

# РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

3 (80) 2021

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

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

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

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

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

Підписано до друку 30.09.2021 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 Літогенетичні передумови формування резервуарів і порід-колекторів у середньодевонських відкладах Східносаратського родовища (Переддобрудзький прогин)  
*В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, М. І. Павлюк, Л. Б. Кошіль, М. Б. Яковенко*

---

### Техніка і технології

---

- 19 Вплив глибини введення газліфтного газу в насосно-компресорні труби і його витрати на дебіт обводненої газової свердловини  
*Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова*
- 26 Методика визначення технологічних параметрів удосконаленої струминної свердловинної установки  
*Я. Я. Якимечко, Л. Б. Мороз, С. О. Овецький, Я. М. Фем'як*

---

### Дослідження і методи аналізу

---

- 36 Методичні підходи до оцінки напружено-деформованого стану трубопроводів у випадках їх несиметричного навантаження на ділянках надземних переходів  
*О. Ю. Коробков, Є. Й. Ріпецький, Р. Й. Ріпецький*
- 46 Обґрунтування методу моделювання циркуляційних потоків при обертанні наддолотного струминного насоса  
*Д. О. Паневник*
- 53 Експериментальні дослідження умов передачі соленосними породами гірського тиску на обсадну колону  
*І. М. Ковбасюк, І. І. Чудик, О. Б. Марцинків, М. В. Сенюшкович*

## З М І С Т

### Наука — виробництву

Улучшение реологических свойств геополимеров щелочной активации с применением технологических жидкостей на безводной основе  
А. А. Алиев 60

Перспективи дорозробки Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища із значними запасами ретроградного конденсату  
С. В. Матківський, Є. С. Бікман, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова 68

Вимоги до оформлення статей 77

## РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

3 (80) 2021

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

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

### РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:

Багрій С. М., канд. геол. наук  
Біщак Р. Т., канд. техн. наук  
Величкович А. С., канд. техн. наук  
Витязь О. Ю., канд. техн. наук  
Віра В. В., канд. техн. наук  
Гедзик Н. М., канд. техн. наук  
Джус А. П., д-р техн. наук  
Добротворський С. С., д-р техн. наук  
Долгов М. А., д-р техн. наук  
Дреус А. Ю., д-р техн. наук  
Здерка Т. В., канд. геол. наук  
Іванов В. О., канд. техн. наук  
Касіяничук 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  
Jasko 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://rmgr.nung.edu.ua>

# PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

3 (80) 2021

*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 30.09.2021  
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 Lithogenetic preconditions of reservoirs and reservoir rocks formation in the Middle Devonian sediments of the Skhidnosaratske deposit (Dobrudja Foredeep)  
*V. P. Hnidets, K. H. Hryhorchuk, M. I. Pavlyuk, L. B. Koshil, M. B. Yakovenko*

---

### *Technics and technology*

---

- 19 Influence of the depth of gas-lift gas injection into tubing and its consumptions on the flow rate of a water-cut gas well  
*R. M. Kondrat, O. R. Kondrat, L. I. Haidarova*
- 26 Methods for determining the technological parameters of an advanced jet well installation  
*Ya. Ya. Yakymchko, L. B. Moroz, S. O. Oveckiy, Ya. M. Femiak*

---

### *Research and methods of analysis*

---

- 36 Methodological approaches to assessing the stress-strain state of pipelines in cases of their asymmetric load on the sections of overhead crossings  
*O. Yu. Korobkov, Ye. Y. Ripetskyi, H. Y. Ripetskyi*
- 46 Substantiation of the method of modeling circulating flows during the rotation of the overhead jet pump  
*D. O. Panevnyk*
- 53 Experimental research of the conditions for the transfer of rock pressure by saliniferous rocks to the casing  
*I. M. Kovbasiuk, I. I. Chudyk, O. B. Martsynkiv, M. V. Seniushkovych*

---

# CONTENTS

---

## Science — production

---

Improving the rheological properties of alkaline-activated geopolymers using water-free fluids 60

*A. A. Aliyev*

Prospects for additional development of the Hadyach oil and gas condensate field with significant reserves of retrograde condensate 68

*S. V. Matkivskiy, Ye. S. Bikman, O. R. Kondrat, L. I. Haidarova*

Requirements for the article 77

## PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 3 (80) 2021

*Editor in Chief:*

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

*Executive Secretary:*

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

### EDITORIAL BOARD:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Jacko Stanislav**, PhD (Slovakia)

**Kotwica Krzysztof**, PhD (Poland)

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

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

### The Address of the Editorial Office:

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

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

tel.: (0342) 50-77-96

fax: (0342) 54-58-26

e-mail: [redactor@nung.edu.ua](mailto:redactor@nung.edu.ua)

[redntv@nung.edu.ua](mailto:redntv@nung.edu.ua)

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

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 552.5+551.7.022.4/734.5 (477.74)  
DOI: 10.31471/1993-9973-2021-3(80)-7-18

## ЛІТОГЕНЕТИЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ФОРМУВАННЯ РЕЗЕРВУАРІВ І ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У СЕРЕДНЬОДЕВОНСЬКИХ ВІДКЛАДАХ СХІДНОСАРАТСЬКОГО РОДОВИЩА (ПЕРЕДДОБРУДЗЬКИЙ ПРОГІН)

*В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, М. І. Павлюк, Л. Б. Кошіль, М. Б. Яковенко\**

*Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України; 79060, м. Львів, вул. Наукова, 3-а;  
e-mail: [mailto:radkov\\_n@ukr.net](mailto:mailto:radkov_n@ukr.net), [kosagri@ukr.net](mailto:kosagri@ukr.net),  
[koshillesia@gmail.com](mailto:koshillesia@gmail.com), [myroslavakoshil@ukr.net](mailto:myroslavakoshil@ukr.net)*

*Розглянуто літологічні особливості відкладів середнього девону Східносаратської структури Переддобрудзького прогину в аспекті їхнього впливу на формування порід-колекторів і резервуарів вуглеводнів. У розрізі виділено 9 літоциклів регресивної природи (e-1 – e-5; g-1 – g-4), які характеризуються двочленною будовою. Кожний літоцикл є окремим продуктивним горизонтом. Нижні частини останніх складені поровими та тріщинними породами-колекторами (вапняки, доломіти, алевроліти, пісковики), а верхні – флюїдоупорними пачками (мергелі, ангідрити). Особливості обстановок циклічного осадонагромадження спричинили просторово-вікову мінливість локалізації та морфології пасток, характер поширення порід-колекторів різного типу, а постседиментаційні процеси зумовили просторову неоднорідність петрофізичних властивостей порід, що стало причиною різних перспектив окремих ділянок Східносаратського родовища. Склепінні пастки продуктивних горизонтів ейфельських відкладів тяжіють до ділянки св. 2, а живецьких – до св. 1. При цьому у першому випадку найбільш перспективними є горизонти e-2 та e-3, у другому – g-2 – g-4. Часто потужніші пачки більш якісних порід-колекторів розвинені поза межами склепіння, що спричинило формування пасток літологічного типу у горизонтах e-1 та e-2. Показано, що складна структура (наявність прошарків карбонатних та теригенних порід) флюїдоупорних мергельно-сульфатних пачок може спричиняти розсіювання вуглеводнів і тим знижувати перспективи окремих горизонтів, зокрема e-2 та e-3. Встановлена неоднорідність будови продуктивних горизонтів, викликання окремих пачок як порових, так і тріщинних колекторів, просторова нерівномірність розвитку процесів ангідритизації та доломітизації вапняків дають підстави припускати можливість формування окремих покладів з різною гіпсометрією водонафтових контактів.*

*Ключові слова: вуглеводні; літологічні особливості; літоцикли; породи-колектори; відклади середнього девону; Переддобрудзький прогин.*

