gamma$  вектора поступальної швидкості руху рідини по замкненому контуру

$$\Gamma = V 2\pi r, \quad (1)$$

де  $V$  – значення швидкості, вектор якої дотичний до траєкторії руху струменів;

$r$  – відстань до вихрового елемента.

Циркуляція швидкості аналогічна роботі сили, оскільки є добутком швидкості частинки на пройдений нею шлях. Потенціальність циркуляційної течії порушується в особливій точці  $r = 0$ , яка містить елементарний вихор. Відповідно до теореми Стокса, якщо кутова швидкість обертання частинок рідини  $\omega$  однакова для всіх точок замкненого контуру, величина циркуляції дорівнює подвоєному добутку швидкості на площу  $S$ , яка охоплюється цим контуром

$$\Gamma = 2\omega S. \quad (2)$$

Циркуляція  $\Gamma$  є постійною для всіх ліній течії навколо вихрового елемента, який знаходиться в замкненому контурі. При моделюванні обертального руху струминного насоса вихровий елемент розміщений в об'ємі проточної частини пристрою, а границі замкненого контуру визначаються стінками камери змішування. Враховуючи взаємозв'язок між кутовою швидкістю та частотою обертання  $\omega = 2\pi n$ , циркуляцію вектора  $\Gamma$  визначаємо за формулою

$$\Gamma = 4\pi n S_K, \quad (3)$$

де  $n$  – частота обертання бурильної колони;

$S_K$  – площа нормального перерізу камери змішування.

При використанні формули (3) вважаємо, що ковзання рідини по внутрішній поверхні струминного насоса відсутнє, і кутова швидкість обертання потоку дорівнює кутовій швидкості обертання бурильної колони.

Розглянемо плоский обертальний рух частинок рідини навколо вихрової точки, розміщеної в центрі декартової системи координат.

Введемо в площині  $xOy$  полярну систему координат  $r, \theta$ . Розподіл швидкостей для вихрового поля визначаємо як циркуляцію  $\Gamma$ , розподілену по довжині контуру радіусом  $r$ , який оточує вихрову точку

$$V = \frac{\Gamma}{2\pi r}, \quad (4)$$

де  $r$  – радіус-вектор точки в площині  $xOy$ .

Швидкість в полі плоского вихору, таким чином, зменшується з віддалення від осі вихору обернено пропорційно відстані до нього.

Формула (4) не може бути застосована до точки, яка знаходиться на осі вихору, оскільки в цьому випадку значення швидкості  $V$  зростає до нескінченності.

Швидкість циркуляційної течії  $V = V_\theta$  (рис. 2) спрямована перпендикулярно до радіус-вектора точки  $M$ , а радіальний рух потоку відсутній  $V_r = 0$ .

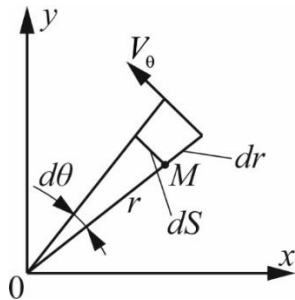


Рисунок 2 – Визначення швидкості циркуляційної течії

Тоді потенціал швидкостей не залежить від величини радіус-вектора, тож при визначенні поля швидкостей можна застосовувати звичайні похідні

$$d\varphi = V_\theta dS = \frac{\Gamma}{2\pi r} dS, \quad (5)$$

де  $dS$  – елементарна довжина траєкторії руху частинки рідини.

Після здійснення підстановки  $dS = r d\theta$  та інтегрування отримаємо

$$\varphi = \frac{\Gamma}{2\pi} \theta, \quad (6)$$

де  $\theta$  – полярний кут точки, яка знаходиться в полі вихору.

Поверхні рівного тиску визначаються рівністю

$$\frac{\Gamma}{2\pi} \theta = const, \text{ або } \theta = const \quad (7)$$

і мають вигляд променів, які проходять через вихрову точку.

Визначимо елементарну зміну функції течії  $d\psi$  плоского циркуляційного потоку як ви-

трату рідини між поверхнями концентричних циліндрів одиничної висоти, що спираються на сусідні лінії течії, відстань між якими становить  $dr$  (рис. 2). При визначенні витрати циркуляційної течії враховуємо, що функція течії приймає позитивні значення, якщо швидкість вихору спрямована за годинниковою стрілкою. Тоді для випадку, показаному на рисунку 2, використовуючи формулу (4), запишемо

$$d\psi = -V_\theta dr = -\frac{\Gamma}{2\pi r} dr. \quad (8)$$

Після інтегрування рівняння (8) отримаємо

$$\psi = -\int \frac{\Gamma}{2\pi r} dr = -\frac{\Gamma}{2\pi} \ln r. \quad (9)$$

Лінії течії, побудовані з використанням рівняння (9), мають вигляд концентричних кіл з центром у початку координат.

Визначимо вигляд рівняння комплексної функції плоского вихору. Враховуючи рівняння потенціалу швидкостей та функції течії (6), (9), запишемо

$$\begin{aligned} W(z) = \varphi + i\psi &= \frac{\Gamma}{2\pi} \theta - i \frac{\Gamma}{2\pi} \ln r = \\ &= -\frac{\Gamma}{2\pi} \ln e^{-i\theta} - \frac{\Gamma}{2\pi} i \ln r = -\frac{\Gamma}{2\pi} \ln e^{i^2\theta} - \frac{\Gamma}{2\pi} i \ln r = \\ &= -\frac{\Gamma}{2\pi} i \ln e^{i\theta} - \frac{\Gamma}{2\pi} i \ln r = -\frac{\Gamma}{2\pi} i \ln r e^{i\theta}. \end{aligned} \quad (10)$$

Під час перетворень (10) враховано поняття натурального логарифма та уявної одиниці ( $i^2 = -1$ ). Використовуючи формулу Ейлера для показової форми комплексного числа, отримаємо

$$W(z) = -\frac{\Gamma}{2\pi} i \ln z. \quad (11)$$

Порівняльний аналіз структури рівнянь комплексних функцій плоскорадіальної та циркуляційної (11) течій свідчить про те, що лінії течії та екіпотенціальні лінії міняються місцями. Графічне зображення рівняння (11) має вигляд (рис. 3) концентрично розміщених ліній течії та сукупності екіпотенціальних прямих, що проходять через центр координат.

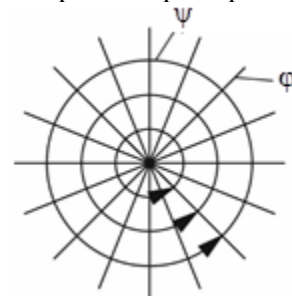


Рисунок 3 – Гідродинамічна сітка циркуляційного потоку

Визначимо вигляд рівнянь функції просторового вихору. Введемо в площині  $z, r$  циліндричної системи координат полярні координати  $R, \theta$ : вісь полярної системи координат спрямуємо вздовж осі  $z$ , а її полюс сумістимо з початком координат циліндричної системи (рис. 4).

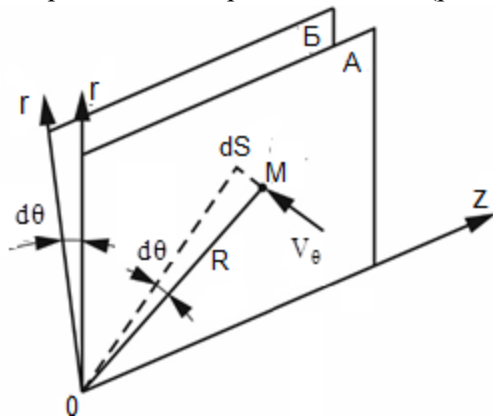


Рисунок 4 – Визначення потенціалу швидкостей просторового вихору  $V_\theta$

Покажемо в площині  $z, r$  положення радіус-вектора  $R$  точки  $M$ . Внаслідок повороту площини  $A$  навколо осі  $z$  на кут  $d\theta$  точка  $M$  описує дугу  $ds$ , яка з'єднує площину  $A$  з її новим положенням (площина  $B$ ). Еквіпотенціальні поверхні (у даному випадку – це поверхні  $A, B$ ) відзначаються незмінною величиною потенціалу швидкостей. Зміна потенціалу швидкостей відбувається при переході від однієї еквіпотенціальної поверхні до іншої по дузі, ортогональній до ліній течії. Циркуляційна швидкість  $V_\theta$  спрямована дотично до дуги лінії течії  $ds$ . При повороті точки  $M$  та площини  $A$  навколо осі  $z$  на кут  $d\theta$  отримаємо дугу довжиною  $ds = d\theta R$ . Тоді, враховуючи поняття комплексного потенціалу, запишемо формулу для визначення елементарного приросту потенціалу швидкостей

$$d\phi = V_\theta ds = V_\theta R d\theta, \quad (12)$$

де  $R$  – радіус-вектор точки в площині  $z, r$ .

Формула для визначення швидкості циркуляційної течії (4) для просторового потоку набуде вигляду

$$V = V_\theta = \frac{\Gamma}{4\pi R}. \quad (13)$$

Тоді після підстановки значення швидкості  $V_\theta$  у формулу (12) та інтегрування отримаємо рівняння потенціалу швидкостей просторового вихору

$$\phi = \frac{\Gamma}{4\pi} \int d\theta = \frac{\Gamma}{4\pi} \theta = \frac{\Gamma}{4\pi} \operatorname{arctg} \frac{r}{z}. \quad (14)$$

Аналогічний вираз для визначення потенціалу швидкостей у сферичній системі координат отриманий для вихорового кільця.

Для визначення рівняння функції течії просторового вихору використовуємо циліндричну систему координат. Обертання витoku в площині, нормальній до напрямку руху рідини, розглядаємо як обертання частинок рідини навколо точки витoku в діаметральних площинах. При цьому вважаємо, що характер взаємодії радіального і циркуляційного потоків у кожній діаметральній площині є однаковим. Характер взаємодії потоків у нормальній до руху рідини площині вважаємо тотожним характеру взаємодії потоків у площині розміщення бурильної колони. Тобто фактичну поверхню течії, (яка має форму циліндра) ми замінили уявною сферичною поверхнею. Такий підхід дозволив сумістити плоскі (радіальний та циркуляційний) рухи у взаємоперпендикулярних площинах. Можливість прийняття даного припущення перевіряємо шляхом експериментальних досліджень. Розглянемо в площині  $A$  (рис. 5) криволінійний чотирикутник, сторони якого утворені поворотом кінця радіуса-вектора  $R$  на кут  $d\theta$ , та його елементарним приростом  $dR$ . Довжина дуги, утвореної поворотом радіуса-вектора на один радіан, дорівнює  $1 \times R$ . Тоді площа криволінійного чотирикутника становить  $RdR$ .

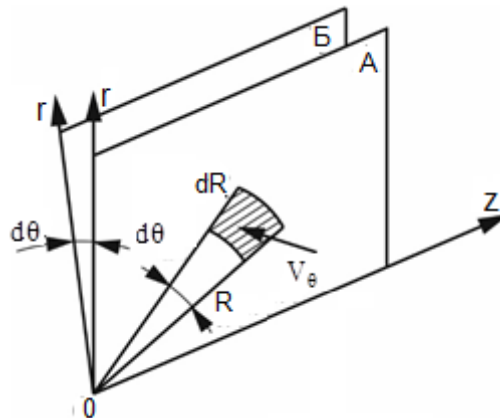


Рисунок 5 – Визначення функції течії просторового вихору

Швидкість вихору  $V_\theta$  спрямована перпендикулярно до виділеної площини. Тоді добуток елементарної площини та швидкості  $V_\theta$  визначає елементарну функцію течії просторового вихору. Враховуючи, що швидкість вихору  $V_\theta$ , як і у випадку плоскої циркуляційної течії (рис. 2) спрямована проти годинникової стрілки, елементарна функція течії матиме від'ємні значення

$$d\psi = -V_{\theta} R dR = -\frac{\Gamma}{4\pi} dr. \quad (15)$$

Після інтегрування рівняння (15) отримаємо функцію течії просторового вихору

$$\psi = -\frac{\Gamma}{4\pi} R. \quad (16)$$

Після виключення величини радіуса-вектора  $R = \sqrt{z^2 + r^2}$  остаточно запишемо

$$\psi = -\frac{\Gamma}{4\pi} \sqrt{z^2 + r^2}. \quad (17)$$

Визначимо вигляд поверхонь однакових швидкостей та поверхонь течії просторового вихору в циліндричній системі координат. Використовуючи рівняння (14), визначимо кут нахилу прямої, що проходить через центр координат

$$Q = \frac{4\pi\varphi}{\Gamma}. \quad (18)$$

Змінюючи значення функції  $\varphi$ , отримаємо сукупність прямих, які проходять через центр координат в площині  $z, r$  (рис. 6).

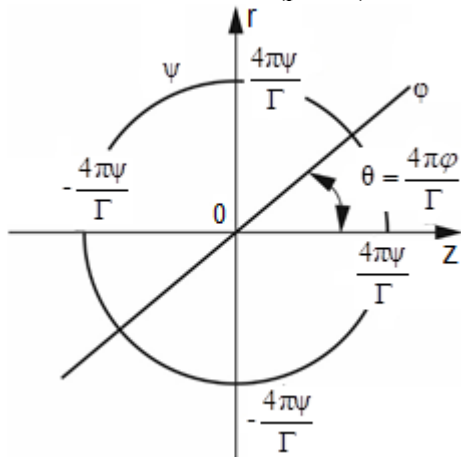


Рисунок 6 – Визначення форми гідродинамічної сітки просторового вихору

Форму поверхонь течії визначаємо, використовуючи рівняння (17). Після розв'язання рівняння (17) відносно  $r$  і підстановки значень координати  $z = 0$  отримаємо (рис. 6)

$$r_{\max} = \pm \frac{4\pi\psi}{\Gamma}. \quad (19)$$

Аналогічно визначаємо координату поверхні течії на осі  $z$ . Після підстановки в рівняння (17) значень координати  $r = 0$  отримаємо

$$z_{\max} = \pm \frac{4\pi\psi}{\Gamma}. \quad (20)$$

Отже, еквіпотенціальні поверхні та поверхні течії функції вихору (як і у випадку функції витоку) утворюють гідродинамічну сітку у вигляді ортогонально розміщених коаксіальних сфер та радіальних меридіальних площин. По-

рівняно з функцією витоку еквіпотенціальні поверхні займають місце поверхонь течії.

Враховуючи рівняння (14), (17), запишемо формулу характеристичної функції циркуляційного потоку

$$W(z) = a(\arctg \frac{r}{z} - i\sqrt{z^2 + r^2}), \quad (21)$$

де  $a = \frac{\Gamma}{4\pi}$ .

Отримані співвідношення використовуємо для дослідження кінематики циркуляційного потоку. Дослідження кінематики циркуляційного потоку вимагає попередньої перевірки дотримування умов аналітичності (умов Коши – Римана) функцією комплексного потенціалу вихорового поля. Визначимо компоненти швидкості циркуляційної течії шляхом диференціювання функції потенціалу швидкостей. Для горизонтальної компоненти циркуляційної швидкості використовуємо рівняння (14) отримаємо

$$V_z = \frac{\partial\varphi}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial z} \frac{\Gamma}{4\pi} \arctg \frac{r}{z} = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{\partial}{\partial(r/z)} \arctg \frac{r}{z} \frac{\partial r}{\partial z} = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{1}{1+(r/z)^2} \left(-\frac{r}{z^2}\right) = -\frac{\Gamma}{4\pi} \frac{r}{z^2+r^2}. \quad (22)$$

Аналогічно визначаємо вертикальну складову компоненти циркуляційної швидкості

$$V_r = \frac{\partial\varphi}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \frac{\Gamma}{4\pi} \arctg \frac{r}{z} = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{\partial}{\partial(r/z)} \arctg \frac{r}{z} \frac{\partial r}{\partial r} = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{1}{1+(r/z)^2} \frac{1}{z} = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{1}{z+\frac{r^2}{z}} = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{z}{z^2+r^2}. \quad (23)$$

Співвідношення між компонентами швидкості та функції течії циркуляційного потоку визначаємо, враховуючи структуру рівняння (15). Відповідно до рівняння (15) швидкість циркуляційної течії можна визначити за формулою

$$V_{\theta} = -\frac{1}{R} \frac{\partial\psi}{\partial r}. \quad (24)$$

Значення функцій  $\psi_1, \psi_2$  (рис. 7), враховуючи фізичний зміст даного параметра, зберігаються постійними вздовж ліній течії  $\psi_1 = const; \psi_2 = const$ , а зміна функції  $\psi$  відбувається при переході від однієї лінії течії до іншої

$$d\psi = \psi_1 - \psi_2. \quad (25)$$

Елементарний приріст функції течії  $d\psi$ , таким чином, відповідає елементарному приросту радіус-вектора  $dr$  між сусідніми лініями течії. Враховуючи, що функція течії характеризує витрату потоку, швидкість циркуляційної

течії визначається як зміна функції течії, що відповідає проєкціям елементарного приросту радіус-вектора  $dr$  на відповідні осі

$$V_z = -\frac{1}{R} \frac{\partial \psi}{\partial r}; \quad (26)$$

$$V_r = -\frac{1}{R} \frac{\partial \psi}{\partial z}. \quad (27)$$

Сторона трикутника AC на рисунку 7 є проєкцією  $dr$  на вісь  $z$ , а сторона трикутника BC є проєкцією  $dr$  на вісь  $r$ .

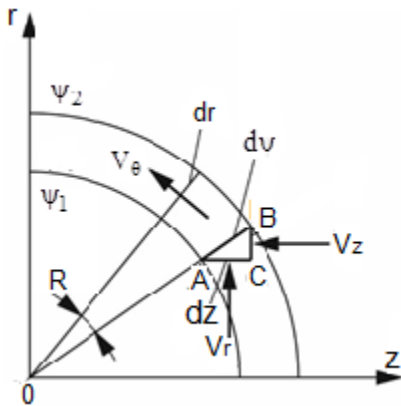


Рисунок 7 – Визначення компонентів циркуляційної швидкості

Вибір знаків перед множником  $1/R$  у формулах (24), (26), (27) пояснюється прийнятим додатним напрямом швидкості вихору у формулі (15) та співвідношенням напрямків компонентів швидкості і прийнятою системою координат (рис. 7).

Послідовність застосування формул (26), (27) враховуючи рівняння (17), має вигляд

$$V_z = \frac{1}{R} \frac{\partial \psi}{\partial r} = \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial r} \left( -\frac{\Gamma}{4\pi} \sqrt{z^2 + r^2} \right) = -\frac{\Gamma}{4\pi R} \frac{1}{2} (z^2 + r^2)^{-0.5} 2r = -\frac{\Gamma}{4\pi} \frac{r}{z^2 + r^2}; \quad (28)$$

$$V_r = -\frac{1}{R} \frac{\partial \psi}{\partial z} = -\frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial z} \left( -\frac{\Gamma}{4\pi} \sqrt{z^2 + r^2} \right) = \frac{\Gamma}{4\pi R} \frac{1}{2} (z^2 + r^2)^{-0.5} 2z = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{z}{z^2 + r^2}. \quad (29)$$

Рівність значень проєкції швидкості  $V_z$  визначеної за формулами (22), (28) та проєкції швидкості  $V_r$ , визначеної за формулами (23), (29) свідчить про виконання умов Коши – Римана. Тоді результуюча швидкість циркуляційної течії може бути визначена за формулою

$$V = \left| \frac{\partial w}{\partial z} \right| = \sqrt{V_z^2 + V_r^2} = \frac{\Gamma}{4\pi} \frac{1}{\sqrt{z^2 + r^2}}. \quad (30)$$

Проаналізуємо поле швидкостей циркуляційного потоку. Враховуючи формулу для визначення циркуляції потоку  $\Gamma$  (3), запишемо

$$V = \frac{S_\kappa n}{\sqrt{z^2 + r^2}}, \quad (31)$$

де частота обертання  $n$  визначається швидкістю обертання ротора або турбобура. Поле швидкостей циркуляційної течії, побудоване за формулою (31) для фіксованої частоти обертання, зображене на рисунку 8. Швидкість циркуляційної течії в площинах  $V0z, V0r$  визначається асимптотичними кривими вигляду, відповідно  $A/z, B/r$ . У випадку нульових значень координати  $z, r$  швидкість циркуляційної течії дорівнює нескінченності  $V = \infty$ . Зі збільшенням відстані до початку координат швидкість циркуляційної течії асимптотично наближається до нуля.

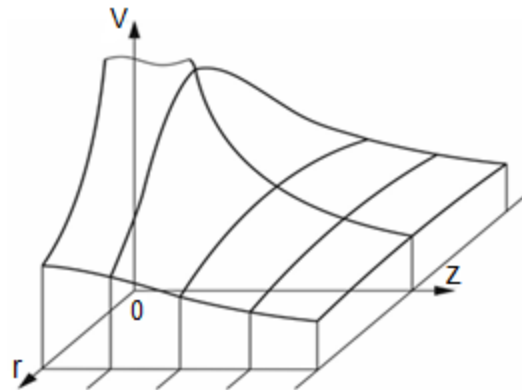


Рисунок 8 – Поле швидкостей циркуляційного потоку

Залежність максимальної швидкості циркуляційного потоку від частоти обертання бурильної колони має лінійний характер (рис. 9). Швидкість циркуляційного потоку визначена за формулою (31) для випадку  $r = 0, z = const$ .

Після перетворення рівняння (31) отримаємо

$$V_{\max} = \frac{S_\kappa n}{z} = \frac{\pi}{4} d_\kappa^2 \frac{n}{z}, \quad (32)$$

де  $z$  – параметр, що визначає відстань між центром вихору і камерою змішування струминного насоса.

Величина  $z$  у формулі (32) може змінюватись від  $z = 0$  (в особливій точці), коли швидкість циркуляційної течії зростає до безмежності  $V_{\max} = \infty$ , до  $z = d_\kappa / 2$ . Останній випадок відповідає величині циркуляційної швидкості біля стінки камери змішування струминного насоса.

Рівняння (32) визначає максимальну швидкість руху частинок рідини циркуляційного безвихрового потоку. Порівняємо швидкість циркуляційної течії, визначену за формулою (32), з лінійною обертовою швидкістю потоку

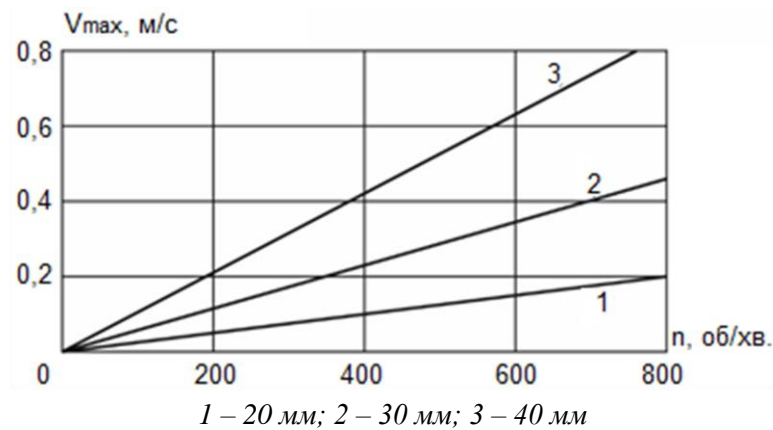


Рисунок 9 – Залежність максимальної циркуляційної швидкості від частоти обертання струминного насоса для різних діаметрів камери змішування

для випадку, коли рідина розглядається як тверде тіло і зв'язок між радіусом траєкторії руху її частинок і швидкістю є лінійним

$$V'_{\max} = \frac{\omega d_{\kappa}}{2} = \pi n d_{\kappa}, \quad (33)$$

де  $\omega$  – кутова швидкість руху частинок рідини.

Співставлення швидкостей руху рідини, визначених за формулами (32), (33), свідчить про відмінність механізмів, які визначають лінійну обертову швидкість частинок рідини та твердого тіла.

#### Висновки

1. Розроблений метод моделювання інжектованого потоку свердловинної ежекційної системи за допомогою тривимірної гідродинамічної функції комплексної змінної: робоче середовище представлено у вигляді комплексного потенціалу вихрової функції, центр якої розміщений на одній осі з камерою змішування струминного насоса.

2. Отримана в процесі моделювання просторова вихрова характеристична функція враховує координати точки, параметри якої визначаються, частоту обертання бурильної колони та площу нормального перерізу камери змішування, та дозволяє побудувати просторову гідродинамічну сітку у вигляді ортогонально розміщених коаксіальних сфер та радіальних меридіональних площин.

3. Відповідно до отриманої моделі швидкість циркуляційної течії визначається асимптотичними кривими, у випадку нульових значень координати просторового вихору швидкість циркуляційної течії дорівнює нескінченності, а зі збільшенням відстані до початку координат наближається до нуля. Максимальна швидкість циркуляційного потоку лінійно залежить від частоти обертання бурильної колони.

Завдання подальших досліджень полягає у вивченні взаємодії радіального та вихрового потоків у проточній частині струминного насоса та розробленні методики визначення характеристики ежекційної системи для умов її обертання в свердловині.

#### Література / References

1. EIA project nearly 50% increase in world energy use by 2050, led by grow thin renewables. International Energy. *Outlook 2021* (IEO2021). Weekly Report, October 7, 2021. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49876>. (accessed 07.10.2021).
2. Kryzhanivskiy Ye.I., Vytyaz O.Yu., Tyrlych V.V., Hrabovskiy R.S., Artym V.I. Evaluation of the conditions of drill pipes failure during tripping operations. *SOCAR Proceeding*. 2021. Vol. 1. P. 36-48. doi:10.5510/OGP20210100478.
3. Halim M.C., Hamidi H., Akisanya A.R. Minimizing Formation Damage in Drilling Operations: A Critical Point for Optimizing Productivity in Sandstone Reservoirs Intercalated with Clay. *Energies*. 2022. Vol. 15(1), No 162. P. 30. doi:10.3390/en15010162.
4. Kryzhanivskiy E.I., Panevnyk D.A. Improving use efficiency above-bit jet pumps. *Socar proceeding*. 2020. No 2. P. 26-34. doi:10.5510/OGP20200200437.
5. Panevnik A.V., Kontsur I.F., Panevnik D.O. Opredelenie ekspluatatsionnyih parametrov naddolotnoy ezhektornoy komponovki. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2018. No 3. P. 70-73. [in Russian] doi:10.24887/0028-2448-2018-3-70-73.
6. Chen X., Cao T., Yu K., Gao D., Yang J., Wei H. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. *Petroleum Science*. 2020. Vol. 17. P.1602–1615. doi:10.1007/s12182-020-00472-8.