*Рассмотрены литологические особенности отложений среднего девона Восточносаратской структуры Переддобруджского прогиба в аспекте их влияния на формирование пород-коллекторов и резервуаров углеводородов. В разрезе выделено 9 литоциклов регрессивной природы (e-1 – e-5; g-1 – g-4), которые характеризуются двучленным строением. Каждый литоцикл представляет собой отдельный продуктивный горизонт. Нижние части последних составлены поровыми и трещинными породами-коллекторами (известняки, доломиты, алевролиты, песчаники), а верхние – флюидоупорными пачками (мергели, ангидриты). Особенности обстановок циклического осадонакопления вызвали пространственно-возрастную изменчивость локализации и морфологии ловушек, характер распространения пород-коллекторов различного типа,*

а постседиментационные процессы обусловили пространственную неоднородность петрофизических свойств пород, что повлекло различные перспективы отдельных участков Восточносаратского месторождения. Сводовые ловушки продуктивных горизонтов ейфельских отложений тяготеют к участку скв. 2, а живетских – к скв. 1. В первом случае наиболее перспективными являются горизонты e-2 и e-3, во втором – g-2 – g-4. Часто мощные пачки более качественных пород-коллекторов развиты за пределами свода, что повлекло за собой формирование ловушек литологического типа в горизонтах e-1 и e-2. Показано, что сложная структура (наличие слоев карбонатных и терригенных пород) флюидоупорных мергельно-сульфатных пачек может вызвать рассеивание углеводородов и тем снижать перспективы отдельных горизонтов, в частности e-2 и e-3. Установлена неоднородность строения продуктивных горизонтов, выклинивание отдельных пачек как поровых, так и трещинных коллекторов, пространственная неравномерность развития процессов ангидритизации и доломитизации известняков дают основания предполагать возможность формирования отдельных залежей с разной гипсометрией водонефтяных контактов.

Ключевые слова: углеводороды; литологические особенности; литоциклы; породы-коллекторы; отложения среднего девона; Преддобруджский прогиб.

*The lithological features of the Middle Devonian sediments of the Skhidnosaratska structure of the Dobrudja Foredeep in the aspect of their influence on the formation of reservoir rocks and hydrocarbon reservoirs have been considered. Nine lithocycles of regressive nature (e-1 – e-5; g-1 – g-4), characterized by a two-membered structure have been identified in the section. Each lithocycle represents a separate productive horizon. The lower parts of the latter are composed of porous and fractured reservoir rocks (limestones, dolomites, siltstones, sandstones), and the upper parts are composed of fluid-resistant packs (marls, anhydrites). Features of cyclic sedimentation conditions caused spatial-age variability of trap localization and morphology, nature of distribution of reservoir rocks of various types, and post-sedimentation processes caused spatial heterogeneity of petrophysical properties of rocks, which entailed different prospects for individual areas of the Skhidnosaratske deposit. The vaulted traps of the productive horizons of the Eifelian deposits tend to the area of borehole 2, and the Zhivetian deposits to the borehole 1. Consequently, in the first case, the most perspective horizons are e-2 and e-3, in the second – g-2 – g-4. Often more powerful packs of better-quality reservoir rocks are developed outside the vault, which leads to the formation of lithological traps in the e-1 and e-2 horizons. It has been shown that the complex structure (presence of layers of carbonate and terrigenous rocks) of fluid-resistant marl-sulfate packs could cause dispersion of hydrocarbons and thus reduce the prospects of individual horizons, in particular, e-2 and e-3. The established heterogeneity of the structure of the productive horizons, the pinching out of individual packs of both pore and fractured reservoirs, the spatial uneven development of the limestones anhydritization and dolomitization processes give possibilities to suggest the formation of separate deposits with different hypsometry of water-oil contacts.*

Key words: hydrocarbons; lithological features; lithocycles; reservoir rocks; Middle Devonian sediments; Dobrudja foredeep.

### Вступ

Біогенно-євапоритові відклади девону Переддобрудзького прогину є одними із перспективних комплексів Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області. Так, у сульфатно-карбонатних нашаруваннях середнього девону відкриті Східносаратське та Жовтоярське родовища нафти та отримані незначні припливи нафти на Білолеській та Сариярській структурах. Поклади вуглеводнів пов'язують [1, 2] з літологічними пастками (біогермами, біостромами), які розвинені у теригенно-сульфатно-карбонатній товщі середнього девону, що складена перешаруванням ангидритів, доломітів, вапняків, аргілітів та піщано-алевролітових порід циклічної послідовності [3, 4].

Проведені нами дослідження [4] вказали на приуроченість карбонатних акумулятивних тіл до нижніх частин циклітів та дозволили спрогнозувати ділянки їхнього розвитку. Низка таких утворень поширена в районі Східносаратської структури (родовища). Остання, порівняно з іншими, відносно добре розбурена, тому всебі-

чні її дослідження дозволять встановити певні особливості розвитку резервуарів, порід-колекторів та флюїдоупорів, що може бути використано при дослідженні подібних літогенетичних утворень.

Мета роботи – встановити літологічні особливості середньодевонських відкладів Східносаратської структури Переддобрудзького прогину в аспекті їхнього впливу на формування порід-колекторів і резервуарів вуглеводнів; зокрема з'ясувати літологічну (циклічну) структуру відкладів ейфельського та живетського ярусів, визначити особливості поширення продуктивних горизонтів, локалізацію, морфологічні особливості та будову резервуарів, характер розвитку порід-колекторів різного типу і якості, і на цій основі спрогнозувати наявність літологічних пасток та оцінити основні перспективи виділених горизонтів щодо їх нафтогазоносності.

## Методика

Пошуки, розвідка та експлуатація родовищ у карбонатних породах суттєво ускладнені через їхню фаціальну неоднорідність, латеральну мінливість, багатоманітність літолого-петрографічних типів порід, непостійність петрофізичних властивостей. Особливі труднощі при вирішенні цих питань, зокрема при фаціальній діагностиці, виникають у розрізах свердловин з низьким виходом керну. Вирішувати ці питання дозволяють геофізичні методи досліджень в комплексі з фрагментарними геологічними (літологічними) даними [5]. Власне такий підхід був застосований при вивченні середньо девонських відкладів Східносаратського родовища.

При цьому вирішувалися три основні моменти:

1. Для визначення локалізації та форми пасток та резервуарів будувалися схеми гіпсометрії мергельно-ангідритових частин циклітів, які є основними флюїдоупорними горизонтами.

2. Для з'ясування внутрішньої структури резервуарів визначалася кількість та потужність пачок порід-колекторів. При цьому карбонатні пачки ідентифікуються як природні колектори переважно порового (кавернозно-порового) типу, а теригенні (перешарування аргілітів з алевролітами та пісковиками), враховуючи дані [6-8], розглядаємо як породиколектори тріщинного типу.

3. У карбонатних пачках, які складені органічними вапняками, за ГДС ознаками місцями фіксуються прошарки ангідритів та доломітів. Фрагментарні петрографічні дані засвідчують вторинну природу таких утворень, які розглядаємо як інтенсивно сульфатизовані або (та) доломітизовані вапняки (вміст новоутворень може досягати 50–60% та більше). Отже, вміст доломітових та ангідритових прошарків у карбонатних пачках можна інтерпретувати як ступінь сульфатизації та доломітизації вапняків. Діаметрально протилежний вплив цих процесів на фільтраційно-ємнісні параметри порід дозволяє загалом (за вмістом відповідних літотипів) оцінити якість порід-колекторів у конкретних ділянках.

## Результати та обговорення

### Літоцикли відкладів середнього девону

Потужність відкладів *ейфельського* віку змінюється від 400 (св. 4) до 459 м (св. 3).