7. Xu K., Wang G., Zhang L., Wang L., Yun F., Sun W., Wang X., Chen X. Multi-Objective Optimization of Jet Pump Based on RBF Neural Network Model. *Journal of Marine Science Engineering*. 2021. Vol. 9(2), 236, 19 p. doi:10.3390/jmse9020236.
8. Yong H., Lihong Z., Deyong Z., Hualin L., Jinying W., Jinshen Y., Yugang Z., Zhibin W. Study on structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injectors coefficient. *SPE/IADS Asia Pacific Drilling Technology Conference*, Singapore, 22–24 august 2016. IADS/SPE–180539–MS. 9 p.
9. Chen X., Cao T., Yu K., Gao D., Yang J., Wei H. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. *Petroleum Science*. 2020. Vol. 17. P.1602–1615. doi:10.1007/s12182-020-00472-8.
10. Velez R.P., Vásquez-Santacruz J., Marín-Urías L., Vargas A., García-Ramírez P., Morales-de-la-Mora J., Vite-Morales A., Gutierrez-Domínguez E. Efficiency Maximization of a Jet Pump for an Hydraulic Artificial Lift System. *Scipedia*. 2019. Vol. 35, No 1. P. 12. doi:10.23967/j.rimni.2018.11.002.
11. Suryanarayana P. V., Hasan K., Hughes W.I. Technical Feasibility and Applicability of concentric jet pumping under balanced drilling. *SPE/IADS Underbalanced Technology Conference and Exhibition*, Houston, USA, 11–12 october 2004. SPE/IADS 91595. 20 p. <https://doi.org/10.2118/91595-MS>.
12. Hesham A.M.A., Mikhail S., Mohsen, A. Jet Pump Performance With Secondary Fluids Differ in Density and Viscosity From Primary Fluid. *International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, November 5–8 2006. 9 p. SPE-102546-MS. doi:10.2118/102546-MS.
13. Yong H., Lihong Z., Deyong Z., Hualin L., Jinying W., Jinshen Y., Yugang Z., Zhibin W. Study on structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injectors coefficient. *SPE/IADS Asia Pacific Drilling Technology Conference*, Singapore, 22–24 august 2016. 9 p. IADS/SPE–180539–MS.
14. Xu S., Wang J., Cai B., Cheng H., Ji B., Zhang Z., Long X. Investigation on cavitation initiation in jet pump cavitation reactors with special emphasis on two mechanisms of cavitation initiation. *Physics of Fluids*. 2022. Vol. 34, no. 1. P. 12. doi:10.1063/5.0075099.
15. Panevnyk D.A. Simulation of a downhole jet vortex pump's working process. *Nafta-Gaz*. 2021. No 9. P. 579–586, <https://doi.org/10.18668/NG.2021.09.02>.
16. Toteff J., Asuaje M., Noguera R. New Design and Optimization of a Jet Pump to Boost Heavy Oil Production. *Computation*. 2022. Vol. 10, No 11. P. 18. doi:10.3390/computation10010011.

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА РОЗПОДІЛ ІНТЕНСИВНОСТІ АВАРІЙ СВЕРДЛОВИННОГО ОБЛАДНАННЯ

В. В. Бевз

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. +38 0634451990;  
e-mail: ngsi-pt@ukr.net

Розглядається задача підвищення надійності поверхневого обладнання свердловин на етапі вторинних методів видобутку для підвищення експлуатаційної надійності, проблеми якої є ключовими в енергетичній безпеці держави і яка розглядається як комплексна властивість системи нафтогазової промисловості та визначається як здатність не допускати ситуацій, небезпечних для здоров'я людей та навколишнього середовища. Мета дослідження формується як пошук загальних закономірностей у розробці методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони насосно-компресорних труб, незважаючи на різні їх умови експлуатації. Оцінка ризику реалізована на основі методичного системного підходу, що передбачає процедуру розбиття колони насосно-компресорних труб на характерні ділянки з визначенням очікуваної інтенсивності аварій на кожній із них, із урахуванням кінцевої множини всіх факторів, для кожного з яких визначався набір його можливих значень, які відрізняються за «інтенсивністю» його впливу (що проявляється безпосередньо або посередньо) на питому частоту аварій. Значення факторів впливу задаються якісними показниками, трансформуються у відповідні значення, виражені в оцінкових балах. Розбиття колони насосно-компресорних труб на ділянки здійснюється послідовно і незалежно по кожному з факторів впливу, критерієм для визначення розташування границі чергової ділянки при розбитті колони за кожним фактором є стрибкоподібна зміна його значення. В результаті запропонована методика, розрахунок по якій локальних значень інтенсивності аварій для кожної ділянки колони дає можливість отримати розподіл питомої частоти аварій по довжині колони. Отриману залежність пропонується використати як теоретичну основу для розробки та вдосконалення методів розрахунку інтенсивності аварій під час експлуатації нафтогазового обладнання.

Ключові слова: свердловина, насосно-компресорні труби, аварійні ситуації, фактори впливу, моделювання, надійність, методика розрахунку.

*The task of increasing the reliability of well surface equipment at the stage of secondary production methods has been considered to increase operational reliability, the problems of which are key in the energy security of the state and which is considered as a complex property of the oil and gas industry system and is defined as the ability to prevent dangerous situations to human health and the environment. The purpose of the study is to find general patterns in the development of methods for calculating the local value of the intensity of accidents in the section of the pump-compressor pipe column, despite their different operating conditions. The risk assessment has been implemented based on a methodical system approach, which involves the procedure of dividing the tubing string into particular sections 1) with the determination of the expected intensity of accidents in each of them; 2) taking into account the finite set of all factors, for each of which a set of its possible values, which differ according to the "intensity" of its impact (directly or indirectly) on the specific frequency of accidents. Influence factors values are given by qualitative indicators, transformed into corresponding values expressed in evaluation points. The breakdown of the tubing string into sections is carried out sequentially and independently according to each of the influence factors, the criterion for determining the border location of the next section when dividing the column according to each factor is a jump-like change in its value. As a result, the proposed method, the calculation of the local values of accident intensity for each section of the column, makes it possible to obtain the distribution of the specific accident frequency along the length of the string. The obtained dependence has been proposed to be used as a theoretical basis for developing and improving methods for calculating the intensity of accidents during the operation of oil and gas equipment.*

Key words: well, tubing string, emergencies, influencing factors, modeling, reliability, calculation method.

### Вступ

Видобуток нафти за допомогою штангових насосних установок – найпоширеніший в Україні і світі. Аналіз численних конструкцій стан-

ків-качалок [1, 2] показує, що їх основними недоліками є: нерівномірність роботи привода, що виникають у стрибках зусиль, які створюються при зворотньо-поступальному перемі-

щенні глибинного обладнання, що призводить до збільшення потужності двигуна; велика металоемність конструкції; неможливість точного балансування всього станка-гойдалки при експлуатації свердловин при різній продуктивності [3].

Проблеми безпеки об'єктів нафтової промисловості є ключовими в енергетичній безпеці, особливо в таких аспектах [4, 5]:

- Екологічна безпека, що визначається як захищеність від: надмірного забруднення навколишнього середовища шкідливими речовинами та випромінюваннями; деградації ґрунтів, ландшафтів; погіршення стану біосфери; негативних впливів на верхні шари земної кори під час видобування корисних копалин.

- Виробнича безпека, що характеризує захищеність від порушень технічних систем аварій, катастроф, викликаних або супроводжуваних пожежами, вибухами, викидами шкідливих речовин і т.д., а також невиконанням норм та правил технічної безпеки.

- Технологічна безпека, розглядається як захист від таких загроз: зниження технічного рівня виробництва, масове зберігання застарілої техніки, несприйняття економікою інновацій, надмірна залежність від закордонних технологій та обладнання, зниження рівня науково-дослідних та досвідно-конструкторських робіт.

- Основними загрозами проти стихійної безпеки є невиконання відповідних вимог при розміщенні, будівництві та експлуатації виробничих та житлових об'єктів, низька достовірність прогнозування стихійних лих, неготовність населення та невідповідність спецслужб до природних катаклізмів та подолання їх наслідків.

- Сировинна безпека характеризує захищеність від дефіциту різних видів сировини та матеріалів, від порушень їх зовнішнього постачання, від низької ефективності використання у народному господарстві, незначного рівня самозабезпечення країни та регіонів загалом.

Безпека розглядається як комплексна властивість надійності об'єкта [6, 7] (системи) нафтогазової промисловості та визначається як його здатність не допускати ситуацій, небезпечних для людей та навколишнього середовища.

За часом процесу відмов можуть бути несподіваними або поступовими [8]. Основним загальноприйнятим показником безпеки є ризик. Розрізняють такі види ризику: індивідуальний, технічний, екологічний, соціальний, економічний.

Технічний ризик характеризується небезпекою виникнення аварій на виробничих об'єктах [9]. При проектуванні та експлуатації нафтогазового обладнання насамперед треба зважати на технічні ризики. Технічні ризики є предметом дослідження теорії надійності та асоціюються з безвідмовністю, ресурсом та працездатністю як одиничними властивостями надійності та безпеки. Теоретичні дослідження виникнення технічного ризику при експлуатації нафтогазового обладнання до цього часу проводилась мало [10], що робить актуальним розробку математичної моделі процесу їх виникнення і, зокрема, виведення формули для розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони НКТ.

### Постановка задачі

Аналіз останніх досліджень [7, 9, 11] та публікацій, присвячених виникненню технічного ризику при експлуатації нафтогазового обладнання, свідчить про їх вузькоспрямований уособлений характер. Існуючі методи розрахунку локального значення інтенсивності аварій досить складні та мають обмежене застосування, що не дає змоги представити результати таких досліджень в узагальненій, зручній для використання формі.

На сьогодні порівняльний аналіз відомих методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій не проведено. Відсутня інформація про вплив конструкцій нафтогазового обладнання, зокрема колони НКТ, на можливість застосування окремих методів.

Постановка проблеми, аналіз раніше проведених досліджень та виділення не вирішених до цього часу завдань дозволили сформулювати мету дослідження, як пошук загальних закономірностей у розробці методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій на ділянці колони НКТ, незважаючи на різні їх умови експлуатації, типи технологічного процесу, який реалізується, та інші фактори.

### Дослідження

Як правило, аналіз ризику розглядається як складова частина комплексу підходу до прийняття рішень та програм із попередження та зменшення небезпеки для життя людини та для погіршення якості навколишнього середовища [12].

Нормальна робота свердловин порушується з різних причин і призводить або до повного припинення роботи експлуатаційного обладнання, або до поступової заміни (відхилення від встановленої норми) його параметрів, тобто

нештатного його функціонування. Насосна установка виходить з ладу через виникнення повних аварійних відмов, що зумовлює необхідність проведення підземних ремонтних робіт із заміни ушкоджених елементів, а, отже, і втрати видобутку нафти внаслідок простою свердловини. При повних відмовах відбувається: обрив по корпусу вузлів ШГНУ і колони НКТ у процесі експлуатації та спуско-підіймальних операціях; відгинчення штанг, колони НКТ, що призводить до падіння на вибій свердловини як окремих елементів установки, так і всієї підземної частини ШГНУ. Останнє вимагає проведення довготривалих ловильних робіт.

Умови роботи НКТ досить важкі: труби, окрім постійного навантаження від власної ваги колони, додатково отримують змінне навантаження: вагу стовпа рідини під час руху плунжера вниз, сили тертя плунжера до стінок робочого циліндра і штанг до стінок труб. Окрім цього, колона труб повинна витримати додаткове навантаження – вагу штанг у випадку обриву. Також вони зазнають згину при викривленні свердловини і впливу корозійного середовища. Велике навантаження на труби – змінне напруження (розтяг-стискання), що сприяє послабленню різьбових з'єднань, змінне згинаюче напруження, яке може призвести до втрати стійкості нижньої частини колони, стирання труб штангами, послаблення різьбових з'єднань – може стати причиною розгвинчування труб у свердловині або їх обриву. В результаті частина (або вся колона) труб може впасти на вибій свердловини, що потребуватиме проведення довготривалих ловильних робіт. Зношення труб обумовлене двома факторами: циклічним прикладанням навантаження від ваги стовпа рідини і повздовжнім згином нижньої частини колони труб. У результаті труби зношуються як з внутрішнього боку (внаслідок дотику до штанг), так і з зовнішньої (внаслідок контактування з експлуатаційною колоною). Великий вплив на інтенсивність зношення труб має склад рідини, що видобувається. Так, при видобуванні безводної нафти забезпечується хороше змащування і процес зношення сповільнюється; при видобутку нафти з мінералізованою водою й абразивними частинками – прискорюється. Тертя, що виникає в результаті дотиків до НКТ зі штангами й експлуатаційною колоною, збільшує напруження, призводить до збільшення споживання енергії.

Найбільш частою неполадкою в НКТ є втрата герметичності різьбових з'єднань. Порушення герметичності призводить до втрати

обсягів добування нафти та потребує виконання складних високовартісних ремонтних робіт. Герметичність, насамперед, залежить від властивостей рідини, що видобувається. При дослідженні свердловин виявилось, що у процесі відкачування чистої нафти середньої в'язкості втрати абсолютно відсутні. Але як тільки нафту замінять на воду, труби починають текти. При експлуатації газових та газоконденсатних свердловин із високим пластовим тиском найбільш характерні витікання в різьбовому з'єднанні верхньої частини колони, де створюються великі перепади тиску між затрубним і гирловим тисками. Крім цього, на герметичність труб впливає величина крутного моменту, який розвивається при кріпленні різьбових з'єднань. Недостатня величина крутного моменту сприяє виникненню витікань. Завеликий крутний момент викликає попередній знос різьби. Велике значення надають чистоті різьби та хорошему змащуванню. Мащення повинне містити антифрикційні компоненти. Не можна допускати згвинчування НКТ без змащування, оскільки це призводить до передчасного зносу різьби. На рис. 1 наведені у вигляді гістограми результати статистичного аналізу аварій на свердловинах.

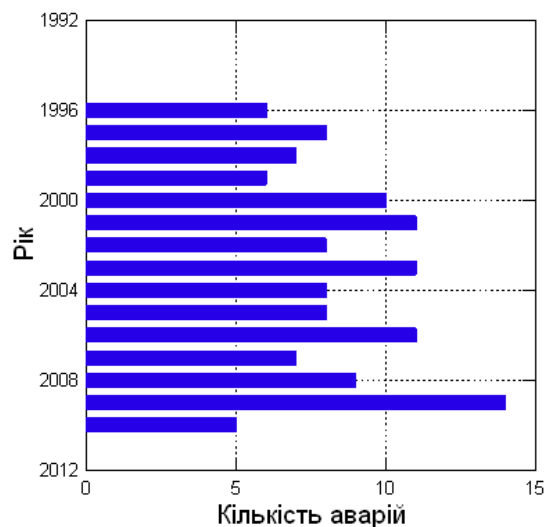


Рисунок 1 – Гістограма аварій на свердловинах по НГВУ «Надвірнанафтогаз»

Механізм оцінки ризику може бути реалізований на основі методичного підходу, що передбачає процедуру розбиття колони НКТ на характерні ділянки з визначенням очікуваної інтенсивності аварій на кожній із них, із урахуванням кінцевої множини факторів, що впливають на значення  $\gamma(t)$ . Із аналізу статистичних даних було виведено 12 груп факторів впливу (ФВ) із диференціацією відносних внесків цих груп у спільний масив аварій, що вира-

ховуються за допомогою вагових коефіцієнтів  $p_i$ ,  $i=1...12$  (див. табл. 1), які корелюють з частками причин аварій НКТ, що відображаються в статистичних даних (при визначенні  $p_i$  намагались досягнути приблизної рівності співвідношення між частками основних причин у статистичних даних відношенням (відповідним ваговим коефіцієнтам групи ФВ [9]).

**Таблиця 1 – Внесок різних факторів впливу в загальну інтенсивність аварій НКТ**

Позначення та найменування групи факторів		Частина групи, $p_i$ , %
1	Зовнішні антропогенні механічні взаємодії	12
2	Підземна корозія	12
3	Стрес корозія	10
4	Атмосферна корозія	2
5	Внутрішня корозія	3
6	Виробничі фактори	10
7	Якість монтажних робіт	18
8	Випробування колони труб	3
9	Конструктивно-технологічні фактори	7
10	Природні фактори та взаємодії	7
11	Рівень технологічної експлуатації	7
12	Відмови та аварії, що мали місце в минулому	9

Відносний внесок фактора  $F_{ij}$  всередині своєї групи в зміну  $\gamma$  на розглядуваній ділянці НКТ враховується з допомогою вагового коефіцієнту  $q_{ij}$ . ФВ або характеристики, що їх визначають, можна представити у вигляді неперервних або дискретних та випадкових величин, кожна з яких має відповідну шкалу якісних або кількісних значень, що відображають можливий діапазон зміни даного ФВ. Отже, для кожного дискретного ФВ можна визначити набір його можливих значень, які відрізняються за інтенсивністю впливу, що проявляється безпосередньо або посередньо, на питому частоту ( $\gamma$ ) аварій. Значення ФВ, що задаються якісними (а не кількісними) показниками, трансформуються у відповідні бальні значення.

Колону НКТ розбивають на ділянки послідовно і незалежно по кожному ФВ. Критерієм для визначення місця розташування границі чергової ділянки при розбиванні колони за фак-

тором  $F_{ij}$  є досить помітна (можливо стрибкоподібна) зміна його значення. Величина «стрибка», що обирається для даного ФВ, визначає довжини (в загальному випадку різні) та кількість ділянок  $i$ , як наслідок, точність оцінки ризику. Кожне наступне розбиття по наступному ФВ буде збільшувати загальну кількість ділянок, причому їх границі можуть співпадати з границями, встановленими в ході попередніх процедур розбиття за іншими ФВ.

Для розрахунку загальної кількості ділянок, що отримуються після завершення процесу розбиття колони по всіх ФВ, пропонується формула:

$$N = N_i + \sum_{m=2}^M (N_m - 1) - \sum_{e=1}^E (e \cdot c^{(e)}), \quad (1)$$

де  $N$  – загальна кількість ділянок колони;

$N_m$  – кількість ділянок по всій колоні, отриманих при розбитті за фактором  $F_m$ , де  $m = i \cdot j$ ;

$M = i \cdot j$  – загальна кількість ФВ, вибраних для аналізу;

$e$  – ціле число, що характеризує «ступінь» збігу границь ділянок, які відповідають різним ФВ ( $e = 1$  – одинарний збіг границь (1-го ступеня), при цьому співпадуть границі, що відповідають двом ФВ;  $e = 2$  – подвійний збіг границь (2-го ступеня), при цьому співпадають границі, що відповідають 3-у ФВ і т.д.);

$E = M - 1$  – максимально можливий «ступінь» збігу границь;

$c^{(e)}$  – кількість збігів границь  $e$ -го ступеня.

Залежно від сукупності конкретних значень різних ФВ, що мають місце на розглядуваній ділянці колони, інтенсивність аварій на ній буде тією чи іншою мірою відрізнятися від середньої по галузі ( $\gamma_{cp}$ , аварій/(1000 м · год)).

Суть пропонованої методики полягає в тому, що на кожній ділянці колони визначається значення інтегрального коефіцієнту впливу ( $k_{вл}$ ), котрий показує, у скільки разів локальна інтенсивність аварій, розрахована як добуток двох коефіцієнтів впливу (КВ): локального ( $k_{лок}$ ) та «діаметрального» ( $k_D$ ), відрізняється від  $\gamma_{cp}$ . Тобто локальна інтенсивність аварій на  $n$ -ій ділянці колони може бути виражена як:

$$\gamma_n = \gamma_{cp} \cdot (k_{лок} \cdot k_D). \quad (2)$$

Коефіцієнт впливу ( $k_D$ ) названий «діаметральним», коректує  $\gamma_{cp}$  залежно від діаметру аналізованої колони:

$$k_D = \frac{\gamma_{cp}^{(D)}}{\gamma_{cp}}, \quad (3)$$

де  $\gamma_{cp}^{(D)}$  – середньостатистична інтенсивність аварій НКТ із діаметром  $D$ .

Локальний КВ ( $k_{лок}$ ) враховує спільний вплив на інтенсивність аварій усіх конкретних місцевих ФВ, що діють на аналізованій ділянці колони і для свого розрахунку вимагає розроблення спеціальної бальної системи, в яку кожному значенню  $f_{ijs}$  кожного фактору  $F_{ij}$  ставиться у відповідність визначене, призначене на основі експертної оцінки, кількість балів  $B_{ijs}$  (за 10-ти бальною шкалою), що вказує на інтенсивність його впливу:

$$B_{ijs} = \varphi_{ij}(f_{ijs}), \quad (4)$$

де  $\varphi_{ij}$  – функція дискретного або неперервного аргументу, що задається експертом для кожного ФВ  $F_{ij}$ .

При розгляді конкретної ділянки колони визначається значення кожного ФВ та відповідна їй кількість балів. Сума всіх бальних оцінок (БО) факторів дає сумарну фактичну БО ділянки (чисельник у формулі (5)), а її відношення до БО  $B_{сеп}$  деякої середньої ділянки дає значення локального КВ:

$$k_{лок} = \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{B_{сеп}}, \quad (5)$$

де  $B_{ij}$  – БО фактора  $F_{ij}$ ;

$p_i$  – частка  $i$ -ої групи ФВ;

$q_{ij}$  – частка  $j$ -го ФВ  $i$ -ої групи;

$B_{сеп}$  – БО середньостатистичної ділянки колони.  $B_{сеп}$  – отримують на основі визначення середніх значень  $f_{ij}^{(сеп)}$  кожного ФВ та відповідного їм БО  $B_{ij}^{(сеп)}$  за тією ж 10-бальною шкалою та розраховується за формулою:

$$\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(-p)}. \quad (6)$$

Чіткий розрахунок середніх значень кожного ФВ можливий за наявності даних про відносну довжину ділянок (їх частки від загальної протяжності колони), на яких спостерігаються різні значення розглядуваних ФВ. Наприклад, якщо фактор  $F_{ij}$  має  $S$  дискретних значень  $\{f_{ij1}, \dots, f_{ijs}, \dots, f_{ijs}\}$ , причому загальні протяжності ділянок НКТ, на яких діють ці значення, що

складають  $L_{ij1}, \dots, L_{ijs}, \dots, L_{ijs}$ , відповідно, то середнє значення даного ФВ можна розрахувати за формулою:

$$f_{ij}^{(сеп)} = \sum_{s=1}^S f_{ijs} \cdot \frac{L_{ijs}}{L_0}, \quad (7)$$

де  $L_0$  – загальна протяжність колони НКТ. Відповідна БО середнього значення (БОСЗ) у 10-бальній шкалі для випадку лінійної функції  $B_{ij} = \varphi_{ij}(f_{ij})$  може бути розрахована таким чином:

$$B_{ij}^{(сеп)} = \frac{10 \cdot f_{ij}^{(сеп)}}{f_{ijs}}, \quad (8)$$

де  $f_{ijs}$  – максимальне значення ФВ, якому відповідає 10 балів. В іншому випадку БОСЗ розраховується за відповідним виразом функції  $B_{ij} = \varphi_{ij}(f_{ij})$ . Якщо можливі не кількісні фактори впливу, а якісні, то БОСЗ ФВ розраховується за формулою (8), в яку замість значень  $f_{ijs}$  підставляються їх БО  $B_{ijs}$ . Визначивши таким чином БОСЗ всіх ФВ, можна розрахувати сумарну БО середньостатистичної ділянки НКТ за формулою (9).

Кінцева формула для розрахунку локального значення інтенсивності аварій на  $n$ -ій ділянці колони має вигляд:

$$\gamma_{II} = \gamma_{cp} \cdot k_{пер} \cdot k_D \cdot \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{j(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(сеп)}}. \quad (9)$$

Розрахунок за (9) локальних значень інтенсивності аварій для кожної ділянки колони дає можливість отримати розподіл питомої частоти аварій по довжині колони  $\gamma_{II}(x)$  (рис. 2).

Тут  $\gamma_{Dрег}^{(сеп)}$  – середня інтенсивність аварій на колоні діаметром  $D$ . Ширина сходинок визначається довжиною ділянок, отриманих при розбитті колони (рис. 2).

Розраховані значення  $\gamma_{II}$  можуть безпосередньо використовуватись для розрахунку ризику в межах даної ( $n$ -ої) ділянки колони як питома статистична ймовірність виникнення аварій на цій ділянці.

### Висновок

Отримана аналітична залежність є теоретичною основою для наступної розробки та вдосконалення методів розрахунку локального значення інтенсивності аварій під час експлуатації нафтогазового обладнання.

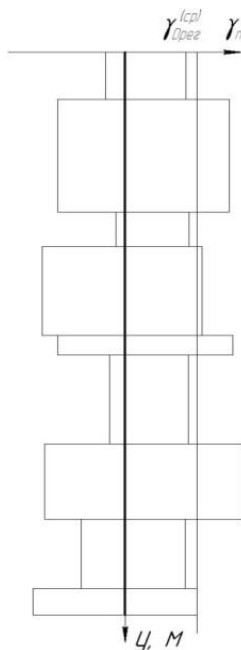


Рисунок 2 – Розподіл інтенсивності аварій вздовж колони

### Література

1. Молчанов А.Г., Чичеров Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. М.: Недра, 1983. 308 с.
2. Наследников С. В. Дослідження кінематики удосконаленої конструкції устаткування для видобування нафти. *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу»*; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Івано-Франківськ. 15-18 травня 2012. С. 172-175.
3. Вирновский А. С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. Избранные труды. М.: Недра, 1971. С. 184.
4. Шульга В.Г., Бусленко Е. И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин: Справочная книга. М.: Недра, 1978. 235 с.
5. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. К.: Реал Прінт, 2004. 695 с.
6. UA 50094A МПК E21B17/02. З'єднання сталеві головки з полімерно-композиційним тілом насосної штанги / Крижанівський Є.І., Копей Б.В., Стеліга І.І., Копей В.Б. 15.10.2002, Бюл. № 10, 2002.
7. Грудз В. Я., Наследников С.В. Свердловинне устаткування для виробки запасів вуглеводнів і методика його розрахунків. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 1(38). С. 12-16.

8. Mannan M., Pfenning Dw., Zinn D. Rick – analysis procedures ensure system safety. *Oil and Gas* Jun 3, 1991. Vol.8 9. No 22. P.83 – 87.
9. Kopey B., Kopey V. Cost analysis of fiberglass sucker rods. *13<sup>th</sup> International Scient.-Techn. Confer. "New methods and technologies in petroleum geology, drilling and reservoir engineering"*, Cracow, 20-21 June, 2002. vol. 2, P. 31-36.
10. Kopey B.V., Kopey I.B., Maksymuk A.V., Shcherbina N.M. Development of steel head joints with fiberglass sucker rod on the base of contact stresses investigation. *Int. Symp. Fatigue Design-1998*, Espoo, Finland, 26-29 May, 1998, Vol. II, P. 603-612.
11. Moyer M. C., Dale B. A., Kusenberger F.N. An automated tool-joint inspection device for the drillstring. *J. of Petroleum Technology*, 1984, Vol. 36, No 7. P. 982-986.
12. Peterson G., Mansholt F. Erforschungen mit Bohrstangen bei ubertiefe Bohrungen. *Erdol und Kole Erdgas, Prtrochemie*. 1969. No 8. P. 455-459.