У розрізі виділено п'ять літологічних циклітів регресивної природи (*e-1* – *e-5* знизу вгору), які мають двочленну будову (рис. 1). Нижня частина представлена карбонатними або те-

ригенно-карбонатними породами, верхня – мергельно-сульфатними та сульфатними. Сумарний вміст ангідритів та мергелів у верхніх частинах циклітів становить 66–83 %, у нижніх – 27–39 %; вапняків та доломітів відповідно 16–38 % та 44–61 %.

Ці цикліти характеризуються певними просторово-віковими варіаціями породного складу та потужностей. Так, потужність циклітів змінюється від 25 м (*e-5* св. Східносаратська-4) до 179 м (*e-1* св. Східносаратська-1). Загалом переважають значення близько 50–60 м.

Це ж стосується і товщин верхньої та нижньої частин циклітів. Так, потужність сульфатної частини варіює від 15–17 м до 54–118 м. Останнє притаманне св. Східносаратська-1, у якій сумарний вміст ангідрито-мергельних частин досягає 62 % від загальної товщини розрізу (на тлі 30–35 % у решті свердловин Східносаратської структури). Потужність нижньої частини становить 12–107 м. Максимальні значення притаманні св. Східносаратська-3 та 2 (до 70 % від загальної товщини розрізу).

Породний склад окремих частин циклітів теж характеризується певною мінливістю. Так, цикліт *e-1* відрізняється значним розвитком у його нижній частині поряд з вапняками та доломітами піщано-алевролітових та глинистих порід, вміст яких змінюється від 27 % (св. 5) до 44 % (св. 3). У цикліті *e-3* також спостерігаються шари теригенних порід, де їхній вміст становить 17–46 % (відповідно св. 2 та 1). При цьому в цикліті *e-3* товщина теригенних пачок не перевищує 3–6 м, а у цикліті *e-1* – досягає 15 м, і складені вони перешаруванням пісковиків, алевролітів (0,5–2 м) та аргілітів (1–6 м).

Вапняки та доломіти також відзначаються вельми нерівномірним просторово-віковим розвитком. Так, у більшості циклітів вони формують пачки потужністю від 6–8 до 30–40 м, натомість в окремих випадках (*e-1*, *e-2* у св. 1; *e-3* у св. 5) фіксуються лише їх окремі прошарки (до 1–2 м). В деяких циклітах розвинено від 3 до 5 пачок карбонатних порід, що розмежовані малопотужними горизонтами сульфатних або глинистих утворень. Така картина зафіксована у циклітах *e-1*, *e-2* (св. 2; сумарна потужність карбонатних відмін – 43 та 56 м, відповідно); *e-1*, *e-4* (св. 3; 51 та 35 м); *e-4*, *e-5* (св. 5; 46 та 87 м). Згідно з критеріями зазначені особливості [9], дозволяють віднести ці утворення до типу багатоповерхових біостромів, які є перспективними в аспекті формування порід-колекторів.

У сульфатних частинах циклітів також місцями спостерігаються окремі горизонти кар-

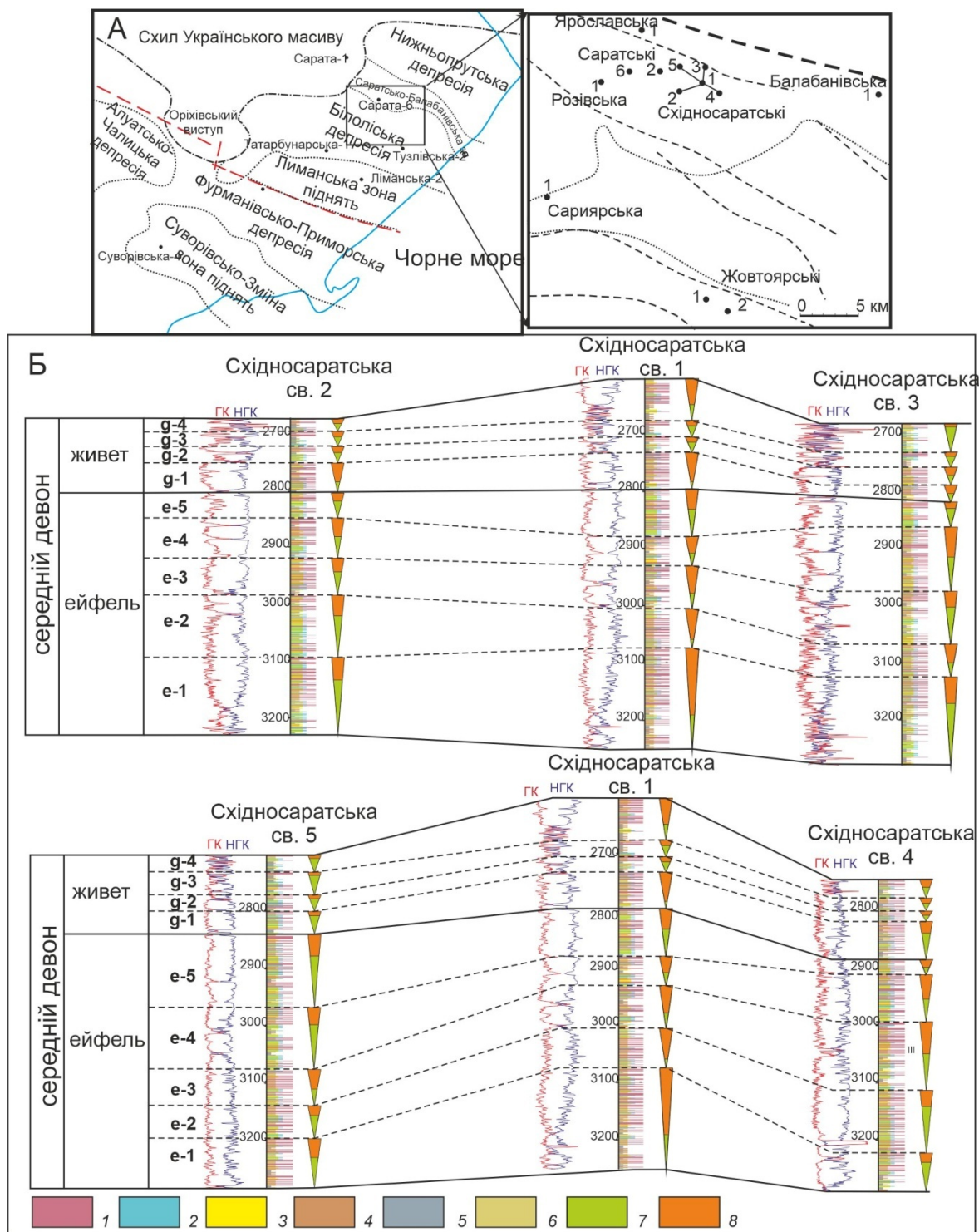
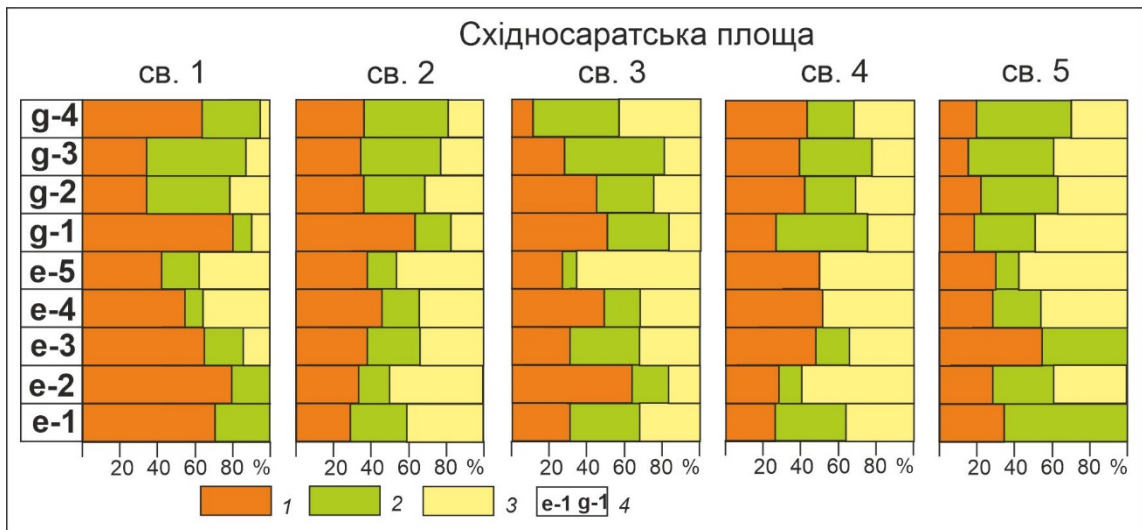