### References

1. Molchanov A. G., Chicherov L. G. Neftepromyislovyye mashiny i mehanizmy. M.: Nedra, 1983. 308 p. [in Russian]
2. Nasliednikov S. V. Dosliidzhennia kinematyky udoskonalenoї konstruksii ustatkuvannia dlia vydobuvannia nafty. *Materialy Mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii «Problemy i perspektyvy transportuvannia nafty i hazu»*; Ivano-Frankivskyi natsionalnyi tekhnichniy universytet nafty i hazu. Ivano-Frankivsk. 15-18 travnia 2012. P. 172-175. [in Ukrainian]
3. Virnovskiy A. S. Teoriya i praktika glubinnonasosnoy dobyichi nefi. Izbrannyye trudy. M.: Nedra, 1971. P. 184. [in Russian]
4. Shulga V.G., Buslenko E. I. Ustevoe oborudovanie neftyanyih i gazovyih skvazhin: Spravochnaya kniga. M.: Nedra, 1978. 235 p. [in Russian]
5. Boiko V. S. Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh rodovyshch. K.: Real Print, 2004. 695 p. [in Ukrainian]
6. UA 50094A МПК E21V17/02. Ziednannia stalevoi holovky z polimerno-kompozytsiinym tilom nasosnoi shtanhy / Kryzhanivskiy Ye.I., Kopei B.V., Steliha I.I., Kopei V.B. 15.10.2002, Biul. No 10, 2002. [in Ukrainian]
7. Hrudz V. Ya., Nasliednikov S.V. Sverdlovyne ustatkuvannia dlia vyrobky zapasiv vuhlevodniv i metodyka yoho rozrakhunkiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2011. No 1(38). P. 12-16. [in Ukrainian]

8. Mannan M., Pfenning Dw., Zinn D. Rick – analysis procedures ensure system safety. *Oil and Gas* Jun 3, 1991. Vol.8 9. No 22. P.83 – 87.

9. Kopey B., Kopey V. Cost analysis of fiberglass sucker rods. *13<sup>th</sup> International Scient.-Techn. Confer. "New methods and technologies in petroleum geology, drilling and reservoir engineering"*, Cracow, 20-21 June, 2002. Vol. 2, P. 31-36.

10. Kopey B.V., Kopey I.B., Maksymuk A.V., Shcherbyna N.M. Development of steel head joints with fiberglass sucker rod on the base of contact stresses investigation. *Int. Symp. Fatigue Design-1998*, Espoo, Finland, 26-29 May, 1998, Vol. II, P. 603-612.

11. Moyer M. C., Dale B. A., Kusenberger F.N. An automated tool-joint inspection device for the drillstring. *J. of Petroleum Technology*, 1984, Vol. 36, No 7. P. 982-986.

12. Peterson G., Mansholt F. Erforschungen mit Bohrstangen bei ubertiefe Bohrungen. *Erdol und Kole Erdgas, Prtrochemie*. 1969. No 8. P. 455-459.

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВІБРАЦІЙНИХ НАПРУЖЕНЬ, ВИКЛИКАНИХ ПОШИРЕННЯМ ПРУЖНИХ КОЛИВАНЬ У КОЛОНІ ШТАНГ

О. Я. Дубей\*, М. М. Лях, Т. Ф. Тутко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(0342) 727138;  
e-mail: olgadubej@gmail.com

Задача визначення вібраційного напруження у точці підвісу штанг верстата-качалки, який приводить у рух плунжерний насос ШСНУ, пов'язана з необхідністю розв'язання одновимірного хвильового диференціального рівняння. Точність визначення величини вібраційного напруження залежить як від швидкості руху точки підвісу штанг, так і від пружних переміщень і їх швидкостей перерізів колони штанг у період початкової деформації колони і у момент початку руху плунжера насоса вгору. Все це разом взяте формує початкові умови задачі. Мета даної статті полягає у визначенні вібраційного напруження при врахуванні дійсної нелінійної швидкості точки підвісу штанг і її заміни лінійною швидкістю і послідовно знайдених значеннях швидкостей пружних переміщень перерізів колони штанг у момент початку руху плунжера насоса вгору. При цьому не враховується пружне переміщення нижнього кінця колони штанг вгору під час їх початкової деформації, а пружне переміщення перерізів штанг у момент початку руху плунжера насоса приймається рівним нулю. Спочатку знаходили швидкість точки підвісу штанг у період їх початкової деформації при використанні кінематики кривошипно-коромислового механізму і її заміну лінійною швидкістю. Після цього були отримані швидкості пружних переміщень перерізів штанг у момент початку руху плунжера насоса вгору у результаті розв'язання допоміжних задач (круглий стержень, один кінець якого зацямлений, а другий переміщається із вказаними вище швидкостями; в результаті розв'язування цих задач знаходяться швидкості пружних переміщень перерізів стержня). Ці задачі розв'язувалися методом інтегрального перетворення Лапласа. Насамкінець, знаючи швидкості пружних переміщень перерізів колони штанг у початковий момент руху плунжера насоса вгору і приймаючи пружні переміщення перерізів штанг у цей момент рівними нулю, були поставлені крайові задачі з визначення пружних переміщень перерізів колони штанг при русі плунжера насоса вгору. Ці задачі розв'язувалися методом Фур'є. Отримані розв'язки дали можливість одержати вібраційні напруження у точці підвісу штанг. Встановлено, що врахування нелінійності швидкості точки підвісу штанг незначно впливає на величину вібраційного напруження. Але отримані значення вібраційних напружень є наближеними, оскільки при їх визначенні знехтувано пружним переміщенням нижнього кінця колони штанг під час їх початкової деформації і пружні переміщення перерізів штанг у початковий момент руху плунжера прийнято рівними нулю. Тому додатково виконана математична постановка ще однієї допоміжної задачі, розв'язок якої дасть можливість отримати у подальшому більш точне значення для вібраційного напруження.

Ключові слова: швидкість точки підвісу штанг; швидкість поширення пружних хвиль у штангах; довжина колони штанг.

The task of determining the vibration stress at the suspension point of the jack pump drill rods, which drives the plunger pump of an oil-well pumping unit, is associated with the need to solve a one-dimensional wave differential equation. The accuracy of determining the magnitude of the vibration stress depends both on the speed of movement of the rods' suspension point and on the elastic displacements and their speeds of the rod string cross sections during the initial deformation of the column, and at the moment the pump plunger begins to move upward. All this, taken together, forms the initial conditions of the problem. In this regard, the purpose of this article is to determine the vibration stress, taking into account the actual nonlinear speed of the rods suspension point and its replacement by the linear velocity and the successively found values of the elastic displacement velocities of the rod string sections at the moment the pump plunger starts to move upward. In this case, the elastic movement of the lower end of the rod string upwards during their initial deformation is not considered. The elastic displacement of the rod sections at the moment the pump plunger begins to move is assumed to be zero. First, the speed of the rods' suspension point during their initial deformation was determined using the kinematics of the crank-rocker mechanism and its replacement by the linear speed. After that, the elastic displacement velocities of the rod sections were obtained at the moment the pump plunger began to move upwards as a result of solving additional problems (a round rod, one end of which is pinched, and the other moves at the speeds indicated above; as a result of solving these problems, the elastic displacement velocities of the rod sections are determined). These problems were solved by the Laplace integral transform method. Finally, knowing the rates of elastic displacements of the rod string sections at the initial moment of the pump plunger moving upwards and assuming the elastic displacements of the

rods' sections at this moment to be equal to zero, boundary-value problems were set to determine the elastic displacements of the rod string sections when the pump plunger moved upwards. These problems were solved by the Fourier method. The solutions obtained made it possible to get vibration stress at the point of suspension of the rods. It has been established that taking into account the nonlinearity of the speed of the suspension point of the rods has little effect on the magnitude of the vibration stress. However, the obtained values of vibration stresses are approximate since their determination does not take into account the elastic displacement of the lower end of the rod string during their initial deformation, and the elastic displacements of the rod sections at the initial moment of the plunger movement are taken equal to zero. Therefore, a mathematical formulation of another auxiliary problem has been additionally developed, the solution of which will make it possible to obtain a more accurate value for the vibration stress in the future.

Key words: rod suspension point speed; the speed of propagation of elastic waves in the rods; rod string length.

## Вступ

### Аналіз закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

У період початкової деформації колони штанг (проміжок часу від початку руху точки підвісу штанг угору до кінцевого моменту нерухомості плунжера насоса) відбувається переміщення пружних хвиль у напрямі від точки підвісу штанг вниз до плунжерного насоса. Як тільки колона штанг сприйме повне навантаження від стовпа перекачуваної рідини, відкривається всмоктувальний клапан насоса, і його плунжер починає свій рух угору. У цей момент пружна хвиля розтягу переміщується угору до точки підвісу штанг. Сумарно описаний пружний хвильовий процес і створює у точці підвісу штанг додаткове напруження, яке повинно враховуватися у максимальному навантаженні на точку підвісу штанг під час її руху угору.

Історично першою роботою, в якій при визначенні максимального навантаження на точку підвісу штанг враховано вказане додаткове напруження, була робота Вірновського. Математичне формулювання задачі Вірновським для визначення вказаного напруження було пов'язано з необхідністю розв'язання хвильового рівняння

$$a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (1)$$

при врахуванні таких початкових та граничних умов:

$$u_{/t=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial t} /_{t=0} = \frac{vx}{l}, \quad (2)$$

$$u_{/x=0} = 0, \quad a^2 \frac{\partial u}{\partial x} /_{x=l} = -ml \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} /_{x=l}. \quad (3)$$

де  $u$  - переміщення перерізів штанг, якими поширюється пружна хвиля;

$l$  - довжина колони штанг;

$x, t$  - координата перерізів штанг і час від початку руху плунжера насоса угору (вісь  $X$  напрямлена вниз, її початок знаходиться у точці підвісу штанг. Це дозволило розглядати тільки переміщення перерізів штанг, що пов'язані

з пружною деформацією, не розглядаючи переміщень перерізів штанг як твердого тіла);

$a^2 = E/\rho$  - квадрат швидкості поширення хвиль у штангах;

$E, \rho$  - модуль пружності матеріалу штанг і його густина;

$v$  - швидкість руху плунжера у початковий момент відносно точки підвісу штанг, яку прийнято за умовно нерухому;

$$m = \frac{\gamma_p (F - f) l}{\gamma f l} \frac{F - f}{F_1 - f};$$

$\gamma_p, \gamma$  - середня питома вага рідини у свердловині, матеріалу штанг;

$F, F_1, f$  - площі поперечного перерізу плунжера, труб НКТ і штанг.

Нами використано позначення величин, які були прийняті Вірновським. Задача розв'язувалася методом Даламбера

$$\sigma_i = E \frac{v}{l} t \quad \text{при} \quad 0 < t < \frac{l}{a};$$

$$\sigma_i = E \frac{v}{l} \left[ t - 2 \left( t - \frac{l}{a} \right) + 2m \frac{l}{a} \left( 1 - e^{-\frac{t-l/a}{ml/a}} \right) \right]$$

$$\text{при} \quad \frac{l}{a} < t < 3 \frac{l}{a}, \quad \sigma_i = E \frac{\partial u}{\partial x} /_{x=0} \quad (4)$$

Максимум додаткового напруження знаходиться у проміжку часу  $\frac{l}{a} < t < 3 \frac{l}{a}$ , що можна встановити, досліджуючи функцію (4) на максимум, і його значення є таким:

$$\sigma_{i \max} = E \frac{v}{a} [1 + m - m \ln 2]. \quad (5)$$

Аналізуючи математичну постановку задачі (1)-(3), виникають сумніви щодо вірності другої початкової умови (2), яка, на нашу думку, не є очевидною. Також немає цілковитої впевненості у тому, що і перша початкова умова (2) справедлива для всіх перерізів вздовж колони штанг. Швидкість точки підвісу штанг Вірновський визначав за синусоїдальним законом, вводячи два сталих коефіцієнти. Для точ-

ного визначення цієї швидкості необхідно користуватися кінематикою кривошипно-коромислового механізму, яка вимагає суттєво більших обчислень.

Додаткове (вібраційне) напруження (5) є складовою частиною повного максимального напруження, в яке, крім напруження (5), входять ще статичне та інерційне напруження. Формули для максимального та мінімального навантаження (напруження) на точку підвісу штанг, запропоновані Вірновським, виявилися надійними у широкому діапазоні застосування насосної експлуатації. Вони наводяться у багатьох довідниках і курсах з видобування нафти.

Не дивлячись на те, що пройшло вже три чверті століття з моменту публікації роботи Вірновського, нам невідомі наукові публікації, які б давали аналітичний аналіз вказаній роботі. Вірновський намагався спростити своє аналітичне дослідження, оскільки в той час були відсутні засоби для виконання складніших обчислень. Але ж відомо, що будь-яке дослідження закінчується необхідністю виконання нерідко складних обчислень.

За час, що минув, різні автори або спрощували результати Вірновського або їх повторювали з певними змінами. Наприклад, приводяться спрощені формули для максимального та мінімального навантажень на точку підвісу штанг у вигляді

$$P_{\max} = P'_p + P'_{u'} + 0,011 \frac{D}{d_{u'}} n P_{u'} \sqrt{\psi S_0 - \lambda_{u'}} + 100,$$

$$P_{\min} = P'_{u'} - 0,011 \frac{D}{d_{u'}} n P_{u'} \sqrt{\psi S_0 - \lambda_{u'}} + 100, \quad (6)$$

де  $P'_p, P'_{u'}, P_{u'}$  - вага стовпа рідини, яку піднімає насос, вага колони штанг у рідині і у повітрі;

$D, d_{u'}$  - діаметри плунжера насоса і штанг;

$S_0$  - довжина ходу точки підвісу штанг;

$n$  - число качань насоса за хвилину;

$\lambda_{u'}$  - видовження колони штанг від ваги стовпа рідини;

$$\psi = f_T / (f_T + f_u);$$

$f_u, f_T$  - площі поперечних перерізів штанг і труб по матеріалу.

У роботі [1] автор наводить формули Вірновського для вібраційного навантаження на головку балансира при ході плунжера насоса угору і вниз

$$P_{B(\epsilon, n)} = \alpha_{\epsilon(n)} m_{\omega} \sqrt{\left( \psi a_{\epsilon(n)} - \frac{\lambda_{u'}}{S} \right) P_{u'} P_p}, \quad (7)$$

$$\text{де } m_{\omega} = \sqrt{\omega^2 s / g},$$

$\omega$  - кутова швидкість вала кривошипа верстата-качалки;

$S$  - довжина ходу сальникового штока;

$$\psi = \lambda_{u'} / (\lambda_{u'} + \lambda_T);$$

$\lambda_T$  - вкорочення (видовження) колони НКТ;

$P_{u'}, P_p$  - вага колони штанг і гідростатичного стовпа рідини;

$\alpha_{\epsilon(n)}, a_{\epsilon(n)}$  - коефіцієнти, які при наближеному обчисленні можна прийняти рівними 1.

Відома робота [2], що пов'язана з дослідженням розповсюдження пружних коливань вздовж колони штанг гвинтових насосів і їх вплив на динамічну навантаженість елементів колони.

У статті [3] досліджуються затухаючі коливання пружного стержня, один кінець якого зацемлений. Попередньо отримано рівняння для таких коливань введенням релаксаційних доданків у формулу закону Гука. Отримане рівняння розв'язано методом Фур'є. Наводиться порівняння теоретичних результатів з експериментальними.

Нещодавно задача (1)-(3) була розв'язана методом розділення змінних (методом Фур'є) у такій же постановці, як і у Вірновського [4]. Розв'язок цієї задачі виглядає так:

$$u(x, t) = \frac{4v_1}{al} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \beta_k l \sin p_k t \sin \beta_k x}{\beta_k^2 (2\beta_k l + \sin 2\beta_k l)}, \quad (8)$$

де  $v_1$  - швидкість точки підвісу штанг у момент початку руху плунжера глибинного насоса;

$\beta_k$  - власні числа, які знаходяться із розв'язку трансцендентного рівняння  $tg \beta_k l = 1 / (m l \beta_k)$ ;

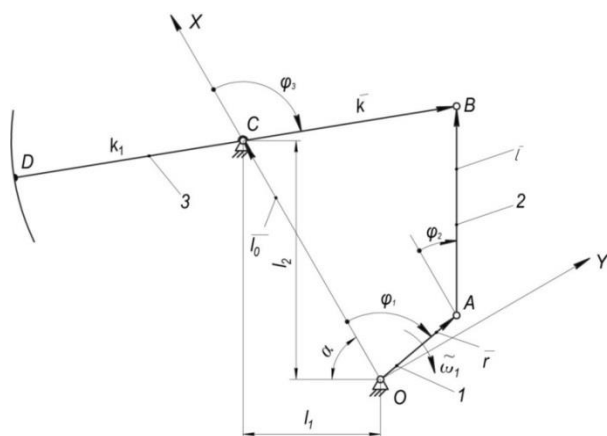
$p_k$  - власна частота коливань, яка визначається через власні числа  $p_k = a \beta_k$ .

Враховуючи розв'язок (8), додаткове напруження у точці підвісу штанг, викликане поширенням пружних хвиль у колоні штанг, визначається за формулою

$$\sigma_B = E \frac{\partial u}{\partial x} /_{x=0} = \frac{4v_1 E}{al} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin \beta_k l \sin p_k t}{\beta_k (2\beta_k l + \sin 2\beta_k l)}. \quad (9)$$

У роботі [4] обчислення не проводились. Нами виконано порівняння результату Вірновського (4) з результатом (9), отриманим методом Фур'є на прикладі свердловини, для якої глибина опускання насоса  $L = 1500$  м, величина опускання насоса під динамічний рівень  $h = 100$  м,  $d_n, d_{u'}, d_3, d_e$  - діаметр плунжера

( $d_n = 38\text{мм}$ ), середній діаметр колони штанг ( $d_{ш} = 22\text{мм}$ ), зовнішній та внутрішній діаметри НКТ ( $d_3 = 73\text{мм}$ ,  $d_6 = 59\text{мм}$  (ГОСТ 633-80 Труби НКТ ТУ)), середня густина відкачуваної рідини  $\rho_p = 820\text{кг/м}^3$ . При цьому свердловина оснащена верстатом-качалкою СК8-3,5-4000 з такими паспортними даними: геометричні розміри його механізму (рис. 1)  $k_1 = 3500\text{мм}$ ,  $k = 2500\text{мм}$ ,  $r = 1010\text{мм}$  (взято один із можливих розмірів довжини кривошипа),  $l = 3000\text{мм}$ ,  $l_1 = 2195\text{мм}$ ,  $l_2 = 3000\text{мм}$ , частота ходів верстата-качалки  $n_1 \cong 10,9\text{хв}^{-1}$ .



1 – кривошип; 2 – шатун; 3 – коромисло

Рисунок 1 – Структурна схема механізму верстата-качалки

Отримані результати порівняння представлено у таблиці 1.

Таблиця 1 – Додаткове напруження у точці підвісу штанг, викликане поширенням пружних хвиль у штангах

№ з/п	Час, с	Напруження $\sigma_B$ , Па, отримане при розв'язуванні задачі методом Фур'є	Напруження $\sigma_B$ , Па, отримане Вірновським
1	0,04	6071222	6071228
2	0,08	12142455	12142457
3	0,12	18213692	18213680
4	0,16	24284921	24284914
5	0,20	30356135	30356143
6	0,24	36427351	36427372
7	0,28	42498635	42498600
8	0,30	45156977	45157075
9	0,31	45265735	45265672
10	0,32	44722819	44722862

При порівнянні результатів швидкість точки підвісу штанг у момент початку руху плунжера насоса вверх  $V_D = 1,1106\text{м/с}$ , величина  $m = 0,066792856$  (розрахована при врахуванні заданих параметрів свердловини),  $a = 5126,3\text{м/с}$  (швидкість звуку у матеріалі штанг,  $a = \sqrt{E/\rho}$ ,  $\rho = 7800\text{кг/м}^3$ ,  $E = 2,05 \cdot 10^{11}\text{Па}$ ).

Як видно із таблиці 1 результати додаткового напруження у точці підвісу штанг, викликані хвиловим процесом у штангах, отримані Вірновським і при розв'язуванні задачі методом Фур'є співпадають.

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Як видно із вище сказаного, швидкість точки підвісу штанг при визначенні додаткового напруження, викликаного поширенням пружних хвиль у колоні штанг, не визначалася при використанні кінематики кривошипно-коромислового механізму. Але саме цей механізм (рис. 1) приводить в рух колону штанг. Від закону руху цього механізму у період початкової деформації штанг залежить поширення пружних хвиль у колоні штанг у цей період, а отже, впливає на саму величину вказаного додаткового напруження. Крім того, початкові умови (2), на нашу думку, не є очевидними, викликають певний сумнів, тому вимагають додаткового дослідження. У випадку їх недовірності задача визначення додаткового напруження у точці підвісу штанг, викликаного поширенням пружних хвиль у період початкової деформації штанг і у момент початку руху плунжера насоса угору, повинна розв'язуватися при уточнених початкових умовах.

### Мета і задачі дослідження

Метою даної статті є визначенні вібраційного напруження при врахуванні дійсної нелінійної швидкості точки підвісу штанг у момент початку руху плунжера насоса угору. Для досягнення цієї мети вирішувалися такі задачі:

- визначення додаткового напруження у точці підвісу штанг, що появляється після початку руху плунжера насоса угору, яке викликане поширенням пружних хвиль у колоні штанг як у період її початкової деформації, так і на початку руху плунжера насоса угору. При цьому враховується дійсний закон руху точки підвісу штанг, перевірена друга початкова умова (2) при нехтуванні пружним переміщенням колони НКТ у період початкової деформації штанг;

- розробка математичної постановки допоміжної задачі, яка у подальшому дасть можливість перевірити і знайти математичний вигляд першої початкової умови (2) і пов'язаної з нею другої початкової умови (2).

**Основна частина дослідження**

Спочатку визначаємо швидкість точки підвісу штанг за проміжок часу від моменту початку її висхідного руху до моменту початку руху плунжера насоса. За вказаний проміжок часу коромисло (балансир) 3 повернеться на кут (рис. 1)

$$\Delta\varphi_3 = \frac{\lambda}{k_1}, \quad \lambda = \frac{P'_p L}{E} \left( \frac{1}{f_u} + \frac{1}{f_T} \right), \quad (10)$$

де  $\lambda$  - загальна втрата ходу точки підвісу штанг на пружні деформації штанг і труб (НКТ);

$P'_p$  - вага стовпа рідини, яку піднімає плунжер;

$L$  - довжина колони штанг.

Використовуючи параметри свердловини, що була взята для порівняння додаткового напруження на точку підвісу штанг за формулами (10), отримуємо  $\lambda = 0,3102м$ ,  $\Delta\varphi_3 \cong 5,078^\circ$ .

Для знаходження швидкості точки підвісу штанг, яка рівна швидкості точки D коромисла 3, використовуємо метод замкнутого векторного контуру (рис. 1)

$$\vec{r} + \vec{l} = \vec{l}_0 + \vec{k}. \quad (11)$$

Проекціюючи це векторне рівняння на осі декартової системи координат, отримуємо два алгебраїчні рівняння. Виключаючи із цих рівнянь кут повороту шатуна  $\varphi_2$ , після перетворень будемо мати

$$\varphi_3 = \arcsin \frac{a}{u} + \arccos \frac{y}{u}, \quad (12)$$

а швидкість точки підвісу буде

$$V_D = \frac{d_3}{d_1} \omega_1 k_1, \quad (13)$$

$$\frac{d_3}{d_1} = \frac{a'u - au'}{u\sqrt{u^2 - a^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}},$$

де  $\varphi_1, \omega_1$  - кут повороту кривошипа і його кутова швидкість;

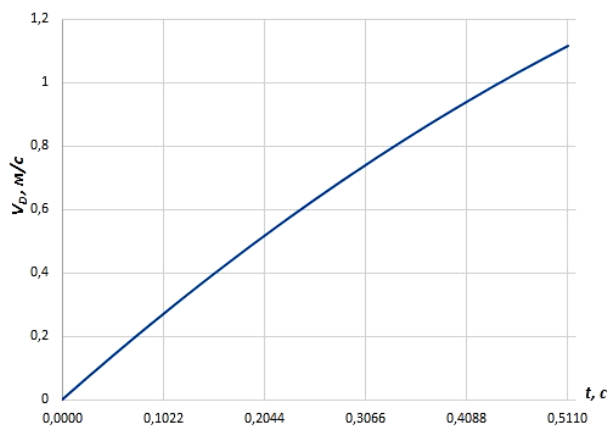
$$a = (k^2 + x^2 + y^2 - l^2) / 2k, \quad x = r \cos \varphi_1 - l_0,$$

$$y = r \sin \varphi_1, \quad u = \sqrt{x^2 + y^2},$$

$$a' = \frac{da}{d\varphi_1} = (xx' + yy') / k, \quad x' = \frac{dx}{d\varphi_1} = -r \sin \varphi_1,$$

$$y' = \frac{dy}{d\varphi_1} = r \cos \varphi_1, \quad u' = \frac{du}{d\varphi_1} = (xx' + yy') / u.$$

З метою обчислення швидкості  $V_D$  за формулою (13) була складена комп'ютерна програма. В результаті отримана функція  $V_D(t)$ , яка виявилася нелінійною ( $t$  - час руху у період початкової деформації штанг;  $0 \leq t \leq 0,5114$  с). Для подальшого дослідження необхідно мати аналітичну формулу для  $V_D(t)$ , тому  $V_D(t)$  була представлена емпіричною формулою  $V_D(t) = a_1 t + b_1 t^2$ . Невідомі коефіцієнти  $a_1$  і  $b_1$  знайдено способом середньої. Числові значення цих коефіцієнтів такі:  $a_1 = 2,755977 м/с^2$ ,  $b_1 = -1,125404 м/с^3$ . На рисунку 2 швидкість  $V_D(t)$  зображена її емпіричною формулою.



**Рисунок 2 – Швидкість точки підвісу штанг у період їх попередньої деформації**

Приступаємо до перевірки другої початкової умови (2) у задачі Вірновського. Ця умова є величиною швидкості пружного переміщення перерізів колони штанг у початковий момент часу, коли плунжер насоса починає свій рух угору. Як видно із (2), у Вірновського ця швидкість змінюється за лінійним законом: найбільша швидкість у перерізі з'єднання штанг із плунжером і найменша у точці підвісу штанг, яка рівна нулю.