Рисунок 1 – Структурні елементи східної частини Переддобрудзького прогину за [10] (А) та схема розташування досліджених свердловин. Цикліти відкладів середнього девону Східносаратської площі (Б)

бонатних порід, вміст яких може досягати 20–35%, а потужність – 7–10 м. Ангідрити та мергелі, в свою чергу, формують прошарки (до 3–5 м) у нижніх частинах циклітів (вміст від 10 до 50%). Такий характер розподілу порід спричи-

няє формування дрібнішої циклічності відкладів. Наприклад, у цикліті *e-1* спостерігається від 5 (св. 4) до 10 (св. 1, 2) таких утворень.

Потужність відкладів *живетського* віку змінюється від 129 (св. 3; 4) до 193 м (св. 1). У



Елементи циклітів: 1 – мергельно-сульфатний; теригенно-карбонатний; 2 – теригенні породи, мергелі, ангідрити; 3 – карбонатні породи (вапняки-доломіти); 4 – цикліти

Рисунок 2 – Літологічна будова відкладів середнього девону Східносаратської площі

розрізі виділено 4 цикліти ( $g-1-g-4$ ), потужність яких змінюється від 18 м ( $g-2$ , св. 4) до 73 м ( $g-4$ , св. 1).

Сумарний вміст ангідритів та мергелів у верхніх частинах циклітів становить 73–100 %, у нижніх – 0–20%; вапняків та доломітів, відповідно 0–21% та 7–55%. Привертає увагу більш контрастний характер розвитку порівняно з ейфельськими відкладами цих літологічних відмін у певних частинах циклітів, а також значне поширення у нижніх частинах усіх літоциклів теригенних порід. Так, вміст останніх змінюється від 24 у цикліті  $g-1$  (св. 5) до 85 % у цикліті  $g-4$  (св. 1). Відповідно і розвиток карбонатних порід є значно меншим: від 6 % у цикліті  $g-4$  (св. 1) до 50 % у цикліті  $g-1$  (св. 5). При цьому зазвичай в розрізах живету фіксуються 1–2 карбонатні пачки потужністю 3–12 м. Лише у св. 3 (цикліт  $g-4$ ) та св. 4 ( $g-1$ ) розвинені до 6 пачок сумарною потужністю 23 та 15 м відповідно.

Літологічна будова розрізу сульфатно-карбонатних товщ відображає певну періодичність умов осадоагромадження, зокрема змін рівня моря: сульфатні утворення відповідають регресивним, а карбонатні – трансгресивним етапам розвитку седиментаційного басейну. Як очевидно (рис. 2), в межах Східносаратської площі спостерігається різноманітність циклічності відкладів середнього девону, що вказує на складний характер взаємодії змін рівня моря та структурних деформацій і, відповідно, конседиментаційний характер останніх.

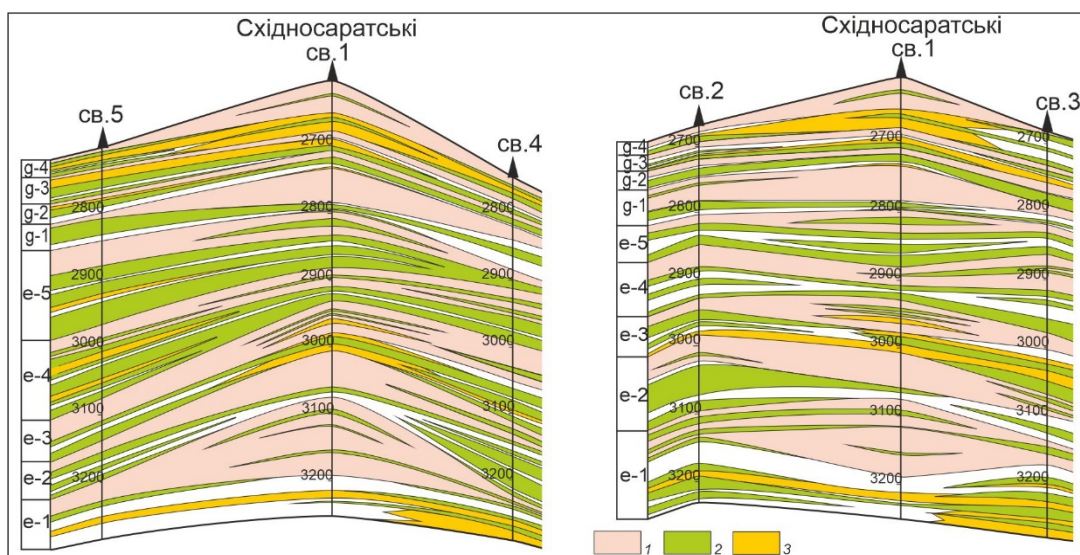
Можна помітити певні закономірності. Так, для ейфельського віку (св. 2 та 4) загалом спостерігається зростання регресії від його по-

чатку до кінця. При цьому, якщо у св. 2 фіксується певна кореляція між роллю сульфатних та карбонатних утворень (збільшення вмісту перших відповідає зменшенню вмісту останніх), то у св. 4 такий зв'язок відсутній. Свердловини 2 та 5 відрізняються складнішим характером циклічності розрізу. Так, у першому випадку максимуми регресії пов'язані з циклітами  $e-2$  та  $e-4$ , у другому – з циклітом  $e-3$ . Розріз св. 1 характеризується зростанням трансгресивних тенденцій від початку до кінця ейфельського часу. При цьому спостерігаються зворотні співвідношення вмістів сульфатних та карбонатних утворень.

Своєрідність відкладів живетського віку полягає, в першу чергу, у збільшенні інтенсивності теригенного скиду, що певною мірою перешкоджало формуванню карбонатних біостромових утворень. Це, насамперед, притаманно св. 1–3, спільним для яких є і початковий епізод регресії (цикліт  $g-1$ ). В подальшому характер циклічності розрізу у всіх п'яти свердловинах був специфічним. При цьому виразна трансгресивна тенденція притаманна св. 3, регресивна – св. 4, у розрізів спостерігається дещо складніший характер перешарування літоциклів.

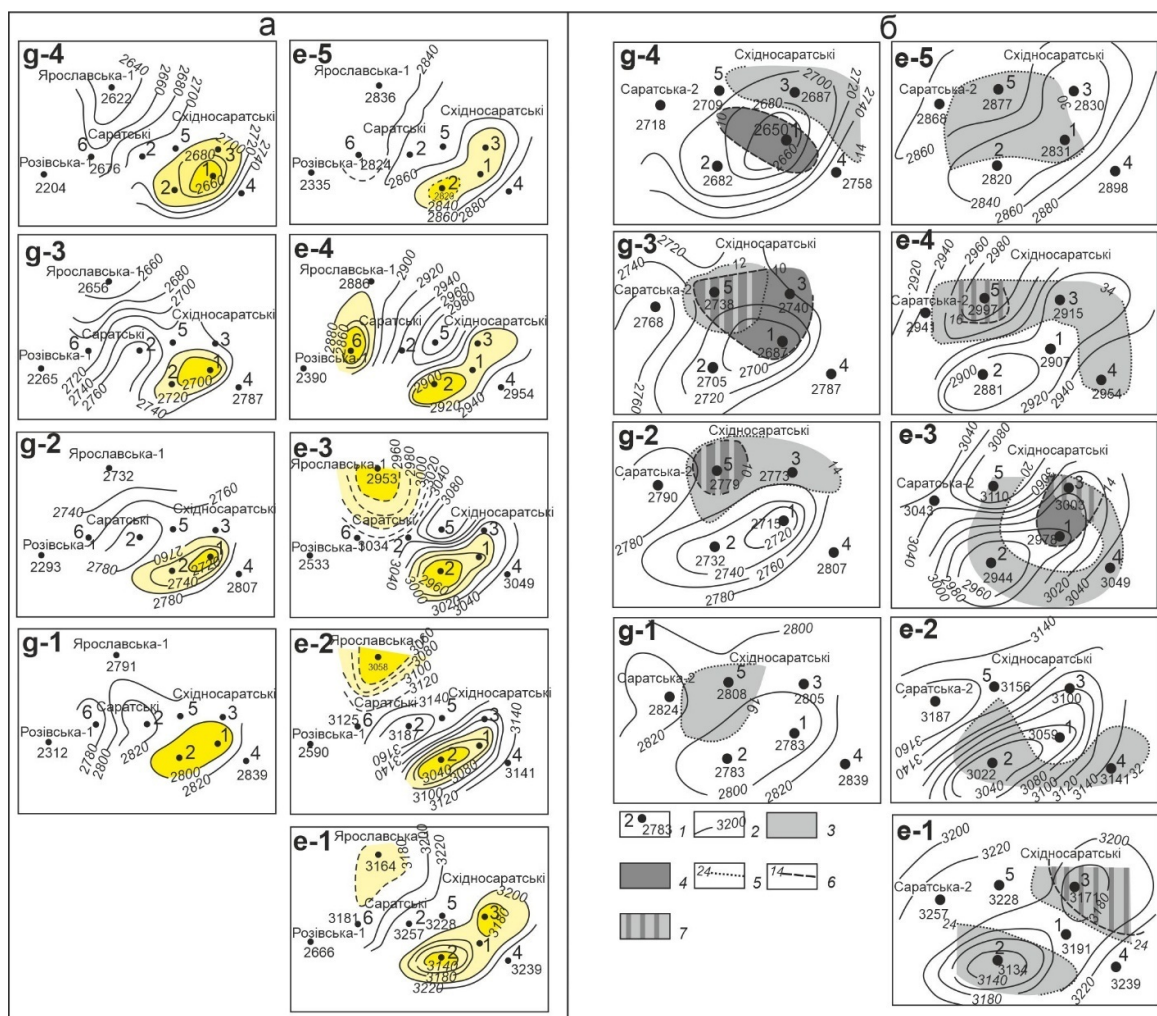
#### Особливості розвитку резервуарів та порід-колекторів Східносаратського родовища

Кожний з виділених циклітів ( $g-1-g-4$ ,  $e-1-e-5$ ) середньодевонських відкладів розглядається як продуктивний горизонт, що відрізняється як локалізацією, так і морфологією резервуарів (пасток), їхньою будовою та якістю порід-колекторів (рис. 3, 4).



1 – флюїдоупори; колектори: 2 – порові, 3 – тріщинні

Рисунок 3 – Літофізична структура відкладів середнього девону Східносаратської площі



Ізопахіти пачок порід-колекторів: 1 – порових, 2 – тріщинних; ділянки максимальних товщин пачок порід-колекторів: 3 – порових, 4 – тріщинних

Рисунок 4 – Гіпсометрія підовши ангідрито-мергельних горизонтів циклітів відкладів середнього девону Східносаратського родовища (а) та характер розвитку порових і тріщинних порід-колекторів (б)

У продуктивному горизонті *e-1* фіксується видовжена пастка північно-східного простягання. При цьому спостерігається два склепіння. Перше тяжіє до району св. 2, друге – св. 3. Вони розділені сідловиною поблизу св. 1. У розрізі св. 2 виділено чотири горизонти порових порід-колекторів сумарною потужністю 48 м та один – тріщинних (9 м). Останній зафіксовано у всіх свердловинах Східносаратської структури. Максимального розвитку колектори набувають у св. 3, де поряд з чотирма пачками порових (сумарна товщина 46 м) розвинені чотири пачки тріщинних колекторів (35 м). У напрямку св. 1 як з боку св. 2, так і св. 3 більшість з цих пачок виклинюється. Можна констатувати, що найсприятливіші умови для акумуляції вуглеводнів існували у ділянках св. 2 та 3 (склепінні пастки, значна потужність горизонтів порід-колекторів). Найгірші структурно-фаціальні умови притаманні району св. 1. Крім згаданих склепінних пасток можна прогнозувати існування пасток літологічного типу, пов'язаних з виклинюванням колекторських горизонтів від св. 4 та 5 в напрямку св. 1. Особливості літологічної структури сульфатно-мергельного екрануючого горизонту цикліту *e-1* (наявність карбонатних прошарків, та в цілому невелика його товщина) дещо знижують перспективи резервуару району св. 2 у зв'язку з можливістю флюїдних перетоків у вищезалігаючі відклади.

У продуктивному горизонті *e-2* основний резервуар склепінного типу тяжіє до св. 2 (з деяким видовженням у напрямку св. 1). Він складений двома пачками порових колекторів, верхня з яких досягає потужності 50 м, котра різко зменшується в напрямку св. 1, а нижня (15 м) взагалі виклинюється. Останнє притаманне і карбонатній пачці, яка зафіксована у св. 3. У зв'язку з чим існує ймовірність існування пасток літологічного типу. Максимальне поширення яких прогнозується між св. 4 та св. 1 (виклинювання чотирьох карбонатних пачок товщиною 5–26 м) та частково між св. 5 та св. 1 (виклинювання двох карбонатних пачок товщиною 6–8 м). Отже, основні перспективи цього продуктивного горизонту пов'язані з районом св. 2 (склепінна пастка) та ділянкою між св. 4 та св. 1 (виклинювання колекторських пачок).

*Морфоструктурні особливості продуктивного горизонту e-3* в цілому є подібними до попереднього. Він відрізняється наявністю, окрім порових, тріщинних порід-колекторів, максимальні потужності яких зафіксовані у св. 1 та 3 (2 пачки сумарною товщиною 14–16 м). В останній свердловині значного розвитку на-

бувають і колектори порового типу (29 м), які в цілому максимально поширені по периферії структури та редукують у напрямку св. 1. У зв'язку з цим можливе утворення літологічних пасток, але неоднорідна структура перекриваючої сульфатної пачки у районі св. 1 могла спричинити перетікання флюїдів у вищезалігаючий горизонт. Отже, сприятливі умови для формування покладів існують лише у ділянці св. 2.

У продуктивному горизонті *e-4* основний склепінний резервуар спостерігається у ділянці св. 2 і простягається до св. 3 з суттєвим зменшенням висоти. У його структурі переважають порові колектори, лише у св. 5 фіксується дві пачки тріщинних відмін, які виклинюються в бік св. 1. Для цикліту характерний розвиток практично в межах усієї структури двох карбонатних пачок, максимальна (сумарна) товщина яких становить 55 м (св. 5) та 36 м (св. 3, 4) і зменшується у південно-західному напрямку до 14 м у св. 2. В цілому можливе існування окремих склепінних пасток (район св. 2 та св. 3).

*Продуктивний горизонт e-5* також характеризується розвитком склепінної пастки (район св. 2 – св. 3) з подібними морфологічними особливостями. При цьому максимальний розвиток колекторів спостерігається у св. 5 (три пачки порових колекторів сумарною потужністю 73 м). В напрямку св. 1, 2 та 3 цей параметр зменшується (20–39 м) і мінімальні його значення спостерігаються у св. 4 (12 м). Як і для горизонту *e-4* дві пастки незначної висоти (до 20 м) локалізовані у ділянках св. 2 та св. 3.