Щоб перевірити цю умову, необхідно спочатку розв'язати таку допоміжну задачу. Розглядається стержень, один кінець якого защемлено, а другий вільний кінець розтягує стержень силою так, що його швидкість дорівнює  $V$  (рис. 3). І тут розглянемо два випадки. Перший випадок, коли  $V = V_1 t / t_1$  (швидкість  $V$  змінюється за лінійним законом;  $t_1$  - час переміщення вільного кінця стержня) і другий випадок, коли  $V = a_1 t + b_1 t^2$ . Задача полягає в тому, щоб знайти пружні переміщення перерізів стержня у функції часу.

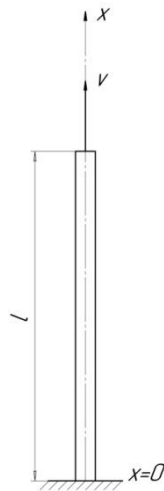


Рисунок 3 – Розтяг стержня, вільний кінець якого рухається зі швидкістю  $V$

У першому випадку маємо задачу вимушених коливань стержня з одним рухомих кінцем

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}, \quad (14)$$

при таких початкових умовах

$$u|_{t=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial t}|_{t=0} = 0 \quad (15)$$

та граничних умовах

$$u|_{x=0} = 0, \quad u|_{x=l} = \frac{V_1 t^2}{2t_1}, \quad (16)$$

де  $u$  - пружні переміщення перерізів стержня.

Для розв'язання задачі (14)-(16) неможливо застосувати метод Фур'є чи перетворення Лапласа, оскільки друга гранична умова неоднорідна. Але ця задача може бути зведена до задачі з нульовими граничними умовами.

Вводимо допоміжну функцію

$$w(x,t) = \frac{V_1 t^2}{2t_1} \frac{x}{l}, \quad (17)$$

тоді

$$w|_{x=0} = 0, \quad w|_{x=l} = \frac{V_1 t^2}{2t_1}, \quad (18)$$

Розв'язок задачі шукаємо у вигляді суми

$$u = z + w, \quad (19)$$

де  $z$  - нова невідома функція.

Враховуючи граничні умови (16), (18) і початкові умови (15), функція  $z(x,t)$  повинна задовольняти граничним умовам

$$z|_{x=0} = 0, \quad z|_{x=l} = 0 \quad (20)$$

і початковим умовам

$$\begin{aligned} z|_{t=0} &= u|_{t=0} - w|_{t=0} = 0, \\ \frac{\partial z}{\partial t}|_{t=0} &= \frac{\partial u}{\partial t}|_{t=0} - \frac{\partial w}{\partial t}|_{t=0} = 0. \end{aligned} \quad (21)$$

Підставляємо (19) в (14) і отримуємо

$$\frac{\partial^2 z}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 z}{\partial x^2} - \frac{V_1 x}{t_1 l} \quad (22)$$

при таких початкових і граничних умовах:

$$z|_{t=0} = 0, \quad \frac{\partial z}{\partial t}|_{t=0} = 0, \quad (23)$$

$$z|_{x=0} = 0, \quad z|_{x=l} = 0. \quad (24)$$

Розв'язуємо задачу (22)-(24) методом інтегрального перетворення Лапласа

$$\bar{z} = \int_0^\infty z e^{-st} dt \quad (25)$$

і в результаті отримуємо

$$\begin{aligned} z = & -\frac{V_1 x t^2}{2t_1 l} + \frac{V_1}{2t_1} \left[ \left( t - \frac{l-x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{l-x}{a} \right) - \right. \\ & - \left( t - \frac{l+x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{l+x}{a} \right) + \left( t - \frac{3l-x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{3l-x}{a} \right) - \\ & - \left( t - \frac{3l+x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{3l+x}{a} \right) + \left( t - \frac{5l-x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{5l-x}{a} \right) - \\ & \left. - \left( t - \frac{5l+x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{5l+x}{a} \right) + \dots \right]. \end{aligned} \quad (26)$$

Оскільки  $u = z + w$ , а  $w(x,t) = \frac{V_1 t^2}{2t_1} \frac{x}{l}$ , то-

му  $u$  дорівнюватиме

$$\begin{aligned} u = & \frac{V_1}{2t_1} \left[ \left( t - \frac{l-x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{l-x}{a} \right) - \right. \\ & - \left( t - \frac{l+x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{l+x}{a} \right) + \left( t - \frac{3l-x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{3l-x}{a} \right) - \\ & \left. - \left( t - \frac{3l+x}{a} \right)^2 \eta \left( t - \frac{3l+x}{a} \right) + \dots \right]. \end{aligned} \quad (27)$$

Швидкість перерізів стержня під час розтягування його вільного кінця зі швидкістю  $V = V_1 t / t_1$  буде

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} = & \frac{V_1}{t_1} \left[ \left( t - \frac{l-x}{a} \right) \eta \left( t - \frac{l-x}{a} \right) - \right. \\ & - \left( t - \frac{l+x}{a} \right) \eta \left( t - \frac{l+x}{a} \right) + \left( t - \frac{3l-x}{a} \right) \eta \left( t - \frac{3l-x}{a} \right) - \\ & \left. - \left( t - \frac{3l+x}{a} \right) \eta \left( t - \frac{3l+x}{a} \right) + \dots \right]. \end{aligned} \quad (28)$$

У формулах (26)-(28)  $\eta(t - \alpha x)$  є одиничною функцією Хевісайда, яка приймає такі значення:

$$\eta(t - \alpha x) = \begin{cases} 1, & \text{якщо } t - \alpha x > 0, \\ 0, & \text{якщо } t - \alpha x < 0. \end{cases} \quad (29)$$

У другому випадку, коли швидкість вільного кінця стержня змінюється за законом

$V = a_1t + b_1t^2$ , отримуємо таку задачу вимушених коливань стержня з рухомим кінцем:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \quad (30)$$

при початкових умовах

$$u_{/t=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial t} /_{t=0} = 0, \quad (31)$$

та граничних умовах

$$u_{/x=0} = 0, \quad u_{/x=l} = \frac{a_1t^2}{2} + \frac{b_1t^3}{3}. \quad (32)$$

Ця задача розв'язується аналогічно попередній. При цьому функція пружних переміщень перерізів стержня має вигляд

$$u = \left\{ \left[ a_1 \frac{\left( t - \frac{l-x}{a} \right)^2}{2} + b_1 \frac{\left( t - \frac{l-x}{a} \right)^3}{3} \right] \eta \left( t - \frac{l-x}{a} \right) - \left[ a_1 \frac{\left( t - \frac{l+x}{a} \right)^2}{2} + b_1 \frac{\left( t - \frac{l+x}{a} \right)^3}{3} \right] \eta \left( t - \frac{l+x}{a} \right) + \left[ a_1 \frac{\left( t - \frac{3l-x}{a} \right)^2}{2} + b_1 \frac{\left( t - \frac{3l-x}{a} \right)^3}{3} \right] \eta \left( t - \frac{3l-x}{a} \right) - \left[ a_1 \frac{\left( t - \frac{3l+x}{a} \right)^2}{2} + b_1 \frac{\left( t - \frac{3l+x}{a} \right)^3}{3} \right] \eta \left( t - \frac{3l+x}{a} \right) + \dots \right\} \quad (33)$$

Швидкість пружних переміщень перерізів стержня при розтягуванні його вільного кінця зі швидкістю  $V = a_1t + b_1t^2$  буде

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \left\{ \left[ a_1 \left( t - \frac{l-x}{a} \right) + b_1 \left( t - \frac{l-x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t - \frac{l-x}{a} \right) - \left[ a_1 \left( t - \frac{l+x}{a} \right) + b_1 \left( t - \frac{l+x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t - \frac{l+x}{a} \right) + \left[ a_1 \left( t - \frac{3l-x}{a} \right) + b_1 \left( t - \frac{3l-x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t - \frac{3l-x}{a} \right) - \left[ a_1 \left( t - \frac{3l+x}{a} \right) + b_1 \left( t - \frac{3l+x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t - \frac{3l+x}{a} \right) + \dots \right\} \quad (34)$$

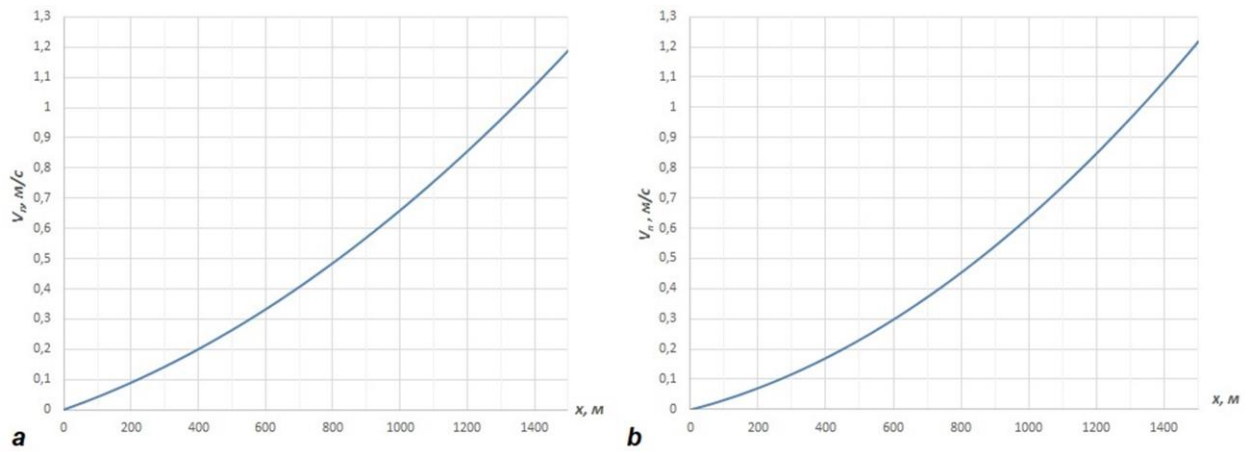
Як видно із формул (28) і (34), швидкості вільного кінця стержня  $x = l$  відповідно дорівнюють  $V = V_1t/t_1$  і  $V = a_1t + b_1t^2$ , а для защемленого кінця  $x = 0$   $V = 0$ .

Формули (28) і (34) дають можливість знайти швидкості переміщень (деформацій) перерізів колони штанг глибинного насоса у момент  $t = t_1$  початку руху плунжера насоса угору. При цьому на швидкість пружних переміщень перерізів штанг накладається швидкість руху колони штанг як абсолютно твердого тіла. Щоб отримати тільки швидкості пружних переміщень  $V_n$  перерізів штанг, необхідно від швидкостей (28) і (34) при  $t = t_1$  відняти відповідно швидкості  $V_1$  і  $a_1t_1 + b_1t_1^2$ . Оскільки точка підвісу штанг стає умовно нерухомою, то вісь координат  $X^*$  потрібно при цьому напрямити від точки підвісу штанг вниз. Залежність між координатами  $X^*$  і  $X$  є такою  $X^* = L - X$  (тут замість  $l$  пишемо  $L$ , оскільки раніше довжина колони штанг була позначена  $L$ ). У зв'язку з тим, що змінено напрям нової осі координат  $X^*$ , у формулах для швидкостей  $V_n$  необхідно поміняти знаки на протилежні, тобто будемо мати

$$V_n = V_1 - \frac{V_1}{t_1} \left[ \left( t_1 - \frac{L-x}{a} \right) \eta \left( t_1 - \frac{L-x}{a} \right) - \left( t_1 - \frac{L+x}{a} \right) \eta \left( t_1 - \frac{L+x}{a} \right) + \left( t_1 - \frac{3L-x}{a} \right) \eta \left( t_1 - \frac{3L-x}{a} \right) - \left( t_1 - \frac{3L+x}{a} \right) \eta \left( t_1 - \frac{3L+x}{a} \right) + \dots \right], \quad (35)$$

$$V_n = a_1t_1 + b_1t_1^2 - \left\{ \left[ a_1 \left( t_1 - \frac{L-x}{a} \right) + b_1 \left( t_1 - \frac{L-x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t_1 - \frac{L-x}{a} \right) - \left[ a_1 \left( t_1 - \frac{L+x}{a} \right) + b_1 \left( t_1 - \frac{L+x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t_1 - \frac{L+x}{a} \right) + \left[ a_1 \left( t_1 - \frac{3L-x}{a} \right) + b_1 \left( t_1 - \frac{3L-x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t_1 - \frac{3L-x}{a} \right) - \left[ a_1 \left( t_1 - \frac{3L+x}{a} \right) + b_1 \left( t_1 - \frac{3L+x}{a} \right)^2 \right] \eta \left( t_1 - \frac{3L+x}{a} \right) + \dots \right\}. \quad (36)$$

Для виконання обчислень необхідно знати  $L$ ,  $V_1$ ,  $t_1$  і  $a$ . Названі величини мають такі



*a* – лінійна швидкість точки підвісу штанг; *b* – нелінійна швидкість точки підвісу штанг

**Рисунок 4 – Швидкість пружних переміщень перерізів штанг у момент початку руху плунжера насоса вгору**

числові значення:  $L = 1500 \text{ м}$ ,  $V_1 = 1,1106 \text{ м/с}$ ,  $t_1 = 0,5114 \text{ с}$ ,  $a = 5126,6 \text{ м/с}$ .

На рисунках 4а і 4б подано результати обчислень швидкості  $V_n(x^*)$ . Замість  $x^*$  використано позначення  $x$ . В обох випадках швидкість  $V_n$  виявилися нелінійною. На рисунках вона представлена емпіричними формулами. При обчисленні за формулою (35) отримано емпіричну формулу  $V_n = a_2x + b_2x^2$ ,  $a_2 = 0,000394139 \text{ с}^{-1}$ ,  $b_2 = 2,66021 \cdot 10^{-7} \text{ м}^{-1} \text{ с}^{-1}$ , а при обчисленні за формулою (36)  $V_n = a_3x + b_3x^2$ ,  $a_2 = 0,0002883 \text{ с}^{-1}$ ,  $b_2 = 3,5 \cdot 10^{-7} \text{ м}^{-1} \text{ с}^{-1}$ .

Тепер приступаємо до розв'язання крайової задачі, результат якої дасть можливість визначити додаткове вібраційне напруження у точці підвісу штанг. Вище нами отримано дві двочленні формули для швидкості  $V_n$ . Використаємо спочатку першу формулу. Математична постановка крайової задачі у даному випадку є такою:

необхідно розв'язати диференціальне рівняння

$$a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (37)$$

при таких початкових та граничних умовах

$$u|_{t=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial t}|_{t=0} = a_2x + b_2x^2, \quad (38)$$

$$u|_{x=0} = 0, \quad a^2 \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=l} = -ml \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}|_{x=l}. \quad (39)$$

(тут, як і у Вірновського, величина  $l$  - це довжина колони штанг).

Як видно, ця задача відрізняється від задачі Вірновського другою початковою умовою. Задачу (37)-(39) розв'язуємо методом Фур'є.

Якщо колона штанг здійснює одне із головних коливань, то

$$u_k(x, t) = \varphi_k(x) \sin(p_k t + \alpha), \quad (40)$$

де  $\varphi_k(x)$  - власна форма коливань;

$p_k$  - відповідна власна частота коливань.

Підставляємо (40) в (37) і отримуємо рівняння

$$\varphi_k''(x) - \frac{p_k^2}{a^2} \varphi_k(x) = 0, \quad (41)$$

розв'язок рівняння (41)

$$\varphi_k(x) = B \cos \beta_k x + D \sin \beta_k(x), \quad (42)$$

де  $\beta_k = \frac{p_k}{a}$ .

Постійні інтегрування  $B$  і  $D$ , а також власні числа визначаємо із граничних умов. При цьому отримуємо  $B=0$ ,

$$D \left( \frac{a^2 \beta_k}{p_k^2 ml} - \text{tg} \beta_k l \right) \text{ або } \text{tg} \beta_k l = \frac{1}{ml \beta_k}. \quad (43)$$

Рівняння (43) - характеристичне, з якого визначаються власні числа  $\beta_k$ . Після цього

власна частота коливань  $p_k = a \beta_k$ . Для власних форм коливань маємо аналітичний вираз

$$\varphi_k(x) = D_k \sin \beta_k x \quad k = 1, 2, 3, \dots, \quad (44)$$

де  $\sin \beta_k x$  - власні функції задачі.

Загальний розв'язок задачі знаходиться за формулою

$$u(x, t) = \sum_{k=1}^{\infty} (M_k \cos p_k t + N_k \sin p_k t) \sin \beta_k x. \quad (45)$$

Величини  $M_k$  і  $N_k$  знаходимо при використанні початкових умов. Оскільки у початко-

вий момент  $u_{/t=0} = u(x,0) = 0$ , то  $M_k = 0$ . Переходимо до визначення  $N_k$ . Враховуючи другу початкову умову (38), одержимо

$$\dot{u}(x,0) = \sum_{k=1}^{\infty} p_k N_k \sin \beta_k x. \quad (а)$$

Множимо ліву та праву частину рівняння (а) на  $\sin \beta_k x$  та інтегруємо у межах від 0 до l

$$\int_0^l \dot{u}(x,0) \sin \beta_i dx = \int_0^l \sin \beta_i x \left( \sum_{k=1}^{\infty} a \beta_k N_k \sin \beta_k x \right) dx. \quad (б)$$

Інтеграл зліва матиме значення

$$\int_0^l \dot{u}(x,0) \sin \beta_i dx = a_2 \left( \frac{\sin \beta_i l}{\beta_i^2} - \frac{l \cos \beta_i l}{\beta_i} \right) + b_2 \left[ \frac{2l}{\beta_i^2} \sin \beta_i l - \left( \frac{l^2}{\beta_i} - \frac{2}{\beta_i^3} \right) \cos \beta_i l - \frac{2}{\beta_i^3} \right].$$

Для інтеграла справа розглядаємо два випадки. Перший випадок, коли  $k=i$ , і другий випадок, коли  $k \neq i$ . Для першого випадку отримуємо

$$\int_0^l a \beta_i N_i \sin^2 \beta_i x dx = a \beta_i N_i \left( \frac{l}{2} - \frac{1}{4\beta_i} \sin 2\beta_i l \right), \quad (46)$$

а для другого випадку ( $k \neq i$ ), використовуючи довідкові результати [2] і те, що із рівняння (43)

$$\beta_i = \frac{\cos \beta_i l}{ml \sin \beta_i l}, \quad \beta_k = \frac{\cos \beta_k l}{ml \sin \beta_k l},$$

отримаємо після перетворень

$$\int_0^l \sin \beta_i x \sin \beta_k x dx = -ml \sin \beta_i l \sin \beta_k l. \quad (47)$$

Виходячи із (45) і враховуючи те, що  $M_k = 0$ , друга початкова умова при  $t=0$  і  $x=l$  запишеться

$$\dot{u}(l,0) = \sum_{k=1}^{\infty} a \beta_k N_k \sin \beta_k l. \quad (48)$$

Розпишемо рівняння (б)

$$a_2 \left( \frac{\sin \beta_i l}{\beta_i^2} - \frac{l \cos \beta_i l}{\beta_i} \right) + b_2 \left[ \frac{2l}{\beta_i^2} \sin \beta_i l - \left( \frac{l^2}{\beta_i} - \frac{2}{\beta_i^3} \right) \cos \beta_i l - \frac{2}{\beta_i^3} \right] = -ml a \sin \beta_i l \sum_{k=1}^{\infty} \beta_k N_k \sin \beta_k l + a \beta_i N_i \left( \frac{l}{2} - \frac{1}{4\beta_i} \sin 2\beta_i l \right), \quad (49)$$

де зірочка при знаку суми означає, що під знаком суми відсутній доданок при  $k=i$ , який

винесено окремо. Користуючись рівністю (48), можна записати

$$a \sum_{k=1}^{\infty} \beta_k N_k \sin \beta_k l = a \sum_{k=1}^{\infty} \beta_k N_k \sin \beta_k l - a \beta_i N_i \sin \beta_i l$$

або, враховуючи значення (48), будемо мати

$$a \sum_{k=1}^{\infty} \beta_k N_k \sin \beta_k l = a_2 l + b_2 l^2 - a \beta_i N_i \sin \beta_i l.$$

У такому разі рівність (49) набуде такого вигляду:

$$a_2 \left( \frac{\sin \beta_i l}{\beta_i^2} - \frac{l \cos \beta_i l}{\beta_i} \right) + b_2 \left[ \frac{2l}{\beta_i^2} \sin \beta_i l - \left( \frac{l^2}{\beta_i} - \frac{2}{\beta_i^3} \right) \cos \beta_i l - \frac{2}{\beta_i^3} \right] = -ml \sin \beta_i l (a_2 l + b_2 l^2 - a \beta_i N_i \sin \beta_i l) + a \beta_i N_i \left( \frac{l}{2} - \frac{1}{4\beta_i} \sin 2\beta_i l \right). \quad (50)$$

Останнє рівняння можна записати так:

$$a_2 \left( \frac{\sin \beta_i l}{\beta_i^2} - \frac{l \cos \beta_i l}{\beta_i} \right) + b_2 \left[ \frac{2l}{\beta_i^2} \sin \beta_i l - \left( \frac{l^2}{\beta_i} - \frac{2}{\beta_i^3} \right) \cos \beta_i l - \frac{2}{\beta_i^3} \right] + ml (a_2 l + b_2 l^2) \sin \beta_i l = ml a \beta_i N_i \sin^2 \beta_i l + a \beta_i N_i \left( \frac{l}{2} - \frac{1}{4\beta_i} \sin 2\beta_i l \right). \quad (50')$$

З рівняння (43) знаходимо  $ml$ , підставляємо у (50') і розв'язуємо відносно  $N_i$

$$N_i = \frac{4}{a} \frac{a_2 \sin \beta_i l + b_2 \left( 2l \sin \beta_i l + \frac{2}{\beta_i} \cos \beta_i l - 2/\beta_i \right)}{(2\beta_i l + \sin 2\beta_i l) \beta_i^2}.$$

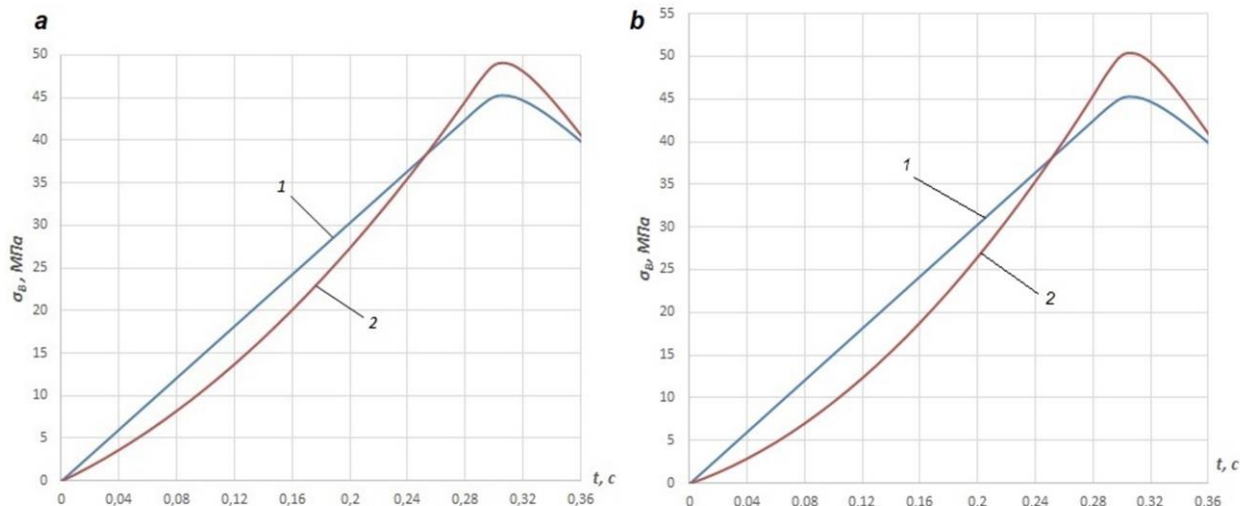
В результаті розв'язок задачі виглядає так:

$$u(x,t) = \frac{4}{a} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{[a_2 \beta_i \sin \beta_i l + 2b_2 (\beta_i l \sin \beta_i l + \cos \beta_i l - 1)]}{\beta_i^3 (2\beta_i l + \sin 2\beta_i l)} \times \sin \beta_i t \sin \beta_i x. \quad (51)$$

Додаткове (вібраційне) напруження у точці підвісу штанг буде

$$\sigma_B = E \frac{\partial u}{\partial x} /_{x=0} = \frac{4E}{a} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{[a_2 \beta_i \sin \beta_i l + 2b_2 (\beta_i l \sin \beta_i l + \cos \beta_i l - 1)]}{\beta_i^2 (2\beta_i l + \sin 2\beta_i l)} \times \sin \beta_i t. \quad (52)$$

У другому випадку, коли швидкість пружних переміщень перерізів штанг у момент  $t=0$  (початок руху плунжера насоса вгору) визнача-



*a* – при швидкості  $V = V_1 t / t_1$ ; *b* – при швидкості  $V_n = a_3 x + b_3 x^2$

**Рисунок 5 – Порівняння вібраційного напруження за Вірновським і отриманого за формулою (52)**

ється за двочленною формулою  $V_n = a_3 x + b_3 x^2$ , вібраційне напруження визначається також за формулою (52) тільки замість  $a_2$  в ній необхідно взяти  $a_3$ , а замість  $b_2$  потрібно взяти  $b_3$ .

Для обох випадків швидкості пружних переміщень колони штанг виконані обчислення вібраційного напруження  $\sigma_B$  за формулою (52) і одночасно представлено це ж напруження за Вірновським. Необхідні числові дані взято для свердловини, на прикладі якої здійснено порівняння методів Вірновського і Фур'є (табл. 1).

На рисунку 5a зображено напруження  $\sigma_B$ , за формулами (4) Вірновського (крива 1), і таке ж напруження знайдене за формулою (52) (крива 2), яка отримана за умови, що швидкість точки підвісу штанг змінюється за лінійним законом, тобто знехтувано нелінійністю цієї швидкості. Час від початку руху плунжера насоса вгору, при якому мають місце максимуми напруження (криві 1 і 2) є приблизно однаковим ( $t \cong 0,31c$ ).

На рисунку 5b крива 1 представляє для порівняння напруження  $\sigma_B$  за Вірновським, крива 2 – це вібраційне напруження, обчислене за формулою (52) тільки для випадку, коли швидкість пружних переміщень у момент  $t = 0$  виражається двочленом  $V_n = a_3 x + b_3 x^2$ . Тобто при отриманні цього напруження враховано дійсну нелінійну швидкість точки підвісу штанг у період їх початкової деформації.

Порівняння кривих 2 на рисунках 5a і 5b показує, що врахування нелінійності швидкості точки підвісу штанг у період їх початкової деформації незначно впливає на максимум напруження  $\sigma_B$ .

Як видно із рисунків 5a і 5b, максимум напруження за Вірновським є дещо меншим, ніж за формулою (52) при різних виразах для швидкості  $V_n$ .