У продуктивному горизонті *g-1* склепіння резервуару тяжіє до св. 1 та св. 2. У розрізі розвинена одна пачка порових порід-колекторів, максимальна товщина якої спостерігається у св. 5 (24 м). Вона істотно зменшується у св. 1 та св. 3 (4 та 8 м). В цілому перспективною є склепінна пастка району св. 1, а також ділянка між св. 5 та св. 1, де можливе часткове виклинювання окремих колекторських пачок.

У продуктивному горизонті *g-2* склепіння резервуару тяжіє до св. 1 з видовженням у напрямку св. 2. В цілому у розрізі встановлено одна карбонатна пачка, товщина якої варіює від 16–17 м (св. 3, 5) до 7–9 м (св. 1, 4). У св. 5 та св. 1 розвинені також тріщинуваті породи-колектори (12 та 5 м, відповідно).

У продуктивному горизонті *g-3* склепінна пастка (району св. 1) відрізняється від вищеприписаної більшою висотою резервуару. Крім того, у даному цикліті окрім порових (максимальна товщина у св. 5) розвинені і тріщинні (св. 1, 3, 5) колектори.

У продуктивному горизонті *g-4* максимальна висота склепінного резервуару тяжіє до св. 1, включаючи також ділянки св. 2 та 3. Цей горизонт відрізняється значним розвитком тріщинних порід-колекторів, насамперед у св. 1, де їхня товщина становить 18 м і поступово зменшується до 7–8 м (св. 4 та св. 5) та редукує в напрямку св. 3. Натомість в останній максимально поширені колектори порового типу (19 м). У горизонтах *g-2–g-4* основні перспективи слід пов'язувати зі склепінною пасткою району св. 1.

#### **Характер розвитку порід-колекторів у зв'язку з їх структурно-речовинними особливостями**

Основною ємністю карбонатних порід-колекторів є вторинна пористість [11], важливу роль у формуванні якої відіграють процеси катагенезу, насамперед доломітизація. Попри певні розбіжності в інтерпретації її впливу на петрофізичні параметри порід [11], більшість дослідників вважають, що доломітизація вапняків є одним із основних чинників формування якісних природних колекторів [12, 13], т. зв. «цукроподібних» доломітів [4]. Натомість новоутворений ангідрит істотно знижує фільтраційно-ємнісні властивості вапняків.

Згадані процеси широко розвинені у карбонатних породах середнього девону Східносаратського родовища, які представлені перекристалізованими у різній мірі доломітованими та ангідритизованими органогенно-детритовими вапняками. Біогенні рештки (до 50–70 %) складені фрагментами черепашок форамініфер, остракод, пеліципод, брахіопод, харових водоростей. Останні унаслідок вторинних процесів мікритизовані та перекристалізовані внаслідок чого породи набувають рис органогенно-детритової, згустково-грудкуватої текстури. Міжформенний простір вивпнений пелітоморфним кальцитом, який місцями перекристалізований з утворенням мікро- та дрібнозернистої структури. Процеси перекристалізації іноді захоплюють і біогенні рештки: вторинний кальцит вивпнює черепашки форамініфер. Породи у багатьох випадках доломітовані та ангідритизовані у розсіянній, плямуватій та масивній формах. Вміст новоутворень становить 15–25 %, подекуди досягає 50–60 % та більше з формуванням перехідних різновидів: вапнистих ангідритизованих доломітів, доломітованих та ангідритизованих вапняків, вторинних «цукрободібних» доломітів. Такі сильно перетворені відміни за ГДС ознаками фіксуються як прошарки ангідритів чи доломітів у вапнякових пач-

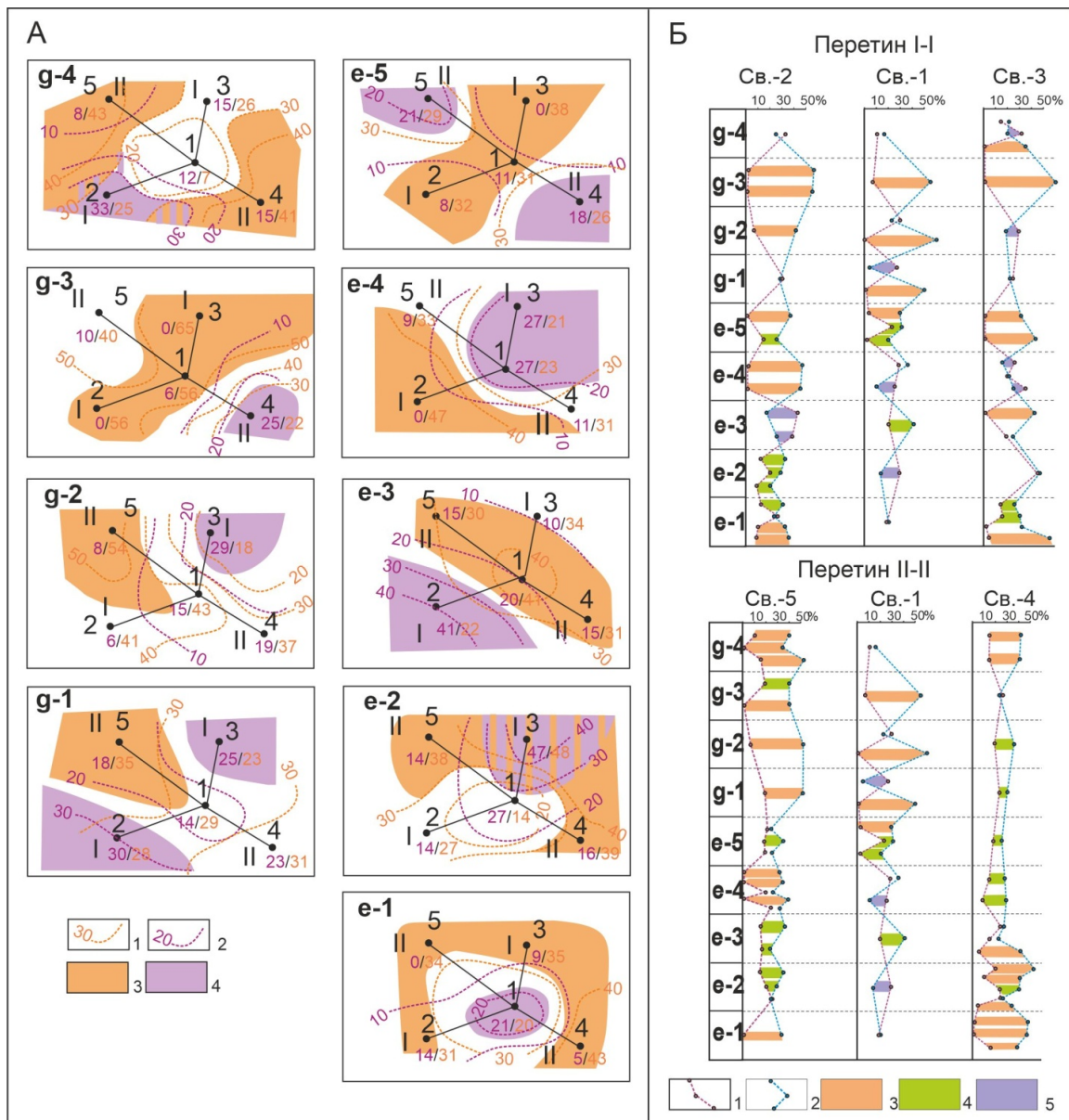
ках. Вміст в останніх цих утвореннях можна розглядати як показник інтенсивності прояву у кожному конкретному випадку процесів ангідритизації чи доломітизації, і, відповідно, враховуючи їхній діаметрально протилежний вплив на петрофізичні параметри, оцінювати якість природних колекторів.

У продуктивному горизонті *e-1* виходячи з розподілу вмістів прошарків ангідритизованих та доломітованих відмін вапняків, найгірші колекторські властивості порід притаманні району св. 1, найкращі – св. 3 та св. 4 (рис. 5). В цілому якісніші колектори розвинені на схилах Східносаратської структури. Характерна нерівномірність прояву вторинних процесів в окремих пачках карбонатних порід (див. рис. 5). Так, у св. 2 та 3 вверх за розрізом ступінь доломітизації дещо зменшується, а сульфатизації – зростає (якість порід-колекторів погіршується). Натомість у св. 4 характерна стабільна інтенсивність доломітизації у всіх трьох прошарках порід-колекторів.

У продуктивному горизонті *e-2* найкращі природні колектори розвинені у ділянках св. 1, 5, 4 та св. 2, де спостерігається максимальний розвиток доломітованих вапняків при мінімальних ангідритизованих. Однак, у порівнянні з горизонтом *e-1*, якість порід-колекторів є гіршою, що спричинено більшою інтенсивністю ангідритизації порід та меншим розвитком доломітизації. При цьому найнижчі колекторські параметри порід притаманні районам св. 1 та св. 3, а найвищі – св. 4.

У продуктивному горизонті *e-3* максимальна ангідритизація вапняків спостерігається у св. 2, а доломітизація – св. 3 та св. 4. Відповідно найгірші фільтраційно-ємнісні параметри порід-колекторів прогнозуються у св. 2, що знижує перспективи цієї ділянки, не дивлячись на існування склепінної пастки. Найкращі природні колектори тяжіють до східної частини структури (св. 3, 4). При цьому характерно, що у першому випадку це верхня карбонатна пачка, а у другому – нижня. Цікавим виглядає район і св. 1, де в перетині св. 5–1–4, спостерігається склепінна пастка, а вапняки відносно інтенсивно доломітовані, що дозволяє очікувати тут розвиток якісних порід-колекторів.

У продуктивному горизонті *e-4* за характером поширення доломітованих та ангідритизованих відмін вапняків, покращення колекторських властивостей порід слід очікувати у районі св. 2 та св. 5 (див. рис. 5), у яких фіксується декілька колекторських пачок, що складені доволі інтенсивно доломітованими вапняками. Найнижчі фільтраційно-ємнісні пара-



*A: 1 – вміст доломітизованих вапняків, 2 – вміст ангідритизованих вапняків; ділянки підвищеного вмісту: 3 – доломітизованих вапняків, 4 – ангідритизованих вапняків; B: 1 – вміст ангідритизованих вапняків, 2 – вміст доломітизованих вапняків; якість порід-колекторів: 3 – висока, 4 – середня, 5 – низька*

**Рисунок 5 – Характер поширення по латералі (А) та в розрізі (Б) доломітизованих та ангідритизованих вапняків у карбонатних пачках**

метри, вочевидь, притаманні породам, які розкриті св. 1 та 3.

У продуктивному горизонті e-5 поширення доломітизованих відмін спостерігається у смузі св. 2–1–3, до якої, відповідно, тяжіють більш якісні природні колектори. При цьому, якщо у св. 3 останні складають обидві карбонатні пачки, то у св. 2 та 1 тільки верхню (див. рис. 5).

Продуктивний горизонт g-1 характеризується розвитком більш якісних порід-колекторів (доломітизовані вапняки) у св. 5 та св. 1. Натомість ангідритизовані відміни з гір-

шими фільтраційно-ємнісними властивостями тяжіють до св. 2 та св. 3, значних коливань по латералі середніх ступенів доломітизації та ангідритизації не спостерігається.

У продуктивному горизонті g-2 покращення колекторських властивостей порід слід очікувати у західній та південно-західній частинах структури (св. 2, 5, 1), де більший розвиток отримали доломітизовані вапняки. Ступінь доломітизації порід відчутно зменшується, а інтенсивність ангідритизації зростає, і петрофізичні параметри, відповідно, зменшуються у північно-східному напрямку (св. 5).

У продуктивному горизонті *g-3* найбільш якісні колектори (доломітизовані вапняки) приурочені до смуги св. 2–1–3. Особливо це стосується св. 2 та 3, де в окремих пачках колекторів прояви ангідритизації практично відсутні. У св. 4 прогнозується погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід у зв'язку зі значним ступенем їх ангідритизації.

У продуктивному горизонті *g-4* найвища якість порових колекторів прогнозується у св. 4 та св. 5, де спостерігається значний розвиток доломітизованих вапняків, найнижча – у св. 2, 3 та св. 1.

### **Висновки**

У розрізі відкладів середнього девону Східносаратської структури Переддобрудзького прогину виділено 9 літоциклів регресивної природи, які характеризуються двочленною будовою: нижня частина представлена карбонатними або теригенно-карбонатними породами, верхня – мергельно-сульфатними та сульфатними (ангідрити). В межах структури встановлена різноманітність циклічності відкладів, що засвідчує складний характер взаємодії змін рівня моря та структурних деформацій і, відповідно, конседиментаційний характер останніх та відображає ритмічну мінливість умов осадо-нагромадження упродовж середнього девону. Кожний літоцикл є собою окремий продуктивний горизонт.

Особливості обстановок циклічного осадо-нагромадження спричинили просторово-вікову мінливість локалізації та морфології пасток, характер поширення порід-колекторів різного типу у відкладах середнього девону. Постседиментаційні процеси зумовили просторову неоднорідність петрофізичних властивостей порід. Комплексний аналіз цих чинників дозволив в цілому оцінити перспективи різних ділянок Східносаратського родовища по окремих продуктивних горизонтах.

У горизонті *e-1* найкращі умови для акумуляції вуглеводнів прогноуються у склепінній пастці району св. 2, де розвинені і породи з покращеними в окремих пачках колекторами, і прояви ангідритизації практично відсутні. У св. 4 прогнозується погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей. Літологічні пастки прогноуються на південному сході структури у зоні виклинювання колекторських пачок (від св. 4 до св. 1). Крім того, можливе існування катагенетично екранованих пасток у зв'язку з розвитком у районі св. 1 мінералогічно ущільнених (ангідритизованих) відмін вапняків.

Основні перспективи горизонту *e-2* пов'язані з районом св. 2 (склепінна пастка) та ділянкою між св. 4 і св. 1 (виклинювання колекторських пачок та погіршення їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей). Перспективи ділянки св. 2 покращує і можливість існування часткового гідродинамічного зв'язку з горизонтом *e-1* у зв'язку з неоднорідною будовою екрануючої пачки останнього (перешарування мергельно-ангідритових та карбонатних утворень).

Щодо горизонту *e-3* цікавою є склепінна пастка району св. 2 та зона виклинювання пачок колекторів з відносно кращими петрофізичними параметрами (доломітизовані вапняки) поблизу св. 1. Втім, у першому випадку перспективи погіршує низька якість порід-колекторів (інтенсивний прояв ангідритизації), а в другому – можливе певне розсіювання флюїдів через перекриваючий флюїдоупор.

Горизонт *e-4* також є перспективним у ділянці св. 2 (склепінна пастка). Крім того, у зв'язку з погіршенням колекторських властивостей порід у св. 1, можна передбачати певне епігенетичне «екранування» в напрямку від св. 2, 5 та св. 4 до св. 1.

У горизонті *e-5* основний інтерес викликають склепінні пастки району св. 2 та св. 3, де прогнозується і розвиток більш якісних порід-колекторів (доломітизованих вапняків).