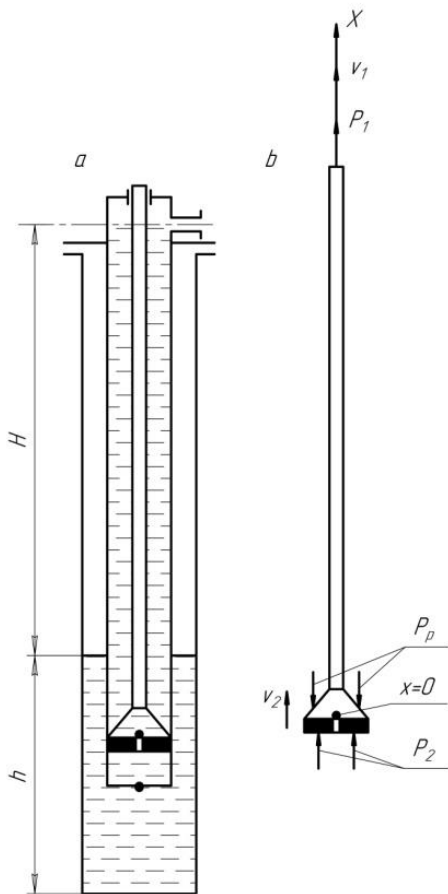
Формула (52) при різних виразах для швидкості  $V_n$  дає лише наближені значення для вібраційного напруження  $\sigma_B$ , оскільки при її отриманні не враховано абсолютне переміщення нижнього кінця колони штанг разом з плунжером під час початкової деформації колони штанг і, крім того, як і у Вірновського перша початкова умова прийнята  $u_{/t=0} = 0$ . Якою вона має бути – потрібно дослідити.

З метою дослідження справедливості першої початкової умови (2) у задачі Вірновського ( $u_{/t=0} = 0$ ) потрібно спочатку розглянути допоміжну задачу, що стосується періоду початкової деформації колони штанг. До її формулювання і приступаємо.

На рисунку 6a схематично зображена нафтова свердловина, що експлуатується свердловинним штанговим насосом у нижньому положенні його плунжера. А на рисунку 6b представлено окремо колону штанг разом з плунжером у одному із проміжних положень початкової деформації колони штанг і показані сили, які прикладені до її кінців ( $P_1, P_2$ ), швидкості

$V_1$  і  $V_2$ , що викликаються цими силами, а також сила ваги свердловинної рідини  $P_p$ , що піднімається насосом ( $P_p = F(L-h)\rho_p g$ ), яка прикладена до плунжера насоса.

Точка підвісу штанг переміщається зі швидкістю  $V_1$  ( $V_1 = a_1 t + b_1 t^2$ ). Плунжер насоса по відношенню до свого циліндра нерухомий, але разом з ним піднімається вгору зі швидкістю  $V_2$ , що обумовлено скороченням колони НКТ, оскільки сила  $P_2$  зменшується. Залежність між силами  $P_1$  і  $P_2$  є простою ( $P_1 + P_2 = P_p$ ).



*a* – нафтова свердловина;  
*b* – колона штанг разом з плунжером  
**Рисунок 6 – Схематичне зображення нафтової свердловини, що експлуатується СШН**

Знайдемо величину швидкості  $V_2$ , користуючись відомою швидкістю  $V_1$ .

Швидкості  $V_1$  і  $V_2$  можна записати у такому вигляді [3]:

$$V_1 = \frac{P_1 a}{E f_T}, \quad V_2 = \frac{(P_p - P_1) a}{E f_T}. \quad (53)$$

Знайшовши із першої формули (53) силу  $P_1$  і підставивши її у другу формулу (53), будемо мати

$$V_2 = \frac{P_p a}{E f_T} - \frac{V_1 f_{uu}}{f_T} \quad (54)$$

або

$$V_2 = \alpha - \beta V_1, \quad (54')$$

де  $\alpha = \frac{P_p a}{E f_T}, \quad \beta = \frac{f_{uu}}{f_T}.$

Таким чином, наша допоміжна задача полягає в тому, щоб знайти вимушені коливання колони штанг з її рухомими кінцями. При цьому колона повинна задовольняти диференціальному рівнянню

$$a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \quad (55)$$

і таким початковим і граничним умовам:

$$u|_{t=0} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial t}|_{t=0} = 0, \quad (56)$$

$$u|_{x=0} = \alpha t - \beta \left( \frac{a_1 t^2}{2} + \frac{b_1 t^3}{3} \right),$$

$$u|_{x=l} = \frac{a_1 t^2}{2} + \frac{b_1 t^3}{3}. \quad (57)$$

Час  $t=0$  відповідає початку руху точки підвісу штанг угору.

**Висновки**

1. Встановлено, що врахування нелінійності швидкості руху точки підвісу штанг у період їх початкової деформації незначно впливає на величину вібраційного напруження.

2. Швидкості пружних переміщень перерізів штанг вздовж всієї колони змінюються нелінійно як при прийнятті нелінійності швидкості руху точки підвісу штанг під час їх початкової деформації, так і при нехтуванні вказаною не лінійністю, на відміну від лінійної зміни цієї швидкості прийнятої Вірновським. В результаті цього максимуми вібраційних напружень виявилися більшими, ніж у Вірновського.

3. Отримані результати все-таки потрібно розглядати як наближені, оскільки нами не враховано той факт, що під час початкової деформації штанг нижній кінець їх колони переміщується угору.

З метою ліквідації цього недоліку розроблена математична постановка допоміжної задачі, розв'язок якої у подальшому дослідженні дасть можливість перевірити першу початкову умову ( $u|_{t=0} = 0$ ) у задачі визначення вібраційного напруження і врахувати вплив переміщення нижнього кінця колони штанг разом із насо-

сом і колоною НКТ на величину вібраційного напруження.

### Література

1. Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. 784 с.

2. Исследование распространения упругих колебаний по колонне штанг винтовых насосов, эксплуатируемых на месторождениях высоковязкой нефти / С.М. Ахметов, Н.М. Ермуханов, Ж.К. Зайдемова, Н.М. Ахметов. *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*, 2011, №2, С. 232-243.

3. Kudinov I.V., Eremin A.V., Kudinov V.A., Dovguallo A.I., Zhukov V.V. Mathematical model of damped elastic rod oscillations with dual-phase-lag. *International Journal of Solids and Structures* 200-201 (2020). P. 231-241.

4. Тутко Т.Ф. Додаткове вібраційне напруження у точці підвісу штанг верстата-качалки. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*. 2021. № 7(107). С.55-61.

5. Градштейн И.С., Рыжик И.М. Таблицы интегралов, сумм, рядов и приведений. М.: Наука, 1971. 1108 с.

6. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. М.: Наука, 1979. 744 с.

### References

1. Boiko V.S. Proektuvannia ekspluatatsii naftovykh sverdlovyn. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2011. 784 p. [in Ukrainian]

2. Issledovanie rasprostraneniya uprugih kolebaniy po kolonne shtang vintovyih nasosov, ekspluatiruemyih na mestorozhdeniyah vyisokovyazkoy nefi / S.M. Ahmetov, N.M. Ermuhanov, Zh.K. Zaydemova, N.M. Ahmetov. *Elektonnyiy nauchnyiy zhurnal «Neftegazovoe delo»*, 2011, No2, P. 232-243. [in Russian]

3. Kudinov I.V., Eremin A.V., Kudinov V.A., Dovguallo A.I., Zhukov V.V. Mathematical model of damped elastic rod oscillations with dual-phase-lag. *International Journal of Solids and Structures* 200-201 (2020). P. 231-241.

4. Tutko T.F. Dodatkovе vibratsiine napruzhennia u tochtsi pidvisu shtanh verstata-kachalky. *Mizhnarodnyi naukovyi zhurnal «Internauka»*. 2021. № 7(107). P.55-61. [in Ukrainian]

5. Gradshteyn I.S., Ryzhik I.M. Tablitsyi integralov, summ, ryadov i prizvedeniy. M.: Nauka, 1971. 1108 p. [in Russian]

6. Rabotnov Yu.N. Mehanika deformiruemogo tverdogo tela. M.: Nauka, 1979. 744 p. [in Russian]

# Наука — виробництву

---

---

УДК 621.643.8

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-3(84)-52-57

## ОПТИМІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЗОСЕРЕДЖЕНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

М. С. Чернецький

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. +38 096 64700165,  
e-mail: Michael.Chernetskyi@gmail.com

Розглядаються питання оптимізації обслуговування зосереджених об'єктів (кранових вузлів, переходів) на лінійній частині магістрального газопроводу та складної газотранспортної системи. Показано, що зосереджені елементи на лінійній частині газопроводу вимагають підвищеної уваги в процесі технічного обслуговування, оскільки їх вартість як функціональних і керованих елементів більша порівняно з трубопроводом, і для них здебільшого характерні приховані відмови, що несуть суттєву потенційну екологічну небезпеку та призводять до економічних перевитрат на транспортування газу. Завданням є вибір раціональних стратегій контрольно-відновлювальних заходів на елементах лінійної частини, оцінки їх ефективності і планування технічного обслуговування лінійної частини із зосередженими об'єктами для досягнення оптимальних результатів. Вказана задача вирішується на основі теорії обслуговування складних систем з використанням побудови графів. Розширення поняття відмови елемента (зосередженого об'єкта) лінійної частини шляхом введення прихованих і функціональних відмов призводить до істотної відміни функції надійності, яка є основою безперебійного забезпечення споживачів природним газом і дотримання екологічної безпеки газотранспортної системи. Визначення оптимальної періодичності контрольно-відновлювальних заходів зводиться до стандартної екстремальної задачі, рішення якої відповідає мінімальному значенню функції мети, сформованої на основі питомих затрат на транспортування газу з урахуванням його втрат через приховані відмови і його травлювання в ході проведення ремонтних робіт. В результаті запропоновано метод оптимізації обслуговування зосереджених об'єктів у комплексі з лінійною частиною газопроводу.

Ключові слова: магістральний газопровід, лінійна частина, зосереджений об'єкт, приховані відмови, обслуговування, функція мети, оптимізація.

The issues of maintenance optimizing of concentrated objects (crane nodes, transitions) on the linear part of the main gas pipeline and the complex gas transportation system have been considered. It has been shown that the concentrated elements on the linear part of the gas pipeline require increased attention in the process of maintenance due to the fact that these are, as a rule, functional and controlled elements, the cost of which is higher compared to the pipeline. They are characterized mainly by hidden failures, which carry a significant potential environmental hazard and lead to economic overspending on gas transportation. The task of choosing rational strategies for control and recovery measures on the elements of the linear part, evaluating their effectiveness, and planning maintenance of the linear part with concentrated objects to achieve optimal results is set. This problem is solved based on the theory of complex systems maintenance using graph construction. Expanding the concept of an element (concentrated object) failure of the linear part by introducing hidden and functional failures leads to a significant cancellation of the reliability function, which is the basis of the uninterrupted supply of natural gas to consumers and compliance with the environmental safety of the gas transportation system. Determining the optimal periodicity of control and restoration measures is reduced to a standard extreme problem, the solution of which corresponds to the minimum value of the objective function formed based on the specific costs of gas transportation, taking into account its losses due to hidden failures and its draining during the repair work. As a result,

*a method of optimizing the maintenance of concentrated objects in a complex with the linear part of the gas pipeline is proposed.*

Key words: main gas pipeline, linear part, concentrated object, hidden failures, maintenance, objective function, optimization.

### Вступ

Необхідність окремого розгляду процесу обслуговування елементів лінійної частини (зосереджених об'єктів) викликана наступними обставинами: по-перше, зосереджені об'єкти є, як правило, технічно більш складними пристроями (більшої вартості), ніж просто ділянка труби [9], по-друге, для забезпечення їхнього функціонування необхідна наявність тих чи інших допоміжних споруджень, систем, елементів [10,11,14], по-третє, найчастіше елементи лінійної частини є більш відповідальними елементами системи стосовно забезпечення безпеки і екологічності (переходи, конденсатозбірники та ін.) [12], по-четверте, для зосереджених об'єктів лінійної частини характерні так звані сховані відмови (відмови спрацьовування, функціональні відмови) [6,7], по-п'яте, зосереджені об'єкти лінійної частини мають специфіку в технології і порядку проведення відновлювальних, контрольних і профілактичних робіт [13,15].

### Постановка задачі

З огляду на викладене вище, задача вибору індивідуальних стратегій контрольньо-відновлювальних заходів на елементах лінійної частини, оцінки ефективності контрольньо-відновлювальних заходів у рамках обраної стратегії і спільного планування режиму обслуговування лінійної частини і зосереджених об'єктів з метою досягнення оптимальних стосовно народногосподарської ефективності результатів є актуальною.

З урахуванням схеми відмов елементів лінійної частини пропонується дві альтернативні стратегії обслуговування зосереджених об'єктів, що найбільш повно описують процес експлуатації магістральних газопроводів відповідно до вимог діючих нормативних документів і реальної практики виробництва.

Стратегія контрольньо-відновлювальних заходів зосереджених об'єктів лінійної частини характеризується сукупністю станів об'єктів обслуговування і їх структурно-логічними зв'язками.

Перша стратегія контрольньо-відновлювальних заходів зосереджених об'єктів лінійної частини під назвою "контроль-профілактика-ремонт" формується в такий спосіб:

- на зосереджених об'єктах лінійної частини магістральних газопроводів здійснюється строго періодичний контроль стану об'єктів з періодом  $\delta$  у поєднанні з профілактичними роботами загальною вартістю  $Z_{\text{проф}}$ ;

- якщо на момент контролю об'єкт відмовив, виконується відновлювальний ремонт у необхідному обсязі вартістю  $Z_{\text{от}}$ .

Як припущення приймаємо абсолютну вірогідність виявлення відмов (прихованих). Після кожного ремонту об'єкт вважаємо цілком відновленим. Будемо враховувати збиток, прямо пропорційний тривалості існування відмови від моменту її появи до моменту виявлення з питомим збитком  $q$ . Ступенева функція  $X(t)$ , що описує процес еволюції станів зосереджених об'єктів лінійної частини в ході обслуговування за даною стратегією має виглядає :

$$X(t) = \begin{cases} E_1 \text{ справний стан об'єкта} \\ E_2 \text{ контроль стану об'єкта} \\ E_3 \text{ відмова (або рівноцінний стан)} \\ E_4 \text{ відновлювальний ремонт} \\ E_5 \text{ профілактика} \end{cases}$$

Граф переходів станів зосереджених об'єктів лінійної частини під час проведення контрольньо-відновлювальних заходів за стратегією "контроль-профілактика-ремонт" представлений на рисунку 1,а.

В випадку, коли немає необхідності у виконанні додаткових профілактичних робіт, доцільно застосовувати іншу стратегію (назвемо її "контроль-ремонт"), що передбачає такий алгоритм:

- проводяться строго періодичні перевірки стану зосереджених об'єктів лінійної частини магістральних газопроводів вартістю  $Z_{\text{пр}}$  і вірогідністю  $P$ ;

- якщо елемент працездатний (чи визнаний таким за результатами перевірки), то не проводиться ніяких впливів (до наступної перевірки);

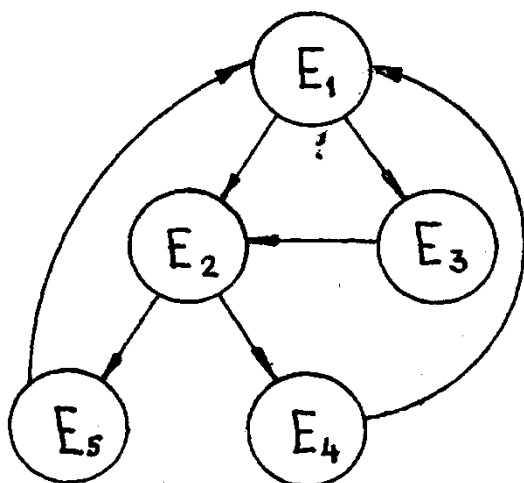
- якщо елемент визнаний таким, що відмов, проводиться відповідний ремонт вартістю  $Z_{\text{рем}}$ .

Якщо наявність відмови впродовж часу від моменту його появи до моменту виявлення в ході перевірки пов'язане з будь-якими втратами, необхідно враховувати збиток від перебування об'єкта в стані відмови.

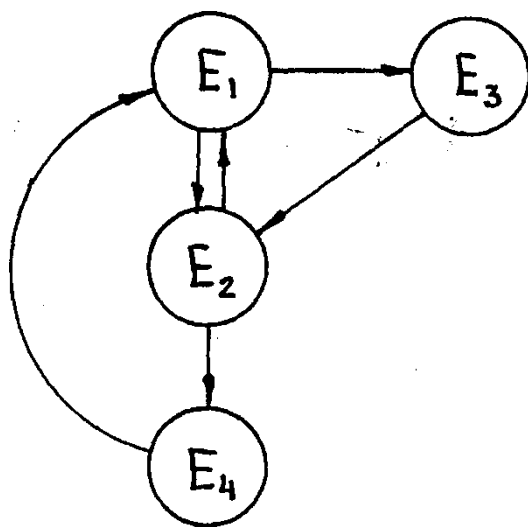
Процес еволюції елемента в ході контрольно-відновлювальних заходів за другою стратегією визначається такими станами:

$$X(t) = \begin{cases} E_1 \text{ справний стан елемента} \\ E_2 \text{ контроль стану} \\ E_3 \text{ відмова (чи адекватний стан)} \\ E_4 \text{ ремонт} \end{cases}$$

Граф переходів (рисунок 1,б) ілюструє основні стани елементів лінійної частини в ході контрольно-відновлювальних заходів.



а)



б)

а - "контроль-профілактика-ремонт";

б - "контроль-ремонт";

$E_1$  - справний стан;

$E_2$  - контроль;

$E_3$  - відмова (рівноцінний стан);

$E_4$  - ремонт;  $E_5$  - профілактика

Рисунок 1 – Графи переходів стані елементів лінійної частини магістральних газопроводів у ході контрольно-відновлювальних заходів при стратегіях

### Дослідження

За показник оцінки ефективності заходів контролю і відновлення зосереджених об'єктів лінійної частини приймаємо середні сумарні питомі витрати  $\bar{Z}_\Sigma$ .

В рамках сформованої стратегії (розрахункової схеми контрольно-відновлювальних заходів) "контроль-профілактика-ремонт" показник  $\bar{Z}_\Sigma^I$ , як функція від періодичності профілактичних перевірок  $\delta$ , визначається в такий спосіб

$$\begin{aligned} \bar{Z}_\Sigma^I(\delta) &= \\ &= \frac{Z_{\text{проф}} \cdot \bar{F}(\delta) + Z_{\text{от}} F(\delta) + q \int_0^\delta (\delta - t) dF(t)}{\delta} = \\ &= \frac{Z_{\text{проф}} + (Z_{\text{от}} - Z_{\text{проф}}) F(\delta) + q \int_0^\delta F(t) dt}{\delta}, \end{aligned} \quad (1)$$

де  $\bar{F}(\delta) = 1 - F(\delta)$  - функція надійності (імовірність безвідмовної роботи об'єкта);

$Z_{\text{проф}}$  - середні витрати на профілактичні роботи на елементах лінійної частини;

$Z_{\text{от}}$  - середні витрати на відбудовні роботи при ліквідації відмов і адекватних їм станів;

$q$  - питомий середній збиток від перебування елемента в стані відмови;

$\delta$  - періодичність контрольних перевірок - профілактики.

Слід зазначити, що через розширення нами поняття «відмова елемента» (зосередженого об'єкта) лінійної частини шляхом введення в розрахункову схему прихованих і функціональних відмов, значення функції надійності  $\bar{F}(\delta)$  істотно відрізняються від показників безвідмовності, розглянутих раніше. З врахуванням прийнятого раніше припущення про найпростіший потік появ ушкоджень на об'єктах лінійної частини, функція розподілу випадкового наробітку на відмовлення має вигляд:

$$F(t) = 1 - e^{-bt}, \quad (2)$$

де  $b$  - інтенсивність потоку відмов (усіх типів) на зосереджених об'єктах лінійної частини.

З врахуванням (2) величина  $\bar{Z}_\Sigma^I(\delta)$  визначається

$$\begin{aligned} \bar{Z}_\Sigma^I(\delta) &= q - \frac{q}{b\delta} + \frac{Z_{\text{от}} - Z_{\text{проф}} + q/b}{\delta} e^{-b\delta} = \\ &= q + \frac{1}{\delta} e^{-b\delta} (Z_{\text{от}} - Z_{\text{проф}}) - \frac{q}{b\delta} (1 - e^{-b\delta}). \end{aligned} \quad (3)$$

Планування контрольно-відновлювальних заходів проводиться в умовах сформованої структури системи технічного обслуговування і ремонту, відомих показників безвідмовності і ремонтпридатності обслуговуваних об'єктів. З врахуванням цього задача підвищення ефекти-

вності контрольно-відновлювальних заходів зводиться до оптимального планування режиму функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Режим функціонування в даному випадку визначається періодичністю (графіка) контрольно-відновлювальних заходів на зосереджених об'єктах лінійної частини [16-18].

Таким чином, визначення оптимальної періодичності контрольно-відновлювальних заходів  $\delta^*$  зводиться до стандартної екстремальної задачі, рішення якої відповідає мінімальному значенню сформованої в (3) функції мети  $\bar{Z}_\Sigma$  за умови

$$\frac{d}{d\delta} \bar{Z} \frac{1}{\Sigma}(\delta) = 0. \quad (4)$$

Аналізуючи (3) легко зрозуміти, що оптимальна періодичність контрольно-відновлювальних заходів в рамках стратегії "контроль-профілактика-ремонт" знаходиться як розв'язок рівняння

$$Z_{\text{проф}} + (Z_{\text{от}} - Z_{\text{проф}} - q\delta^*)F(\delta^*) + q \int_0^{\delta^*} F(t)dt = (Z_{\text{от}} - Z_{\text{проф}})f(\delta^*), \quad (5)$$

де  $f(t) = \frac{d}{dt} F(t)$ .

Причому, значення функції мети в точці екстремуму складає

$$\bar{Z} \frac{1}{\Sigma}(\delta^*) = (Z_{\text{от}} - Z_{\text{проф}})f(\delta^*) + qF(\delta^*). \quad (6)$$

Аналогічним чином розглянемо порядок формування показника ефективності контрольно-відновлювальних заходів на зосереджених об'єктах лінійної частини магістральних газопроводів при стратегії "контроль-ремонт".

Середні питомі витрати на експлуатацію зосереджених об'єктів відповідно до другої стратегії складають [19]

$$\bar{Z} \frac{II}{\Sigma}(\delta) = \frac{3}{t_{\text{ср}}}, \quad (7)$$

де  $3$  - сумарні витрати на проведення відновлювальних ремонтів за результатами періодичних перевірок;

$t_{\text{ср}}$  - середня періодичність проведення ремонтно-відновлювальних робіт [20].

$$3 = \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \times \\ \times \left[ Z_{\text{рем}} + \left[ Z_{\text{пр}} + (K+1) + q[(K+1)\delta - t] \right] + \right. \\ \left. + \left[ Z_{\text{пр}}(K+2) + q[(K+2)\delta - t] \right] (1-P)P + \right. \\ \left. + \left[ Z_{\text{пр}}(K+3) + q[(K+3)\delta - t] \right] (1-P)^2P + \dots \right].$$

Або після нескладних перетворень

$$3 = \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \times \quad (8) \\ \times \left[ + \sum_{r=1}^{\infty} \left[ Z_{\text{пр}}(K+r) + q[(K+r)\delta - t] \right] \times \right. \\ \left. \times (1-P)^{r-1}P \right],$$

де  $\mu_1 = \int_0^{\infty} \bar{F}(t)dt$ .

Крім того,

$$t_{\text{ср}} = \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \times \\ \times [\delta(K+1)P + \delta(K+2)(1-P)P + \\ + \delta(K+3)(1-P)^2P + \dots] = \\ = \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \left( K\delta + \frac{\delta}{P} \right) = \\ = \frac{\delta}{P} + \delta \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta). \quad (9)$$

Об'єднавши (8) і (9), одержуємо у загальному вигляді вирази для середніх питомих витрат на контрольно-відновлювальних заходів відповідно до другої стратегії обслуговування зосереджених об'єктів лінійної частини

$$\bar{Z} \frac{I}{\Sigma}(\delta) = \\ = \frac{PZ_{\text{рем}} + Z_{\text{пр}} + q\delta + P(Z_{\text{пр}} + q\delta) \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) - Pq\mu_1}{\delta[1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta)]} = \\ = \frac{P(Z_{\text{рем}} - q\mu_1) + (Z_{\text{пр}} + q\delta)[1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta)]}{\delta[1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta)]}. \quad (10)$$

Приймаючи  $\bar{F}(t) = e^{-bt}$ , отримаємо:

$$\sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) = \sum_{K=1}^{\infty} e^{-bK\delta} = \\ = \frac{1}{1 - e^{-b\delta}} - 1 = \frac{e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}}. \quad (11)$$

У випадку

$$1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) = \\ = 1 + \frac{Pe^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}} = \frac{1 - (1-P)e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}}. \quad (12)$$

величина  $M_1$  набуває вигляду

$$\mu_1 = 1/b.$$

З врахуванням (10) - (12) перетворюємо вираз (9) і отримаємо

$$\begin{aligned} \bar{3}_{\Sigma}(\delta) &= \\ &= \frac{P \left( 3_{\text{рем}} - \frac{q}{b} \right) + (3_{\text{пр}} + q\delta) \frac{1 - (1 - P)e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}}}{\delta \frac{1 - (1 - P)e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}}} = \\ &= \frac{P \left( 3_{\text{рем}} - \frac{q}{b} \right)}{\delta} \frac{1 - e^{-b\delta}}{1 - (1 - P)e^{-b\delta}} + \frac{3_{\text{пр}}}{\delta} + q. \end{aligned} \quad (13)$$

Оптимальна періодичність контрольно-відновлювальних заходів  $\delta^*$  (режим функціонування) також визначається з умови

$$\frac{d}{d\delta} \bar{3}_{\Sigma}(\delta) = 0. \quad (14)$$

Особливий інтерес представляє задача контролю-відновлювальних заходів на зосереджених елементах, а саме, лінійній частині магістрального газопроводу. Вирішення цієї задачі полягає у спільному розгляді математичної моделі з оцінки ефективності контрольно-відновлювальних заходів лінійної частини і запропонованих моделей зосереджених об'єктів.

### Висновки

Створено математичну модель стратегій обслуговування лінійної частини газопроводу в комплексі з розміщеними на ній зосередженими об'єктами для оцінки ефективності контрольно-відновлювальних заходів у рамках обраної стратегії і спільного планування режиму обслуговування лінійної частини і зосереджених об'єктів з метою досягнення оптимальних (з огляду народногосподарської ефективності) результатів.

Запропоновано метод реалізації побудованої моделі, що базується на пошуку екстремуму функції мети, яка виражає сумарні середні питомі витрати на контрольно-відновлювальні заходи.

### Література

1. Васильев Г.Г., Шибнев А.В., Яковлев Е.И. Вопросы планирования организации ремонта газопроводов. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1989. 59 с.
2. Байхельт Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход. Пер. с нем. М.: Радио о связь, 1988. 392 с.
3. Райбман Н.С., Чадаев В.Н. Построение моделей процессов производства. М: Энергия, 1976. 374 с.
4. Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Яковлев Е.И. Обслуживание газотранспортных систем. К.: УМК ВО, 1991. 160 с.

5. Бразилович Е.Ю., Каштанов И.А. Некоторые математические вопросы теории обслуживания сложных систем. М.: Сов. Радио, 1971. 631 с.

6. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyly Bolonnyy. Formation of soil pollution area by oil when there is break of airtightness of main pipeline. *Metallurgical and Mining Industry*. 2016. No 7. P. 56-62.

7. Orynyak I.V. Lokhman I.V. The spring splines procedure with prescribed accuracy for determination of the curvatures of the pipeline based on the 3-D measurements of its position. *Rio Pipeline Conference & Exposition*. 2011, IBP1029\_11.

8. Fun Chen, Jinjun Zhang, Fan Zhang. New approach developed for estimating pour points of grucle oil blend. *Oil S Gas Journal*. 2003. No 11. P. 60-64.

9. Березина И.В., Шибнев А.В., Яковлев Е.И. Организация технического обслуживания и ремонта объектов магистральных газопроводов. *Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности*. 1984. Вып. 8. 52 с.

10. Березин В.Л., Телегин Л.Г., Шибнев А.В. Ретроспективные данные о надежности в задачах выбора стратегии капитального ремонта магистральных трубопроводов. *ЭИ - Линейное трубопроводное строительство*. 1984. Вып. 3. С. 6-9.

11. Энергетична безпека держави: високо-ефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Крижанівський Є.І., Гончарук М.І., Грудз В.Я та ін. Київ: ІнтерпресЛТД, 2006. 282 с.

12. Мазур И.И. Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. 1104 с.

13. Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р., Брянских В.Е. Оптимальное развитие систем газоснабжения. М.: Недра, 1981. 294 с.

14. Шибнев А. В. Определение потококораспределения и текущего состояния сложных систем газоснабжения. *ЭИ - Транспорт и хранение и использование газа в народном хозяйства*. 1983, № I, С.14-16.

15. Тимашев С.А. Надежность больших механических систем. М.: Наука, 1982. 184 с.

16. Кирия С.З. Перспективные методы и организационные формы ремонта магистральных газопроводов. *Труды МИНГ*. 1989. Вып. 15, С. 153-156.

17. Кирия С. З., Шибнев А.В., Кокжаров А.Д. Оптимизация режима обследования и ремонта магистральных газопроводов. *Нефтепереработка и нефтехимия*. 1989. № 9. С. 60-62.

18. Кирия С. З., Шибнев А.В., Седых А.А. Выбор рационального режима обследования

системы магистральных трубопроводов по обнаружению свищей и утечек на линейной части. Тезисы докладов всесоюзной научно-технической конференции "Методы и технические средства контроля герметичности технологического оборудования, магистральных трубопроводов и массовой продукции". (г. Севастополь), 1989. С. 68-69.

19. Клюк Б.А., Стояков В.М., Тимербулатов Г.Н. Совершенствование организации ремонтных работ на магистральных газопроводах. ЭИ - Транспорт и подземное хранение газа. 1988. № 9. С.1-4.

20. Шубин А.С., Филиппов Ю.С., Комаров Е.И. Метод определения ущерба на предприятиях, ограничиваемых в газоснабжении. Листок Саратовского межотраслевого центра НТИ и пропаганды. 1978, № 43778, 4 с.

### References

1. Vasilev G.G., Shibnev A.V., Yakovlev E.I. Voprosy planirovaniya organizatsii remonta gazoprovodov. M.: VNIIEGAZprom, 1989. 59 p. [in Russian]

2. Bayhelt F., Franken P. Nadezhnost i tehni-cheskoe obsluzhivanie. Matematicheskiy podhod. Per. s nem. M.: Radio o svyaz, 1988. 392 p. [in Russian]

3. Raybman N.S., Chadaev V.N. Postroenie modeley protsessov proizvodstva. M: Energiya, 1976. 374 p. [in Russian]

4. Grudz V.Ya., Tyimkiv D.F., Yakovlev E.I. Obsluzhivanie gazotransportnyih sistem. K.: UMK VO, 1991. 160 p. [in Russian]

5. Brazilovich E.Yu., Kashtanov I.A. Nekotorye matematicheskie voprosy teorii obsluzhivniya slozhnyih sistem. M.: Sov. Radio, 1971. 631 p. [in Russian]

6. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnuy. Formation of soil pollution area by oil when there is break of airtightness of main pipeline. Metallurgical and Mining Industry. 2016. No7. P. 56-62.

7. Orynyak I.V. Lokhman I.V. The spring splines procedure with prescribed accuracy for determination of the curvatures of the pipeline based on the 3-D measurements of its position. Rio Pipeline Conference & Exposition . 2011, IBP1029\_11.

8. Fun Chen, Jinjun Zhang, Fan Zhang. New approach developed for estimating pour points of grucle oil blend. Oil S Gas Journal. 2003. No 11. P. 60-64.

9. Berezina I.V., Shibnev A.V., Yakovlev E.I. Organizatsiya tehničkog obsluzhivaniya i remonta ob'ektov magistralnyih gazoprovodov. Vazhneyshie nauchno-tehničeskie problemy

gazovoy promyshlennosti. 1984, vyip. 8, 52 p. [in Russian]

10. Berezina I.V., Telegin L.G., Shibnev A.V. Retrospektivnyie dannyye o nadezhnosti v zadachah vyibora strategii kapitalnogo remonta magistralnyih truboprovodov. EI - Lineynoe truboprovodnoe stroitelstvo. 1984, vol. 3, P. 6-9. [in Russian]

11. Enerhetychna bezpeka derzhavy: vysoko-efektyvni tekhnolohii vydobuvannia, postachannia i vykorystannia pryrodnoho hazu / Kryzhanivskiy Ye.I., Honcharuk M.I., Hrudz V.Ia ta in. Kyiv: InterpresLTD, 2006. 282 p. [in Ukrainian]

12. Mazur I.I. Ivantsov O.M. Bezopasnost truboprovodnyih sistem. M.: ITs «ELIMA», 2004. 1104 p. [in Russian]

13. Suharev M.G., Stavrovskiy E.R., Bryanskikh V.E. Optimalnoe razvitie sistem gazosnabzheniya. M.: Nedra, 1981, 294 p. [in Russian]

14. Shibnev A. V. Opredelenie potokoraspre-deleniya i tekushego sostoyaniya slozhnyih sistem gazosnabzheniya. EI - Transport i hranenie i ispolzovanie gaza v narodnom hozyaystva. 1983, No I, P.14-16. [in Russian]

15. Timashev S.A. Nadezhnost bolshih mehanicheskikh sistem. M.: Nauka, 1982, 184 p. [in Russian]

16. Kiriya S.Z. Perspektivnyie metodyi i organizatsionnyie formy remonta magistralnyih gazoprovodov. Trudyi MING, 1989. Vol. 15, P.153-156. [in Russian]

17. Kiriya C. Z., Shibnev A.V., Kokzharov A.D. Optimizatsiya rezhima obsledovaniya i remonta magistralnyih gazoprovodov. Neftepererabotka i neftehimiya. 1989. No9. P.60-62. [in Russian]

18. Kiriya S. Z., Shibnev A.V., Sedyih A.A. Vyibor ratsionalnogo rezhima obsledovaniya sistem magistralnyih truboprovodov po obnaruzheniyu svischey i utechek na lineynoy chasti. Tezisyi dokladov vsesoyuznoy nauchno-tehničeskoj konferentsii "Metodyi i tehničeskie sredstva kontrolya germetičnosti tehničeskogo oborudovaniya, magistralnyih truboprovodov i massovoy produktsii" . (g. Sevastopol), 1989. P. 68-69. [in Russian]

19. Klyuk B.A., Stoyakov V.M., Timerbulatov G.N. Sovershenstvovanie organizatsii remontnih rabot na magistralnyih gazoprovodah. EI - Transport i podzemnoe hranenie gaza. 1988. No 9. P.1-4. [in Russian]

20. Shubin A.S., Filippov Yu.S., Komarov E.I. Metod opredeleniya uscherba na predpriyatiyah, ogranicivaemyih v gazosnabzhenii. Listok Saratovskogo mezhotraslevogo terr. tsentra NTY i propagandyi, 1978, No 43778, 4 p. [in Russian]

## ГІДРОГЕОХІМІЧНИЙ ПІДХІД ДО ВИЗНАЧЕННЯ ФЛЮІДОПРОВІДНОСТІ ТЕКТОНІЧНИХ ПОРУШЕНЬ

<sup>1</sup>С. М. Левонюк, <sup>2</sup>І. М. Фик

<sup>1</sup>Український науково-дослідний інститут природних газів;  
61010, м. Харків, наб. Гімназійна, 20, тел. (057) 7304602, e-mail: sergii.levonyuk@gmail.com

<sup>2</sup>НТУ «ХПІ»; 61002, м. Харків, вул. Курпичова, 2, тел. (057) 7076634,  
e-mail: fykiliya107@gmail.com

У роботі отримало подальший розвиток вивчення механізму міграції глибинних флюїдів крізь тектонічні порушення до вищезалігаючих відкладів для цілей як оптимізації видобутку вуглеводнів на виснажених газоконденсатних родовищах, так і екологічно безпечного використання питних підземних вод зони активного водообміну. Це є дуже актуальним наразі, особливо з огляду на виявлення флюїдопровідних тектонічних порушень на газоконденсатних родовищах Дніпровсько-Донецької западини пізньої стадії експлуатації. Автори розглядають цю тему з двох діаметрально різних ракурсів. По-перше, міграція вуглеводневих газів тектонічними порушеннями до вищезалігаючих покладів нафти і газу, що розробляються. Рядом дослідників обґрунтовується можливість відновлення запасів на старих виснажених газоконденсатних родовищах за рахунок перетікання газу з глибоких горизонтів. По-друге, міграція глибинних некондиційних для питних цілей вод крізь тектонічні порушення до зони активного водообміну у межах крупних водозаборів. Авторами та рядом інших науковців встановлено факти значної трансформації хімічного складу питних підземних вод на території вразливості цих вод до забруднення глибинними високомінералізованими водами. Запропонований у роботі гідрогеохімічний підхід є одним із інструментів для вирішення даних питань за рахунок локалізації зон міграції глибинних флюїдів до вищезалігаючих водоносних комплексів. Апробовано даний підхід на прикладі мережі водозаборів Полтавської міської агломерації, яка є стратегічно важливою для Східної України. Авторами запропоновано провести спеціальні еколого-гідрогеологічні дослідження згідно наведеного у роботі методичного підходу на Шебелінському газоконденсатному родовищі, так як навколо питання відновлення його запасів уже багато років точаться наукові дискусії. Це допоможе забезпечити в майбутньому ефективне розміщення нових свердловин в зонах перетікання глибинного газу.

Ключові слова: методичний підхід, підземні води, якісний склад, видобуток газу, відновлення запасів, гідрогеохімічні показники, виснажене родовище.

*In the paper, the study of deep fluids migration mechanism through tectonic faults to the overlying sediments for the purposes of both optimizing hydrocarbon production at depleted gas condensate fields and environmentally safe use of drinking groundwater in the zone of active water exchange has received further development. It is very relevant at the moment, especially from the perspective of detecting fluid-conducting tectonic faults at gas condensate fields of the Dnipro-Donetsk depression at the late stage of exploitation. The authors consider this topic from two diametrically different perspectives. First, the migration of hydrocarbon gases along tectonic faults to the overlying oil and gas deposits that are being developed. A number of researchers substantiate the possibility of restoring reserves at old depleted gas condensate fields due to gas flows from deep horizons. Second, the migration of deep waters unsuitable for drinking purposes through tectonic faults to the zone of active water exchange within large water intakes. The authors and a number of other scientists established the facts of the significant transformation of drinking groundwater chemical composition in the areas of these waters vulnerability to contamination by deep, highly mineralized waters. The hydrogeochemical approach proposed in the article is one of the tools for solving these issues due to the localization of deep fluids migration zones to the overlying aquifers. In the paper, the approbation of this approach has been carried out on the example of the water intake network of Poltava urban agglomeration, which is strategically important for Eastern Ukraine. The authors have proposed to conduct special ecological and hydrogeological studies according to the methodical approach presented in the article at Shebelynske gas condensate field since scientific discussions have been going on for many years around the issue of restoring its reserves. This will help to ensure the efficient placement of new wells in deep gas flow zones in the future.*

Key words: methodical approach, groundwater, qualitative composition, gas production, recovery of reserves, hydrogeochemical indicators, depleted field.

**Вступ**

У статті отримало подальший розвиток вивчення механізму міграції глибинних флюїдів крізь розривні тектонічні порушення. Ця тема є актуальною та розглядається в роботі з метою виявлення флюїдопровідних тектонічних порушень на газоконденсатних родовищах Дніпровсько-Донецької западини пізньої стадії експлуатації.

Розроблений гідрогеохімічний підхід базується на механізмі міграції глибинних високомінералізованих вод крізь тектонічні порушення, пов'язані із соляними діапірами, до зони активного водообміну у межах крупних водозаборів Східної України. Нами та рядом інших науковців встановлено факти значної трансформації хімічного складу питних підземних вод на територіях вразливості питних підземних вод до забруднення глибинними некондиційними водами [3, 9-11, 24 та ін.].

Вищенаведений процес також супроводжується міграцією вуглеводневих газів тектонічними порушеннями до вищезалягаючих покладів газоконденсатних родовищ, що розробляються. Рядом дослідників обґрунтовується можливість відновлення запасів на старих виснажених газоконденсатних родовищах за рахунок перетікання газу з глибоких горизонтів унаслідок зміни баричних умов експлуатації цих родовищ [1, 2, 8, 12, 16, 17, 19 та ін.].

Запропонований нами підхід є одним із інструментів для вирішення даних питань за рахунок локалізації зон міграції глибинних флюїдів до вищезалягаючих водоносних комплексів. Даний підхід апробовано на прикладі мережі водозаборів Полтавської міської агломерації, яка є стратегічно важливою для Східної України. А також запропоновано його використання для Шебелинського газоконденсатного родовища.

**Аналіз попередніх вітчизняних та закордонних досліджень і публікацій**

Питаннями, пов'язаними із вивченням змін хімічного складу питних підземних вод за рахунок підтікання глибинних некондиційних вод, а також визначення шляхів міграції цих вод, у різний час та різних регіонах світу займалося багато науковців. Серед робіт останніх років виділяються дослідження вітчизняних – Суярко В. Г., Решетов І. К., Кухар М. В., Сердюкова О. О., Прибилова В. М., Яковлев В. В., Удалов І. В., Кононенко А. В. та ін. [3, 6, 9-11, 15, 24 та ін.] та закордонних науковців – N. Aksoy, A. Zaporozec, J. L. Nieber, O. Schmoll, G. Howard, J. Chilton, I. Chorus та ін. [21-23, 25

та ін.]. Відповідно до викладеного у цих працях, на деяких крупних водозаборах наявний процес підтікання підземних вод глибинного генезису крізь розривні тектонічні порушення, пов'язані, в основному, із соляними діапірами. Також був зроблений висновок про наявність активного зв'язку між даним процесом та інтенсифікацією водовідбору на водозаборах, розширення їх мережі та суттєвою зміною гідродинамічних умов їх експлуатації.

Останнім часом в опублікованих дослідженнях у різних частинах світу все частіше наводяться обґрунтування можливості відновлення запасів газу на старих виснажених газоконденсатних родовищах за рахунок перетікання з глибоких горизонтів [1, 2, 8, 12, 16, 17, 19 та ін.].

В роботі Рудька Г. І. та інших [2] наведено матеріали сучасних концепцій формування вуглеводневих покладів, в основу яких покладено такий основний чинник, як дегазація Землі.

В роботі [12] академік Лукін О. Ю. висловив думку, що глибокозалягаючі газоконденсатні родовища перебувають в процесі постійного формування, причому в такому темпі, який зіставляється з темпами інтенсивного видобутку газу. Виходячи із вищенаведеного, можна припустити, що ймовірними територіями дегазації Землі можуть бути нафтогазоконденсатні родовища, а їх виснаження зумовлює збільшення градієнтів тисків між покладами з пониженими пластовими тисками та глибокими горизонтами.

У ряді робіт [4, 5, 8, 13, 16, 17] досліджувалося питання можливого відновлення запасів газу на Шебелинському газоконденсатному родовищі за рахунок його міграції тектонічними порушеннями із глибоких горизонтів. Ці дослідження охоплювали багато аспектів (аналіз розробки та експлуатації покладів, геотермічні, геобаричні, гідрогеохімічні дослідження), але ефективного методичного прийому для локалізації зон міграції глибинних флюїдів до вищезалягаючих покладів так і не було запропоновано.

**Результати дослідження та їх обговорення**

Питні підземні води бучацько-канівського водоносного комплексу (БКВК) залягають у межах майже усієї Дніпровсько-Донецької западини, маючи найбільші ресурси у межах її центральної частини. Дані підземні води відзначалися стабільним хімічним складом. Нами у попередніх роботах [10, 11, 24 та деякі ін.] досліджено сучасний екологічний стан вод БКВК на прикладі потужних водозаборів Полтавської та Харківської областей у містах Пол-

Таблиця 1 – Зміна хімічного складу підземних вод БКВК на водозаборах м. Полтава

Період часу, рр.	Усереднена формула Курлова складу підземних вод	
	водозабори на сході міста (вплив Полтавського соляного діяпіру)	водозабори інших ділянок міста
1978-1983	$M0,98 \frac{Cl}{50} \frac{HCO_3}{36} \frac{SO_4^{2-}}{14} Na^+ + K^+ 70 Ca^{2+} 15 Mg^{2+} 15$	$M0,6 \frac{HCO_3}{49} \frac{Cl}{36} \frac{SO_4^{2-}}{15} Na^+ + K^+ 52 Ca^{2+} 28 Mg^{2+} 20$
2005-2020	$M1,37 \frac{Cl}{65} \frac{HCO_3}{25} \frac{SO_4^{2-}}{10} Na^+ + K^+ 86 Ca^{2+} 8 Mg^{2+} 6$	$M0,9 \frac{HCO_3}{41} \frac{Cl}{41} \frac{SO_4^{2-}}{18} Na^+ + K^+ 66 Ca^{2+} 19 Mg^{2+} 15$

Таблиця 2 – Дані гідрогеохімічних спостережень на водозаборах м. Полтава

Роки спостережень	Мінералізація, мг/дм <sup>3</sup>		Cl, мг/дм <sup>3</sup>		F <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>		Br <sup>-</sup> +B <sup>3+</sup> +J (сумарно), мг/дм <sup>3</sup>	
	Схід міста	Інші ділянки	Схід міста	Інші ділянки	Схід міста	Інші ділянки	Схід міста	Інші ділянки
1978-1983	980	500-770	397	150-275	2,7	2,2-2,9	0,65	0,23-0,76
2005-2020	1390	667-1050	520	188-316	6,5	3,1-3,6	1,2	0,66-1,12

тава, Лубни, Хорол, Карлівка, Красноград, Решетилівка. Характерним для цих урбанізованих територій є суттєвий техногенний пресинг на підземні води та складна тектонічна будова разом із сучасною геодинамічною активністю земної кори.

Ділянки розташування даних водозаборів відзначаються подібністю геологічних, еколого-гідрогеологічних та тектонічних умов, а саме:

- тектонічні умови цих територій: знаходження у межах ділянок сучасного впливу водозаборів соляних діяпірів та пов'язаних з ними розривних тектонічних порушень; значна сучасна геодинамічна активність земної кори, як фактор впливу на гідрогеоміграційні процеси у межах тектонічних порушень (сумарні амплітуди неоген-четвертинних рухів земної кори тут складають більше 140 м);

- геолого-гідрогеологічні особливості регіону: різке зменшення потужності та збільшення тріщинуватості мергельно-крейдової товщі, яка відділяє води БКВК від глибоко залягаючих товщ, у напрямку соляних діяпірів; як наслідок – збільшення гідравлічного зв'язку БКВК із нижчезалягаючими підземними водами за рахунок інтенсифікації водовідбору;

- поточне техногенне навантаження на геологічне середовище території: інтенсифікація водовідбору підземних вод; зміни гідродинамічних умов експлуатаційних водоносних комплексів за рахунок збільшення мережі водозаборів; утворення регіональних депресійних ліжок експлуатаційних водоносних комплексів, накладання яких створює синергетичний ефект.

Для проведення досліджень авторами було обрано одну типову ділянку – територію розташування водозаборів Полтавської міської аг-

ломерації, які експлуатують БКВК, та тектонічних порушень, пов'язаних із Полтавським соляним діяпіром (східна околиця м. Полтава) (рис. 1). Також у межах даної території, на схід від міста, розташоване діюче Копилівське газоконденсатне родовище.

Згідно з проведеними попередніми роботами [10, 11, 24] нами систематизовано усі елементи-забруднювачі підземних вод БКВК у межах регіону та виділено елементи саме глибинного генезису (загальна мінералізація, Cl, F<sup>-</sup>, Br<sup>-</sup>, B<sup>3+</sup>, J), які вказують на надходження глибинних флюїдів до цільового водоносного комплексу.

Відповідно до результатів гідрогеохімічних досліджень встановлено загальну тенденцію у складі вод БКВК – збільшення вмісту елементів-індикаторів глибинного генезису у бік східної околиці міста (табл. 1, 2). Саме тут залягає Полтавський соляний діяпір, у покрівлі якого встановлено розривні тектонічні порушення. Також за рахунок геоструктурних факторів у цій зоні спостерігається різке зменшення потужності та збільшення тріщинуватості мергельно-крейдового водотриву у підшві цільового комплексу, як наслідок – підвищений гідравлічний зв'язок БКВК із нижчезалягаючими підземними водами на цій ділянці (рис. 2).

Відповідно до результатів гідрогеохімічних досліджень встановлено загальну тенденцію у складі вод БКВК – збільшення вмісту елементів-індикаторів глибинного генезису у бік східної околиці міста (табл. 1, 2). Саме тут залягає Полтавський соляний діяпір, у покрівлі якого встановлено розривні тектонічні порушення. Також за рахунок геоструктурних факторів у цій зоні спостерігається різке зменшення

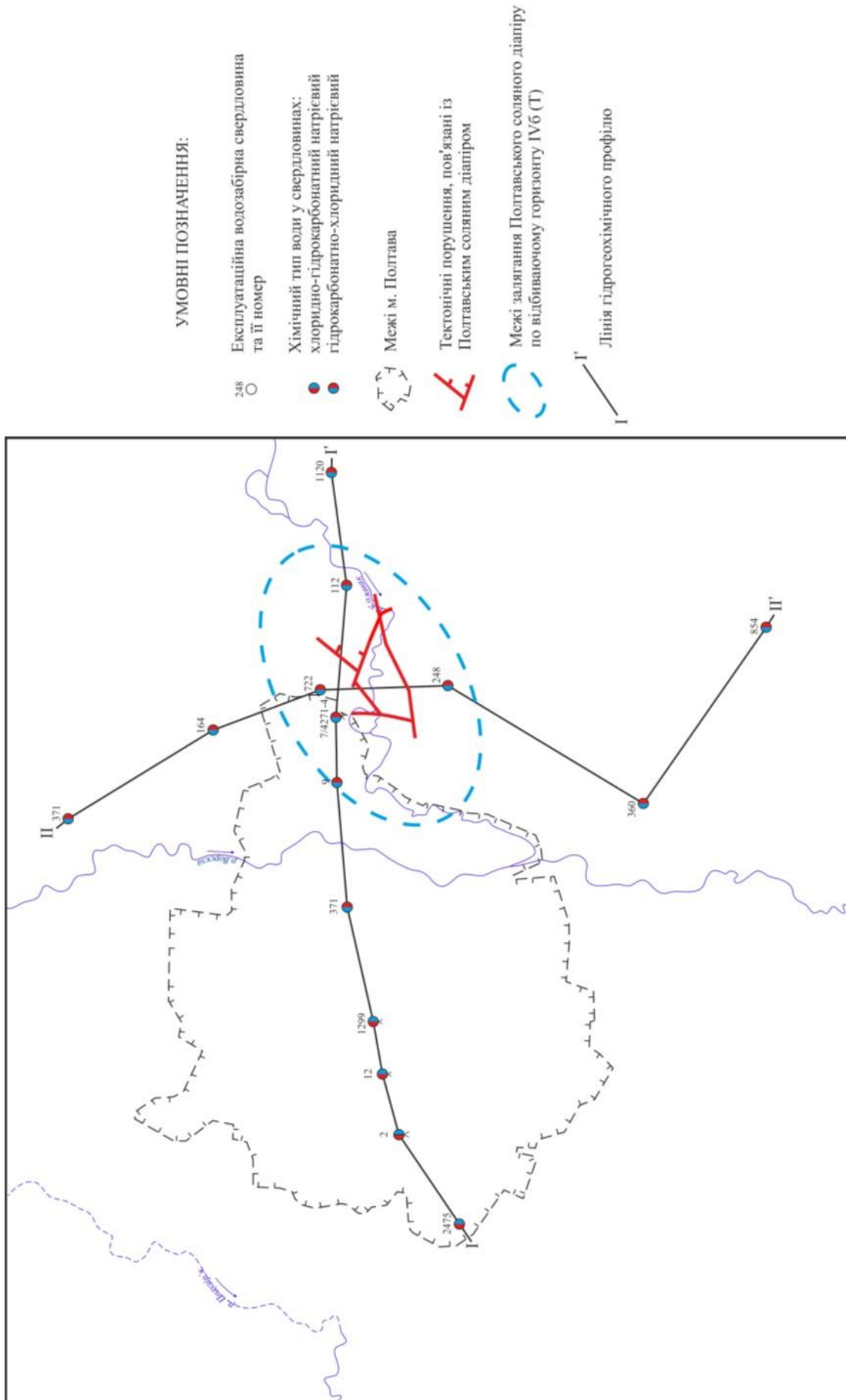
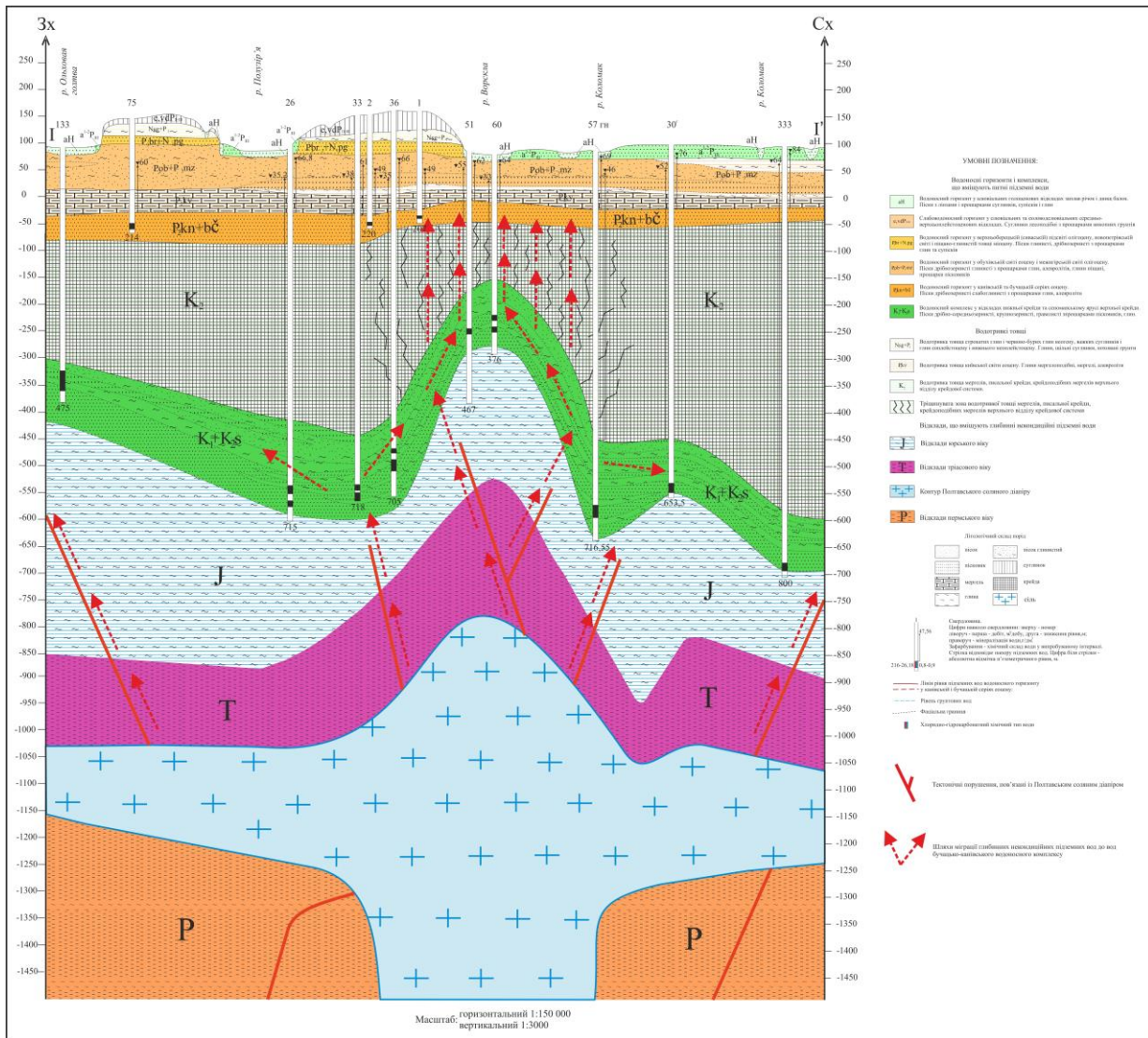


Рисунок 1 – Оглядова карта-схема територій досліджень із лініями гідрогеохімічного профілю



**Рисунок 2 – Схема механізму перетікання глибинних підземних вод тектонічними порушеннями до вод зони активного водообміну на водозаборах м. Полтава**

потужності та збільшення тріщинуватості мергельно-крейдового водотриву у підшві цільового комплексу, як наслідок, – підвищений гідравлічний зв’язок БКВК із нижчезалегаючими підземними водами на цій ділянці (рис. 2).

У межах території робіт виникло «накладання» двох факторів - техногенного (інтенсифікація водовідбору на водозаборах міста та розширення їх мережі) та природного (міграція глибинних високомінералізованих вод крізь тектонічні порушення та тріщинувату зону мергельно-крейдового водотриву до питних підземних вод зони активного водообміну). Причому саме активізація техногенезу спричинила міграцію глибинних вод. Оскільки зі значним збільшенням відбору питних вод із експлуатаційних водоносних комплексів (у піковий період – 1976-1995 рр. – цей показник досягав 187 тис. м<sup>3</sup>/добу) сформувалися депресійні лійки зі значними складовими висхідного живлення в дані

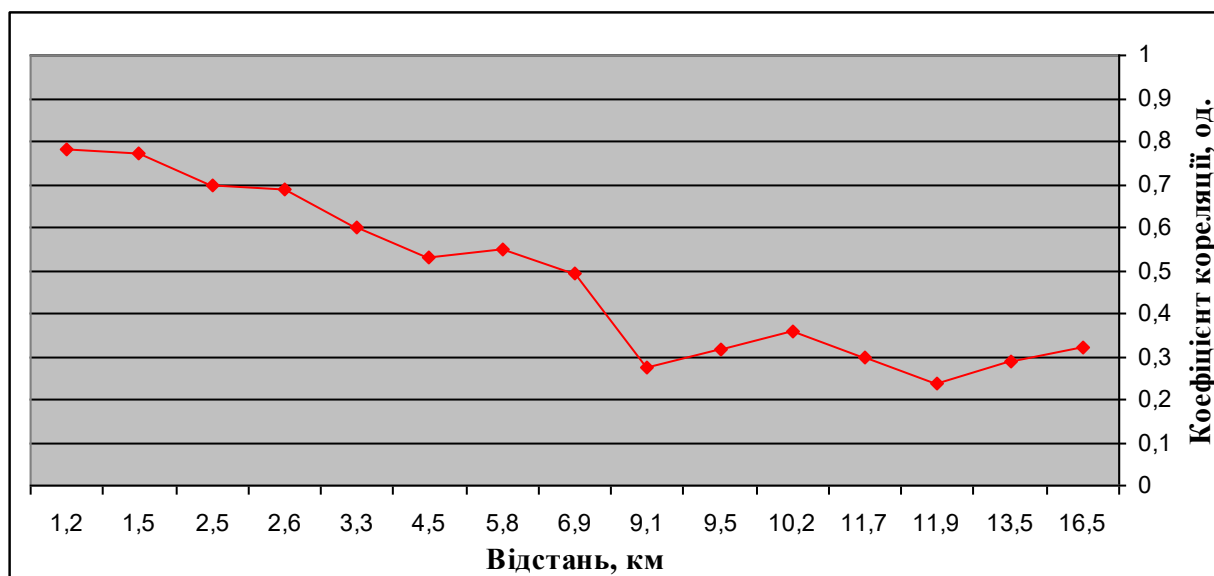
комплекси. Саме утворення градієнтів тисків між цими та нижчезалегаючими водоносними комплексами активувало природні гідрогеоміграційні процеси крізь тектонічні порушення.

Було побудовано графік залежності коефіцієнту кореляції між гідрогеохімічними показниками глибинного генезису (загальна мінералізація, Cl<sup>-</sup>, F<sup>-</sup>, Br<sup>-</sup>, B<sup>3+</sup>, J) та загальним водовідбором від відстані від центральної частини Полтавського соляного діяпіру та пов’язаних із ним тектонічних порушень (рис. 3).

Розрахунки проводилися за допомогою коефіцієнту кореляції Пірсона. Формула для розрахунку наступна:

$$r_{xy} = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \sum(y_i - \bar{y})^2}}, \quad (1)$$

де  $x_i$  – значення водовідбору, тис. м<sup>3</sup>/добу;  
 $y_i$  – значення вмісту досліджуваного компоненту, мг/дм<sup>3</sup>;



**Рисунок 3 – Графік залежності коефіцієнту кореляції між гідрогеохімічними показниками глибинного генезису (загальна мінералізація, Cl, F<sup>-</sup>, Br<sup>-</sup>, B<sup>3+</sup>, J) та загальним водовідбором від відстані від центральної частини Полтавського соляного діапіру та пов'язаних із ним тектонічних порушень**

$\bar{x}$  – середнє арифметичне для значення водовідбору, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$\bar{y}$  – середнє арифметичне для вмісту досліджуваного компоненту, мг/дм<sup>3</sup>.

Встановлено, що:

- 1) на відстані до 2,5 км спостерігається висока позитивна кореляція між цими показниками (коефіцієнти кореляції Пірсона 0,70-0,80);
- 2) до 7 км – середня (0,50-0,70);
- 3) більше 7 км – слабка позитивна кореляція (0,25-0,40).

Це є ще одним підтвердженням наявності міграції глибинних флюїдів крізь тектонічні порушення у вищезалігаючі відклади.

За думкою авторів, приклад висхідної міграції вуглеводнів по тектонічних порушеннях можна спостерігати на Шебелинському газоконденсатному родовищі, яке віднесено до крупної брахіантиклінальної складки та буквально «посічене» диз'юнктивними тектонічними порушеннями. За останні роки на родовищі спостерігається поступова стабілізація видобутку, що не є характерним для газового режиму експлуатації.

В свою чергу, у попередніх роботах [17 та ін.] автори припускають, що режим розробки Шебелинського родовища залишається газовим і зазначають, що обводнення родовища має слабкий локальний характер та не здатне забезпечити підтримання тиску на тому рівні, на якому воно спостерігається. При цьому темпи заводнення родовища з роками спадають з причини виснаження водонапірної системи та

впливу капілярних сил, що протидіють обводненню. Також автори у цих роботах наводять приклади досліджень аномалій на Шебелинському родовищі в зонах тектонічних порушень, що свідчать про можливість перетікання.

Відповідно до роботи [13], існують субгоризонтальні природні дренажні системи переважно тріщинної природи, які забезпечують залучення до розробки слабо проникних колекторів в міру зниження пластового тиску в покладі. Автором роботи було вирішено проаналізувати наявні матеріали з метою виявлення зони підживлення. Автор вказує на збільшені дебіти свердловин у зонах, що включають тектонічні порушення.

В роботі [5] автори навели та проаналізували приклади температурних аномалій на Шебелинському газоконденсатному родовищі у зоні тектонічних порушень. За результатами аналізу розподілу температур з глибиною та характеру їх зміни було зроблено висновок, що причиною аномалії може бути рух флюїдів.

В роботі [4] автори вказують на аномальний склад газу розчиненого у воді, не характерний для глибин, з яких була взята проба.

У роботі [8] показано схеми формування Шебелинського родовища та шляхи перетікання газу із глибокозалагаючих горизонтів у покладі, що розробляються.

Враховуючи широкий спектр диз'юнктивних тектонічних порушень у межах родовища, автори цієї статті вважають, що наведений у роботі гідрогеохімічний підхід може

виділити ті порушення, які є провідниками флюїдів, в тому числі і газу із нижніх горизонтів, та рекомендують провести відповідні еколого-гідрогеологічні дослідження на водозаборах у межах Шебелинського родовища.

### Висновки

У статті отримало подальший розвиток вивчення механізму міграції глибинних флюїдів крізь розривні тектонічні порушення до вищезалягаючих відкладів. Це питання розглянуто з двох діаметрально протилежних ракурсів:

- виявлення флюїдопровідних тектонічних порушень на газоконденсатних родовищах пізньої стадії експлуатації для оптимізації видобутку вуглеводнів;

- дослідження змін якісного складу питних підземних вод для їх екологічно безпечного використання.

Нами запропоновано гідрогеохімічний підхід до локалізації зон міграції глибинних флюїдів до вищезалягаючих водоносних комплексів. У роботі проведено апробацію даного підходу на прикладі мережі водозаборів Полтавської міської агломерації, яка є стратегічно важливою для Східної України.

Авторами запропоновано провести спеціальні еколого-гідрогеологічні дослідження, згідно наведеного у роботі методичного підходу, на Шебелинському газоконденсатному родовищі, що допоможе забезпечити в майбутньому ефективне розміщення нових свердловин в зонах перетікання глибинного газу.

### Література

1. Вдовиченко А. І., Коваль А. М., Чепіль П. М. Проблеми нагромадження запасів і видобутку нафти і газу в Україні за рахунок їх відновлення. *Нафта і газ. Наука–Освіта–Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку*: матеріали Всеукраїнської наук.-техніч. конф., 10-11 березня 2016 р., Дрогобич, 2016. 174 с.

2. Енергетичні ресурси геологічного родовища України (стан та перспективи): у 2-х т. Т.2 / Г. І. Рудько, О. І. Бондар, В. І. Ловинюков [та ін.]; за ред. Г. І. Рудька. Чернівці: Букрек, 2014. 520 с.

3. Жовинский Э. Я. Геохимия фтора в осадочных формациях юго-запада Восточно-Европейской платформы. К.: Наукова думка, 1979. 200 с.

4. Застежко Ю. С., Тердовидов А. С., Терещенко В. А. Гидрогеологическая и гидрогеохимическая характеристика Шебелинского га-

зового месторождения. *Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР*. 1963. С. 68-81.

5. Застежко Ю. С., Лурье А. И. Некоторые особенности геотермических условий Шебелинского газового месторождения. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1965. № 3 (23). С. 8-11.

6. Кононенко А. В. Основні передумови зниження якості питних підземних вод крейдових водозаборів Східної України. *Вісник ХНУ ім. В.Н. Каразіна, серія «геологія-географія-екологія»*. 2016. Вип. 44. С. 63-70.

7. Кривуля С. В., Терещенко В. О. Особливості геологічної будови, нагромадження запасів та розробка великих родовищ у відкладах Р<sub>1</sub>-С<sub>3</sub> в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища. *Вісник ХНУ ім. В.Н. Каразіна, серія «геологія-географія-екологія»*. 2012. № 1033. С. 15-82.

8. Кухар М. В., Крюченко Н. О. Гідрогеохімічні критерії міграції підземних вод Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. *Пошукова та екологічна геохімія*. 2013. № 1 (13). С. 30–33.

9. Левонюк С. М., Удалов І. В. Еколого-гідрохімічні особливості трансформації якості питних підземних вод під впливом техногенних та неотектонічних факторів (на прикладі бучацько-канівських водозаборів Східної України). *Пошукова та екологічна геохімія*. 2018. № 1 (19). С. 30–40.

10. Левонюк С. М., Кнюпа А. С., Фик І. М. Методичний підхід до визначення флюїдопровідності розривних тектонічних порушень за гідрогеохімічними показниками якісного складу питних підземних вод. *Нафтогазова галузь України*. 2021. № 1 (49). С. 5–11.

11. Удалов І. В., Левонюк С. М. Трансформація якісного складу питних підземних вод центральної частини ДДАБ. *Геохімія техногенезу*. 2019. Вип. 2 (30). С. 46–55.

12. Лукін О. Ю. Забезпечення України власним природним газом: проблемні аспекти (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 2 липня 2014 року). *Вісник Національної академії наук України*. 2014. № 9. С.16-22.

13. Ментух І.О. Геологічні основи перспективи розробки Шебелинського родовища. *Геологія нафти і газу* : матеріали міжвузовської науково-практичної конференції студентів та аспірантів, 16-17 травня 2017 р., Харків, 2017. 98 с.

14. Суярко В. Г. Геохимия подземных вод восточной части Днепровско-Донецкого авла-

когена. Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2006. 225 с.

15. Фесенко Ю. Л., Волосник Є. О., Фик І. М. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища. *Нафтова і газова промисловість*. 2009. № 5-6. С. 24-28.

16. Фик І. М., Фик М. І., Фик І. М. Перспективи довгострокової розробки Шебелинського газоконденсатного родовища в умовах відновлення запасів. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія»*. 2019. Вип. 50. С. 63-76.

17. Юсупова Л. Ф., Гуторов А. Ю. К вопросу об источниках происхождения и путях миграции нефти при формировании месторождений на территории республики Татарстан. *Материалы 38-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов: в 3 томах, 2011, Уфа. Т. 2.* 279 с.

18. Aksoy N., Şimşek C., Gunduz O. Groundwater contamination mechanism in a geothermal field: A case study of Balçova, Turkey. *Journal of Contaminant Hydrology*. 2009. Vol. 103, iss. 1-2. P. 13–28.

19. Nieber J. L. The relation of preferential flow to water quality, and its theoretical and experimental quantification. *Preferential Flow. Water Management and Chemical Transport in the Environment* : Proceedings of the 2nd International Symposium, January 3-5, 2001, Honolulu, USA, 2001. P. 1–9.

20. Schmoll O., Howard G., Chilton J., Chorus I. Protecting Groundwater for Health: Managing the Quality of Drinking-water Sources. London : IWA Publishing, 2006. 697 p.

21. Udalov I. V., Levoniuk S. M., Samoilov V. V. The ecological and hydrogeological factors of destabilization of drinking groundwater quality within Eastern Ukraine and the measures for its environmentally safe use. *Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment* : materials of XIII International Scientific Conference, 12-15 November 2019, Ukraine, Kyiv, 2019. P. 1–5.

22. Zaporozec A. Groundwater Contamination Inventory. IHP-VI, Series on groundwater, No 2. UNESCO, 2002.

### References

1. Vdovychenko A. I., Koval A. M., Chepil P. M. Problemy naroshchuvannya zapasiv i vydobutku nafty i hazu v Ukraini za rakhunok yikh vidnovlennia. *Nafta i haz. Nauka–Osvita–Vyrobnytstvo: shliakhy intehratsii ta innovatsiinoho rozvytku:*

materialy Vseukrainskoi nauk.-tekhnich. konf., 10-11 bereznia 2016 r., Drohobych, 2016. 174 p. [in Ukrainian]

2. Enerhetychni resursy heolohichnoho seredovyshcha Ukrainy (stan ta perspektyvy): u 2-kh t. T.2 / H. I. Rudko, O. I. Bondar, V. I. Lovyniukov [ta in.]; za red. H. I. Rudka. Chernivtsi: Bukrek, 2014. 520 p. [in Ukrainian]

3. Zhovinskiy E. Ya. Geohimiya ftora v osadochnykh formatsiyah yugo-zapada Vostochno-Evropeyskoy platformy. K.: Naukova dumka, 1979. 200 p. [in Russian]

4. Zastezhko Yu. S., Terdovidov A. S., Tereshchenko V. A. Hidrogeologicheskaya i gidrogeohimicheskaya karakteristika Shebelinskogo gazovogo mestorozhdeniya. *Voprosy razvitiya gazovoy promyshlennosti Ukrainy SSR*. 1963. P. 68-81. [in Russian]

5. Zastezhko Yu. S., Lure A. I. Nekotorye osobennosti geotermicheskikh usloviy Shebelinskogo gazovogo mestorozhdeniya. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*. 1965. No 3 (23). P. 8-11. [in Russian]

6. Kononenko A. V. Osnovni peredumovy znyzhennia yakosti pytnykh pidzemnykh vod kreidianykh vodozaboriv Skhidnoi Ukrainy. *Visnyk KhNU im. V.N. Karazina, seriia «heolohiia-heohrafiia-ekolohiia»*. 2016. Vol. 44. P. 63-70. [in Ukrainian]

7. Kryvulia S. V., Tereshchenko V. O. Osoblyvosti heolohichnoi budovy, naroshchuvannya zapasiv ta rozrobka velykykh rodovyshch u vidkladakh R1-S3 v DDZ na prykladi Shebelynskoho hazokondensatnoho rodovyshcha. *Visnyk KhNU im. V.N. Karazina, seriia «heolohiia-heohrafiia-ekolohiia»*. 2012. No 1033. P. 15-82. [in Ukrainian]

8. Kukhar M. V., Kriuchenko N. O. Hidro?eokhimichni kryterii mihratsii pidzemnykh vod Dniprovsko-Donetskoho artezianskoho baseinu. *Poshukova ta ekolohichna heokhimiia*. 2013. No 1 (13). P. 30–33. [in Ukrainian]

9. Levoniuk S. M., Udalov I. V. Ekoloho-hidrokhimichni osoblyvosti transformatsii yakosti pytnykh pidzemnykh vod pid vplyvom tekhnohennykh ta neotektonichnykh faktoriv (na prykladi buchatsko-kanivskykh vodozaboriv Skhidnoi Ukrainy). *Poshukova ta ekolohichna heokhimiia*. 2018. No 1 (19). P. 30–40. [in Ukrainian]

10. Levoniuk S. M., Kniupa A. S., Fyk I. M. Metodychnyi pidkhid do vyznachennia fliuidno?oprovidnosti rozryvnykh tektonichnykh porushen za hidroheokhimichnymy pokaznykamy yakisnoho skladu pytnykh pidzemnykh vod. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2021. No 1 (49). P. 5–11. [in Ukrainian]

11. Udalov I. V., Levoniuk S. M. Transformatsiia yakisnoho skladu pytnykh pidzemnykh vod tsentralnoi chastyny DDAB. *Heokhimiia tekhnohenezu*. 2019. Vol. 2 (30). P. 46–55. [in Ukrainian]
12. Lukin O. Yu. Zabezpechennia Ukrainy vlasnym pryrodnyim hazom: problemni aspekty (za materialamy naukovoi dopovidi na zasidanni Prezydii NAN Ukrainy 2 lypnia 2014 roku). *Visnyk Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. 2014. No 9. P.16-22. [in Ukrainian]
13. Mentukh I.O. Heolohichni osnovy perspektyvy rozrobky Shebelynskoho rodov-shcha. Heolohiia nafty i hazu : materialy mizhvuzovskoi naukovopraktychnoi konferentsii studentiv ta aspirantiv, 16-17 travnia 2017 r., Kharkiv, 2017. 98 p. [in Ukrainian]
14. Suyarko V. G. Geohimiya podzemnykh vod vostochnoy chasti Dneprovsko-Donetskogo avlakogena. H.: HNU imeni V.N. Karazina, 2006. 225 p. [in Russian]
15. Fesenko Yu. L., Volosnyk Ye. O., Fyk I. M. Stan i perspektyvy rozrobky Shebelynskoho hazokondensatnoho rodovshcha. *Naftova i hazova promyslovist*. 2009. No 5-6. P. 24-28. [in Ukrainian]
16. Fyk I. M., Fyk M. I., Fyk I. M. Perspektyvy dovhostrokovo rozrobky Shebelynskoho hazokondensatnoho rodovshcha v umovakh vidnovlennia zapasiv. *Visnyk Kharkivskoho natsionalnoho universytetu imeni V. N. Karazina. Seriya «Heolohiia. Heohrafiia. Ekolohiia»*. 2019. Vol. 50. P. 63-76.17. [in Ukrainian]
17. Yusupova L. F., Gutorov A. Yu. K voprosu ob istochnikah proishozhdeniya i putyah migratsii nefti pri formirovanii mestorozhdeniy na territorii respubliky Tatarstan. Materialy 38-y nauchno-tehnicheskoy konferentsii molodykh uchYonykh, aspirantov i studentov: v 3 tomah, 2011, Ufa. Vol. 2. 279 p. [in Russian]
18. Aksoy N., Şimşek C., Gunduz O. Groundwater contamination mechanism in a geothermal field: A case study of Balçova, Turkey. *Journal of Contaminant Hydrology*. 2009. Vol. 103, iss. 1-2. P. 13–28.
19. Nieber J. L. The relation of preferential flow to water quality, and its theoretical and experimental quantification. *Preferential Flow. Water Management and Chemical Transport in the Environment* : Proceedings of the 2nd International Symposium, January 3-5, 2001, Honolulu, USA, 2001. P. 1–9.
20. Schmoll O., Howard G., Chilton J., Chorus I. Protecting Groundwater for Health: Managing the Quality of Drinking-water Sources. London : IWA Publishing, 2006. 697 p.
21. Udalov I. V., Levoniuk S. M., Samoilo V. V. The ecological and hydrogeological factors of destabilization of drinking groundwater quality within Eastern Ukraine and the measures for its environmentally safe use. *Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment* : materials of XIII International Scientific Conference, 12-15 November 2019, Ukraine, Kyiv, 2019. P. 1–5.
22. Zaporozec A. Groundwater Contamination Inventory. IHP-VI, Series on groundwater, No 2. UNESCO, 2002.

# Виробничий досвід

УДК 622.24

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-3(84)-67-73

## ОСНОВНІ НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ АСПЕКТІВ БУРІННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

*І. В. Воєвідко\*, А. І. Васько, І. А. Васько*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: drill@nung.edu.ua*

*На основі аналізу сучасних публікацій розкрито ряд проблем, які виникають при бурінні горизонтальних свердловин. Зроблено висновок про необхідність обґрунтування вибору для буріння горизонтальних свердловин досконалих технічних засобів та прогресивних технологій. Висвітлено принцип роботи роторно-керованих систем в комплекті з телеметричними системами для успішного проведення такого типу свердловин. Представлено основні характеристики роторно-керованих систем, які характеризують їх роботу загалом. Сформовано основні параметри, які найбільш істотно характеризують роботу таких систем. Проведено морфологічний аналіз роторно-керованих систем і вибрано найбільш універсальні для роботи в різних геолого-технічних умовах. Розглянуто ряд методів для зниження тертя бурильної колони до стінки стовбура свердловини і обґрунтовано ефективність роботи реактивно-акустичної техніки і технології для буріння горизонтальних свердловин. Розглянуто основні характеристики бурових розчинів, які є універсальними і вирішують ряд проблем при бурінні горизонтальних свердловин. Проведено аналіз конструкцій бурових доліт для буріння сильно викривлених і горизонтальних свердловин і рекомендовано породоруйнуючий інструмент компанії Nov Downhole. Детально розглянута концептуальна розробка фірми «Шлюмберже», яка отримала назву «автономне похило-спрямоване буріння».*

*Ключові слова: породоруйнуючий інструмент, похило-спрямоване буріння, буровий розчин, горизонтальна свердловина, роторно-керована система.*

*Based on the analysis of modern publications, a number of problems that arise when drilling horizontal wells have been disclosed. The conclusion about the need to justify the choice of perfect technical means and advanced technologies for drilling horizontal wells has been made. The operation principle of rotary-controlled systems complete with telemetry systems for successful horizontal well development has been highlighted. The main characteristics of rotary-controlled systems that characterize their work as a whole have been presented. The main parameters that most significantly characterize the operation of such systems have been formed. A morphological analysis of rotary-controlled systems has been carried out, and the universal ones have been selected for operation in different geological and technical conditions. A number of methods for reducing the friction of the drill string against the walls of the wellbore have been considered, and the efficiency of the reactive-acoustic equipment and technology for drilling horizontal wells has been substantiated. The main characteristics of drilling fluids, universal and solving a number of problems when drilling horizontal wells, have been considered. An analysis of the designs of drilling flights for drilling highly deviated and horizontal wells has been carried out, and a rock-cutting tool from Nov Downhole has been recommended. The conceptual development of the Schlumberger company, called autonomous directional drilling, has been considered in detail.*

*Key words: rock cutting tool, directional drilling, drilling fluid, horizontal well, rotary steerable system.*

**Вступ**

Україна належить до країн із дефіцитом власних природних вуглеводневих ресурсів, і задовольняє потребу в газі за рахунок власного видобутку на 25-30%, у нафті – на 10-12%. Підвищення видобутку енергоносіїв залежить, в першу чергу, від швидкого розвитку нафтогазового комплексу України за рахунок підвищення ефективності і поліпшення якості буріння. Одним із напрямків розвитку галузі є буріння свердловин із горизонтальними стовбурами (ГС), особливо в покладах зі складно побудованих горизонтів із поганими колекторськими властивостями.

У світовій практиці за останні роки нагромаджено величезний досвід буріння ГС, який слід запозичати і застосовувати в Україні, однак ефективність технічних засобів і технологій, які пропонують різні науково-дослідні інститути, підприємства і фірми, не завжди відповідають рекламним гарантіям і вимогам родовищ конкретного регіону. Тому є потреба в ознайомленні широкого кола нафтовиків з найбільш прогресивними технікою і технологією буріння ГС.

**Аналіз сучасних публікацій**

Свердловини з ГС значно підвищують ефективність розробки нафтових і газових покладів, однак в процесі проведення такого типу свердловин виникає ціла низка проблем, нехтування якими може значно ускладнити процес буріння ГС [1,2].

Однією з найбільш складних в техніко-технологічному плані є необхідна точність реалізації проектного профілю ГС [3]. Для цього використовуються керовані вибійні системи як для роторного способу буріння, так і для буріння із застосуванням гідравлічних вибійних двигунів [4,5].

Технологія буріння ГС із середніми і малими радіусами викривлення передбачає використання спеціальних інноваційних конструкцій доліт, які характеризуються значною боковою фрезеруючою здатністю [6,7].

За останні роки розроблено низку технічних засобів, що забезпечують створення необхідного навантаження на вибій ГС при бурінні їх горизонтального інтервалу [5,6,7,8].

В умовах горизонтального буріння погіршуються умови транспортування шлам, виникають проблеми із забезпеченням стійкості стінок свердловини, попередження прихоплень, а також необхідність збереження колекторських властивостей привибійної зони продуктивного

пласта, що накладає додаткові вимоги щодо їх рецептури [5,6,9,10].

Важливою проблемою при бурінні складнопрофільних і горизонтальних свердловин є зменшення сил тертя бурильної колони в стовбурі ГС, які знижують техніко-економічні показники буріння і підвищують небезпеку прихоплення інструменту.

**Формулювання цілей статті**

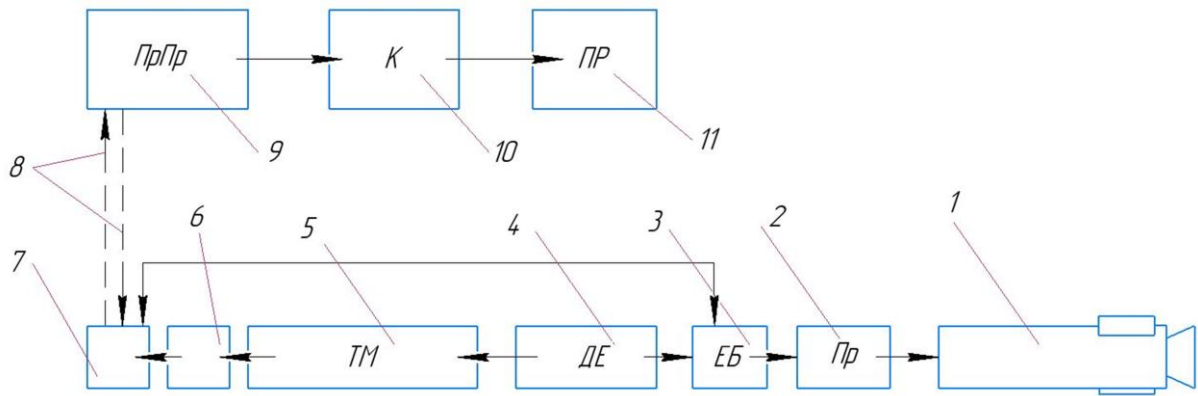
Метою цієї статті є обґрунтування вибору досконалих технічних засобів та прогресивних технологій, застосування яких істотно підвищить вірогідність успішного проведення горизонтальних свердловин.

**Виклад основного матеріалу**

Успішне проведення горизонтальних свердловин вирішує ряд проблем, пов'язаних з експлуатацією нафтових і газових покладів, підвищуючи дебіти в середньому в 3-5 разів (у багатьох випадках – понад 10 разів) порівняно з дебітом вертикальних свердловин. Однак при цьому з'являються проблеми, пов'язані із буріння горизонтальних свердловин, – складності реалізації проектного профілю свердловини, високий рівень тертя бурильної колони до її стінок та інші, що ускладнює процес доведення навантаження до долота, а колона бурильних труб при цьому працює в аномальних умовах. Крім того, процес буріння горизонтальних свердловин вимагає застосування спеціального породоруйнуючого інструменту та удосконаленої рецептури бурових розчинів. Для реалізації проектної траєкторії горизонтальної свердловини з кінця 1990-х років успішно застосовуються роторні керовані системи (РКС) у комплекті з вибійними телеметричними системами (ВТС).

Вказані системи є найефективнішим обладнанням, а в комбінації із телеметричними системами та системами геонавігації перетворилися на високодосконалі безпілотні інструменти дистанційного координування напрямком свердловин, що буряться. Потенціал даних систем вражає: при високій точності ( $\pm 0,1\%$ ) та швидкодії вказані системи здатні реалізувати буріння свердловин довільної орієнтації в просторі протяжністю до 13 км безперервними рейсами, які можуть перевищувати 1000 м. Сучасна відхиляюча система - безпілотний електронно-механічний агрегат з дистанційним керуванням. На рисунку 1 наведено схему РКС.

Маючи в складі автономні джерела електроенергії (4), роторно-керовані системи керуються оператором із поверхні через комп'ютер,



1 - механізм викривлення; 2 - привод механізму викривлення; 3 - електронний блок керування приводом механізму викривлення; 4 - джерело електроенергії (гідротурбіна чи акумуляторні батареї); 5 - телеметрія; 6 - електронний блок телеметрії; 7 - блок передачі та прийому інформації, яка передається із поверхні до вибійної системи; 8 - канал зв'язку (гідроімпульсний, електромагнітний); 9 - приймальний пристрій та підсилювач сигналу; 10 - комп'ютер; 11 - прилад для візуального контролю

Рисунок 1 – Принципова схема РКС

який конвертує сигнал, що передається за допомогою бурового розчину або із використанням електромагнітного опромінення (8), до вибійної компоновки, в якій через електронний блок (3) та системи привода (2) відхиляючого механізму (1) відбувається орієнтована зміна напрямку свердловини за вказаним курсом.

Паралельно цьому інтегрована телеметрична система (5) здійснює безперервний моніторинг кутових параметрів свердловини, що розбурюється, й за допомогою електронного блоку (6) та системи трансформації сигналу (7) передає дані на поверхню в приймальний блок та блок підсилення сигналу (9), а потім в комп'ютер (10) та на пристрій візуального контролю процесу буріння (11) безпосередньо до оператора. В таблиці 1 наведено основні характеристики РКС.

На основі даних таблиці 1 проведено морфологічний аналіз роторних систем, тобто був застосований евристичний метод вирішення поставленої задачі.

Черговість дій для аналізу наступні:

1. Визначити конкретну мету.
2. Виділити ключові елементи об'єкту.
3. Занести їх в таблицю.
4. Провести оцінку наявних варіантів.
5. Вибрати оптимальний варіант.

На основі наведених в таблиці характеристик було сформовано основні параметри, які найповніше характеризують роботу РКС. В результаті аналізу було вибрано найбільш універсальні роторно-керовані системи для роботи в різних геолого-технічних умовах.

“Power Archer 475” компанії “Schlumberger”.  
“Revolution 675” компанії “Weatherford”.

У зв'язку із складністю траєкторій горизонтальних свердловин виникають проблеми з доведенням навантаження до долота. Досвід буріння горизонтальних ділянок такого типу свердловин показує, що однією з основних причин, які призводять до низьких техніко-економічних показників, є зависання бурильної колони на стінках свердловини, що, зрештою, може призвести до її прихоплення. Основним чинником, який спричиняє вказані проблеми, є значна сила тертя бурильної колони до стінки проміжної обсадної колони або стовбура свердловини.

Буріння на обсадній колоні – один із перспективних напрямків удосконалення технології буріння сильно викривлених ділянок свердловини. Такий підхід дозволяє вирішити проблеми, пов'язані із втратою стійкості стінок свердловини, а також покращити умови просування низу бурильної колони [12]. Однак такий специфічний спосіб буріння не пройшов промислової апробації в повному обсязі, тож про його ефективність говорити, поки що зарано.

В результаті фундаментальних і прикладних досліджень в області гідродинаміки і нелінійної гідроакустики вдалося встановити цілий ряд принципово нових ефектів [13]. Суть полягає в тому, що при малих енергозатратах відбувається перетворення енергії гідроакустичних хвиль в енергію інших видів.

На основі вищезазначених ефектів розроблена реактивно акустична техніка і технологія

Таблиця 1 – Основні характеристики РКС

Характеристики	«PowerDrive X6 475» компанії «Schlumberger»	«PowerDrive Archer 475» компанії «Schlumberger»	«Revolution 675» компанії «Weatherford»	«Suresteer» компанії «APS technology»	«Wellguide RSS» компанії «Gyrodatta»	«DART» компанії «Андрейдж»
Управління зміщенням долота	Push the bit	Hybrid	Point the bit	Push the bit	Point the bit	Point the bit
Діаметр стовбура, мм	139,7-172	149,2-171,5	146-171,5	152,4-171	152,4-171	149,2-171,5
Тип бурового розчину	РВО/РУО	РВО/РУО	РВО/РУО	РВО/РУО	РВО/РУО	РВО/РУО
Максимальна робоча температура, °С	150/175	150	149	150	150	150
Максимальний тиск на вибої, МПа	137	137	172	137,9	138	137
Максимальна просторова інтенсивність, °/30м	8	18	10	6,5	12,5	3
Максимальна швидкість обертання, об/хв.	220	350	300	200	250	220
Максимальний крутний момент на долоті, Н·м	5420	12500	13558	12150	10846	13600
Максимальне осьове навантаження, т	22,3	24,3	11,3	-	11,4	13,6
Діапазон витрати, л/с	6,3 – 24	13,9 – 22	22	18	18	9,5 – 18,9

для буріння горизонтальних свердловин, яка дозволяє підвищити техніко-економічні показники буріння горизонтальних свердловин, в тому числі через суттєве зниження сил тертя бурильної колони, і забезпечення потрібного навантаження на долото. Процес буріння здійснюється із застосуванням реактивно-акустичних модулів (РАМ) розміром 215,9, 190 і 124 мм.

Одним із реальних методів пониження тертя при контакті бурильної колони із стінками свердловини є хімічний метод, який ґрунтується на підвищенні мастильних властивостей бурових розчинів.

При додаванні в буровий розчин 5-10% нафти з графітним компонентом в кількості 0,6% сила тертя між металевою поверхнею і глинистою кіркою зменшується на 20-30%, а проходка на долото збільшується на 5-10% [14]. Такий метод досить доступний, оскільки не передбачає використання дефіцитних і високоцартісних компонентів бурового розчину.

Конструкція бурильної колони при проведенні ГС повинна забезпечувати доведення осьового навантаження і обертового моменту

до породоруйнуючого інструменту, а також не заважати процесу очищення горизонтального стовбура від вибуреної породи. При цьому бурильні труби повинні бути зносостійкими як по тілу, так і по замкових з'єднаннях та надійними в експлуатації при значних напруженнях, що виникають при роботі в сильно викривлених ділянках стовбура свердловини.

За останній час в багатьох країнах при бурінні ГС застосовують алюмінієві бурильні труби (ЛБТ). Труби ЛБТ значно легші від сталевих бурильних труб (СБТ) і відносно міцні. Включення труб ЛБТ в бурильну колону дозволяє зменшити динамічну складову їх роботи. При цьому напруження, які виникають в стінках труб при викривленні стовбура свердловини, майже в три рази менші в порівнянні із СБТ. Ось чому такого типу труби підходять для буріння ГС з високими темпами набору кривизни свердловини [15].

Основні вимоги до конструкції легкосплавних бурильних труб висунуті в міжнародному стандарті ISO-15546:2007 «Бурильні труби із алюмінієвих сплавів для нафтової і газової промисловості», який введений в дію з 2007 р.

Широко застосовуються комбіновані бурильні колони – за типорозміром і границею плинності, тобто поєднують СБТ і ЛБТ.

Є інформація, що включення в склад бурильної колони ЛБТ призводить до зниження опору обертанню і переміщенню бурильної колони і, як результат, до зменшення крутного моменту на приводі ротора і навантаження на гаку при підніманні в 1,7 рази. При цьому збільшується мінімальний запас міцності всієї бурильної колони на 50-60% [16].

Буровий розчин є надзвичайно важливим елементом, який визначає якість і техніко-економічні показники будівництва горизонтально спрямованих свердловин. При цьому його основні функції аналогічні промивальним рідинам, що застосовуються при бурінні вертикальних свердловин, але вимоги до них дещо жорсткіші. Це пов'язано із необхідністю профілактики прихоплення бурильної колони, а також зміни певних параметрів розчину для підвищення його транспортної ефективності.

Вище ми вже розглядали ефективний метод зниження тертя між бурильною колоною і стінками свердловини за рахунок покращення мастильної здатності бурових розчинів.

Вважаємо необхідним зазначити високу ефективність біополімерної системи Біокар-МТ, яка розроблена компанією ТОВ «Геосинтез інженіринг» (м. Полтава). Розроблена технологія керування властивостями цієї системи забезпечує стійкість стінок свердловини при термічній стійкості таких біополімерних систем до 150°C [17]. Такі властивості зазначеної біополімерної системи.

Аналіз бурових розчинів, що пропонує міжнародна нафтосервісна компанія «Акрос» [18], зокрема MAX-FLOW, MAX-FLOW SL, MAX-FLOW SF, H-FLOW, UNIDRIL показали, що вони, в основному, призначені для якісного розкриття продуктивних пластів, які оптимізовані під різні геологічні умови.

Однак буровий розчин UNIDRIL є універсальним і може вирішити ряд проблем при бурінні горизонтальних стовбурів. Зазначений буровий розчин на вуглеводневій основі практично ідеально підходить для буріння в схильних до осипання породах, характеризується низьким коефіцієнтом тертя і рівнем фільтрації, а також відрізняється високою стабільністю параметрів і толерантністю до вмісту вибуреної породи і забруднюючих речовин.

Аналіз конструкцій бурових доліт для буріння сильно викривлених і горизонтальних ділянок свердловин показав, що принципових відмінностей в їх конструктивному виконанні

немає в порівнянні із буровими долотами в традиційному виконанні.

Однак, на особливу увагу заслуговують розроблені для похило спрямованого буріння долота компанії NOV Downhole. Зазначені бурові долота призначені для використання в складі роторно-керованих систем [19]. В першу чергу, це долота типу PDC серії Seeker™. Зазначена серія має ряд переваг: наявність системи контролю реактивного моменту і пониження ударних коливань, а також те, що вони можуть бути оснащені так званими калібрами, які уможливають викривлення свердловини з різним ступенем інтенсивності.

В компанії розроблено спеціальну систему System Matched™ для оптимального підбору доліт, який представляє собою інтерактивний мережевий інструмент. Унікальна система аналізує ключові параметри долота, такі як довжина, геометрія калібру, конструкція основних і калібруючих різців за допомогою алгоритмів роботи інструменту із врахуванням траєкторії свердловини.

Вказана система знаходиться у відкритому доступі для співробітників NO Downhole, які працюють у всіх нафтогазовидобувних державах, і дозволяє оперативно підібрати найбільш придатне долото із всієї продуктової лінійки.

Вважаємо за необхідне зупинитися на концептуальній розробці фірми «Шлюмберже», яка отримала назву «автономне похило-спрямоване буріння» (АПБ). Компанія представила і описала АПБ не як інструмент, не як послугу, а як об'єднання всіх технологій, інженерних розробок і експертних знань в області буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин [20]. Ця об'єднуюча концепція формує певний код, який керує обладнанням, що будує свердловину автономно.

Автономне похило-спрямоване буріння – це смілива ідея, що перетворилась у реальність, над якою компанія «Шлюмберже» працювала близько 20 років. Кінцевий результат цієї розробки – впровадження повністю автономної компоновки низу бурильної колони (КНБК), яка спроможна бурити кожен інтервал стовбура свердловини. Передбачено, що автономна КНБК буде постійно аналізувати своє розташування, характеристики пласта, умови і траєкторію буріння для оптимізації керування свердловиною. По суті, АПБ дозволяє нафтогазовій галузі знизити затрати на пробурений метр і досягнути оптимального розташування свердловини для підвищення ефективності буріння.

Досягнення цього означає відмову від різноманітних, незалежних один від одного робо-

чих процесів. АПБ – це повністю інтегрована база даних, яка гарантує повну гармонію всіх задач, які необхідні для досягнення цілей скерованого буріння незалежно від родовища, бурової установки, або траєкторії свердловини найбільш ефективним способом. Це можливо досягнути тільки за рахунок використання останніх досягнень в області обчислювальної техніки.

Звичайно, абсолютна автономія ще попереду, але те, що вже зробила компанія «Шлюмберже» на сьогоднішній день – можна констатувати як розвиток надзвичайно важливих можливостей. Слід зазначити, що компанія тільки в 2020 році провела апробацію комплексу розробок в області автономного буріння на 10 свердловинах в різних регіонах на суходолі і на морі в басейнах від Північного моря до Близького Сходу і Північної Америки. Результати промислового впровадження АПБ показали високу ефективність цього автономного комплексу.

Компанія «Шлюмберже» задекларувала також свій шлях до повної автономії в найближчій перспективі. Вони структурували свою розробку навколо шести ключових рівнів автономних можливостей. Ці рівні служать загальною структурою в «Шлюмберже» і узагальнені з другими галузями, щоб допомогти розвитку технологій, які можуть бути розгорнуті та реалізовані для досягнення кінцевої мети АПБ.

Перші три рівні, від 0 до 2 забезпечуються моніторингом і підтримкою системами автоматизації, дають можливість забезпечити відстеження траєкторій свердловин, а також спеціальних алгоритмів автоматизації для стабілізації її нахилу.

Рівень 3 об'єднує декілька функцій з «інтелектуальною» системою, яка підтримує прийняття аналітичних рішень з автоматизації процесу керування.

Рівень 4 суміщає робочі процеси будівництва свердловин з автоматизацією бурової установки. Саме в цьому є основна перевага АПБ, оскільки воно з самого початку вмонтоване в систему автоматизації бурової установки.

Рівень 5 дає оцінку характеристик підземних пластів, щоб оптимізувати методи геонавігації і розташування вибоїв свердловин в реальному часі. Власне на цьому етапі система повністю автономна.

Таким чином, можна вважати, що розроблення автономного похило-скерованого буріння – це істотний крок вперед в плані майбутнього будівництва нафтогазових свердловин.

## Висновки

1. Найефективнішими роторними системами, що дозволяють дистанційно координувати напрямок свердловини, слід вважати обладнання “Power Drive Archer 475” компанії «Schlumberger” і “Revolution 675” компанії “Weatherford”.

2. Для істотного зменшення сил тертя між бурильною колоною і стінками свердловини та підвищення техніко-економічних показників буріння горизонтальних свердловин загалом, доцільно застосовувати реактивно-акустичні техніку і технології, які базуються на принципово нових ефектах в області гідродинаміки і нелінійної гідроакустики.

3. Для вирішення ряду проблем при бурінні горизонтальних стовбурів слід використовувати буровий розчин UNIDRIL, який пропонує міжнародна сервісна компанія «Акрос».

4. Аналіз конструкцій бурових доліт для буріння сильно викривлених і горизонтальних ділянок свердловини показав, що заслуговують на особливу увагу долота компанії NovDowhole, які підбираються за допомогою System Mathead, враховуючи максимальну кількість параметрів буріння і траєкторію свердловини.

5. Істотним кроком вперед стосовно будівництва свердловин з сильно викривленими ділянками є система автономного похило-спрямованого буріння компанії “Schlumberger”, тобто самоорієнтована компоновка низу бурильної колони (КНБК). Автономна КНБК постійно аналізує своє розташування, характеристики пласта, умови буріння і траєкторію буріння.

## Література

1. Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами / Оганов К.О., Кунцяк Я.В., Гаврилов Я.С., Дубленич Ю.В., Наритник І.І. К.: Наукова думка, 2002. 197 с.

2. Технологический регламент на строительство скважин с горизонтальным окончанием ствола на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь». Кагалым, 2007.

3. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М.. Бурение горизонтальных скважин. Краснодар: Совет. Кубань, 2008. 424 с.

4. Анализ работы роторно-управляемых систем в различных геолого-технических условиях. Томск: кандидатская диссертация, 2020. 110 с.

5. Офіційний ресурс компанії NOV URL: <http://nov.com>.

6. Боголюбов Р.М., Гринёв А.М., Дедов Н.К. Создание инновационных алмазных долот для бурения дополнительных боковых стволов. СГЕУ, 2016.
7. Офіційний ресурс компанії Schlumberger URL: <https://www.slb.com>.
8. Патент РФ №2006563 С1, E21B10/D0. Способ создания осевой нагрузки на забой горизонтальной скважины и устройство для его осуществления.
9. Аксёнова Н.А., Рожкова О.В. Буровые промысловые жидкости и промывка скважин. Тюмень: Тюменский индустриальный университет (ТНУ), 2016.
10. Офіційний ресурс компанії Геосинтез (электронный ресурс). URL: <https://gse.com>.
11. Минаев К.М. Работа роторно-управляемых систем в различных геолого-технических условиях. *Вестник Томского политехнического университета*. Нефтегазовое дело. 2020. №11.
12. Щевелёв А.А., Ишбаев Г.Г. Обзор методов снижения сил трения при бурении горизонтальных скважин. *Геология, геофизика, бурение*, 2019, т.17, №3.
13. Муфазалов Р.Ш. Реактивно-акустическая техника и технология бурения глубоких горизонтальных скважин. *Нефть и газ. Новации*. 2016. №3.
14. Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Любимова С.В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами. *Нефтегазовое дело*. 2012.
15. Руководство по эксплуатации и рекомендации по проектированию бурильных колонн. Легкосплавные бурильные трубы ЛБТПН с наружным диаметром 90, 103, и 129 мм. М.: ООО «Бурильные трубы», 2016.
16. Щавелев А.А., Ишбаев Г.Г. Обзор методов снижения сил трения при бурении горизонтальных скважин. *Нефтегазовое дело*, 2019.
17. Лубан С.В. Підвищення ефективності систем біополімерних безглинистих бурових розчинів: Автореферат дисертації канд.техн.наук. Івано-Франківськ, 2017.
18. <https://www.akros-ilc.com/>
19. <https://www.nov.com>.
20. <https://www.schlumberger.com>.
3. Bulatov A.I., ProsYolkov E.Yu., ProsYolkov Yu.M.. Burenie gorizontalnykh skvazhin. Krasnodar: Sovet. Kuban, 2008. 424 p. [in Russian]
4. Analiz raboty rotorno-upravlyaemykh sistem v razlichnykh geologo-tehnicheskikh usloviyakh. Tomsk: kandidatskaya dissertatsiya, 2020. 110 p. [in Russian]
5. Ofitsiyni resurs kompanii NOV URL: <http://nov.com>. [in Ukrainian]
6. Bogolyubov R.M., GrinYov A.M., Dedov N.K. Sozdanie innovatsionnykh almaznykh dolut dlya bureniya dopolnitelnykh bokovykh stvolov. SGEU, 2016. [in Russian]
7. Ofitsiyni resurs kompanii Schlumberger URL: <https://www.slb.com>.
8. Patent RF No 2006563 S1, E21V10/D0. Sposob sozdaniya osevoy nagruzki na zaboy gorizontальной skvazhiny i ustroystvo dlya ego osuschestvleniya. [in Russian]
9. AksYonova N.A., Rozhkova O.V. Burovyie promyvochnyie zhidkosti i promyvka skvazhin. Tyumen: Tyumenskiy industrialnyi universitet (TNU), 2016. [in Russian]
10. Ofitsiyni resurs kompanii Geosintez (elektronniy resurs). URL: <https://gse.com>.
11. Minaev K.M. Rabota rotorno-upravlyaemykh sistem v razlichnykh geologo-tehnicheskikh usloviyakh. *Vestnik Tomskogo politehnicheskogo universiteta*. *Neftegazovoe delo*. 2020. No11. [in Russian]
12. SchevelYov A.A., Ishbaev G.G. Obzor metodov snizheniya sil treniya pri burenii gorizontalnykh skvazhin. *Geologiya, geofizika, burenie*, 2019, Vol.17, No3. [in Russian]
13. Mufazalov R.Sh. Reaktivno-akusticheskaya tehnika i tehnologiya bureniya glubokikh gorizontalnykh skvazhin. *Neft i gaz. Novatsii*. 2016. No3. [in Russian]
14. Huzina L.B., Petrova L.V., Lyubimova S.V. Metody snizheniya sil treniya pri razrabotke mestorozhdeniy gorizontalnyimi skvazhinami. *Neftegazovoe delo*. 2012. [in Russian]
15. Rukovodstvo op ekspluatatsii i rekomendatsii po proektirovaniyu burilnykh kolonn. Legkosplavnyie burilnyie trubyy LBTPN s naruzhnyim diametrom 90, 103, i 129 mm. M.: ООО «Burilnyie trubyy», 2016. [in Russian]
16. Schavelev A.A., Ishbaev G.G. Obzor metodov snizheniya sil treniya pri burenii gorizontalnykh skvazhin. *Neftegazovoe delo*, 2019. [in Russian]
17. Luban S.V. Pidvyshchennia efektyvnosti system biopolimernykh bezghlynistykh burovykh rozchyniv: Avtoreferat dysertatsii kand.tekhn.nauk. Ivano-Frankivsk, 2017. [in Ukrainian]
18. <https://www.akros-ilc.com/>
19. <https://www.nov.com>.
20. <https://www.schlumberger.com>

### References

1. Praktyka burinnia i ekspluatatsii sverdlovyh z horyzontalnymy stovburamy / Ohanov K.O., Kuntsiak Ya.V., Havrylov Ya.S., Dublenych Yu.V., Narytnyk I.I. K.: Naukova dumka, 2002. 197 p. [in Ukrainian]
2. Tehnologicheskyy reglament na stroitelstvo skvazhin s gorizontalnyim okonchaniem stvola na mestorozhdeniyah ООО «Lukoil – Zapadnaya Sibir» . Kagalyim, 2007. [in Russian]