Структурні плани продуктивних горизонтів живетських відкладів (*g-1* – *g-4*) відрізняються від ейфельських локалізацією склепінних пасток переважно у ділянці св. 1 з деяким видовженням в напрямку св. 2 (лише у горизонті *g-4* вона охоплює і св. 3). Слід зазначити, що відносно якісніші породи-колектори (доломітизовані вапняки) максимально поширені у ділянці св. 1. Саме, власне з останньою можна пов'язувати основні перспективи відкладів живетського віку. Щоправда, розвиток у св.1 (горизонти *g-3*, *-4*) доволі потужних пачок тріщинних колекторів, які наявні у св. 3 і в горизонтах *e-1* та *e-3* потребує специфічних заходів при їхньому випробуванні. Це, зокрема стосується якості бурових розчинів, тривалості їх дії на розкриті пласти, відповідної щільності цементних розчинів при кріпленні свердловин з метою запобігання формуванню великих зон проникнення, поглинання цементного розчину та кольматації більш проникних тріщинних відмін порід-колекторів.

Неоднорідність будови продуктивних горизонтів, виклинювання окремих пачок як порових, так і тріщинних колекторів, просторова нерівномірність розвитку процесів ангідрити-

зації та доломітизації вапняків дає підстави припускати можливість формування окремих покладів з різною гіпсометрією водонафтових контактів.

### Література

1. Трофименко Г. Л., Герасимов М. Е. Перспективы нефтегазосности сульфатно-карбонатной толщи девона – карбона Преддобруджинского прогиба. *Геологический журнал*. 1991. №5. С. 93–100.

2. Самсонов А. И. и др. О предпосылках нахождения залежей нефти и газа в Одесской области. *Сб. докл. IV Междунар. конф. “Крым-2002”*, г. Симферополь. 2003. С. 237–242.

3. Гнідець В.П., Григорчук К. Г., Полухтович Б. М., Федішин В. О. Літогенез девонських відкладів Придобрудзького прогину (палеоокеанографія, седиментаційна циклічність, формування порід-колекторів). К.: УкрДГРІ, 2003. 96 с.

4. Гнідець В. П., Григорчук К. Г., Кошіль Л. Б., Ціж Н.В., Яковенко М.Б. Літолого-фаціальна зональність та літологічна структура ейфельських відкладів Переддобрудзького прогину *Геодинаміка*. 2016. вип. 20. С. 50–62. <https://doi.org/10.23939/jgd2016.01.050>

5. Танинская Н. В., Васильев Н. Я., Мясникова М. А., Яшина В. Н. Возможности геолого-геофизических методов для диагностики органических построек на примере месторождения имени А. Титова Тимано-Печорской провинции. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. Т. 10, № 3. С. 6. [https://doi.org/10.17353/2070-5379/34\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2015)

6. Бортницкая В. М. Коллекторские свойства пород Долинского нефтяного месторождения. Вопросы геологии нефтегазосных районов Украины. *Труды УкрНИГРИ*: Москва. 1963. вып. III. С. 369–374.

7. Кульчицкий Я. О. Время и условия формирования нефтегазосных залежей в Восточных Карпатах. Геология и нефтегазосность территории УССР. *Труды УкрНИГРИ*: Москва. 1965. вып. V. С. 80–90.

8. Лукин А. Е. Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазосных комплексов. *Геологичний журнал*. 2003. №3. С. 9–25.

9. Махнач А. С., Москвич В. А., Кручек С. А., Урьев И. И. Органические постройки девона Белоруссии. Минск: Наука и техника, 1984. 236 с.

10. Скачедуб Є. О. Умови осадконагромадження і нафтогазосність середньодевонсько-

нижньокам'яновугільної евапоритової формації Переддобрудзького прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1998. № 1(102). С. 41–52.

11. Смехов Е. М., Дорофеева Т. В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. Л.: Недра, 1987. 96 с.

12. Морозов В. П. Вторичные изменения карбонатных нефтегазосных известняков Волго-Уральской антеклизы. *Литосфера*. 2006. №3. С. 141–148.

13. Марьенко Ю. И. Газонефтеносность карбонатных пород. М.: Недра, 1978. 240 с.

14. Saller A. H., Yaremko K. Dolomitization and Porosity Development in the Middle and Upper Wabamun Group, Southeast Peace River Arch, Alberta, Canada. *AAPG Bulletin*, V. 78. No. 9. 1994. P. 1406–1430.

### References

1. Trofimenko G. L., Gerasimov M. E. Perspektivy neftegazonosnosti sulfatno-karbonatnoy tolschi devona – karbona Preddobrudzhinskogo progiba. *Geologicheskij zhurnal*. 1991. No 5. P. 93–100. [in Russian]

2. Samsonov A. I. i dr. O predposylkah nahozhdeniya zalezhey nefiti i gaza v Odesskoy oblasti. Sb. dokl. IV Mezhdunar. konf. “Krym-2002”, g. Simferopol. 2003. P. 237–242. [in Russian]

3. Hnidets V.P., Hryhorchuk K. H., Polukhtovych B. M., Fedyshyn V. O. Litohenez devonskykh vidkladiv Prydobrudzkoho prohynu (paleoceanohrafiia, sedymentatsiina tsyklichnist, formuvannia porid-kolektoriv). Kiev: UkrDHRI, 2003. 96 p. [in Ukrainian]

4. Hnidets V. P., Hryhorchuk K. H., Koshil L. B., Tsizh N.V., Yakovenko M.B. Litologofatsialna zonalnist ta litologichna struktura eifelskykh vidkladiv Pereddobrudzkoho prohynu Heodynamika. 2016. Vol. 20. P. 50–62. <https://doi.org/10.23939/jgd2016.01.050> [in Ukrainian]

5. Taninskaya N. V., Vasilev N. Ya., Myasnikova M. A., Yashina V. N. Vozmozhnosti geologo-geofizicheskikh metodov dlya dlagnostiki organogennyih postroek na primere mestorozhdeniya imeni A. Titova Timano-Pechorskoy provintsii. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015. Vol. 10, No 3. P. 6. [https://doi.org/10.17353/2070-5379/34\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2015) [in Russian]

6. Bortnitskaya V. M. Kollektorskie svoystva porod Dolinskogo neftyanogo mestorozhdeniya. Voprosyi geologii neftegazonosnyih rayonov Ukrainyi. Trudy UkrNIGRI: Moskva. 1963. Vol. III. P. 369–374. [in Russian]

7. Kulchitskiy Ya. O. Vremya i usloviya formirovaniya neftegazonosnyih zalezhey v Vostochnyih Karpatah. *Geologiya i neftegazonosnost territorii USSR. Trudyi UkrNIGRI*: Moskva. 1965. Vol. V. P. 80–90. [in Russian]
8. Lukin A. E. Geneticheskie tipy treschinovatosti porod glubokozalegayuschih neftegazonosnyih kompleksov. *GeologIchniy zhurnal*. 2003. No3. P. 9–25. [in Russian]
9. Mahnach A. S., Moskvich V. A., Kruchek S. A., Urev I. I. Organogennyie postroyki devona Belorussii. Minsk: Nauka i tehnika, 1984. 236 p.
10. Skachedub Ye. O. Umovy osadkonahromadzhennia i naftohazonosnist serednodevonskonyzhnokamianovuhilnoi evaporytovoi formatsii Pereddobrudzkoho prohynu. *Heolohiia i heokhimiia horiuchykh kopalyn*. 1998. No 1 (102). P. 41–52. [in Ukrainian]
11. Smehov E. M., Dorofeeva T. V. Vtorichnaya poristost gornah porod-kollektorov nefiti i gaza. L.: Nedra, 1987. 96 p. [in Russian]
12. Morozov V. P. Vtorichnyie izmeneniya karbonovih neftegazonosnyih izvestnyakov Volgo-Uralskoy anteklizyi. *Litosfera*. 2006. No3. P. 141–148. [in Russian]
13. Marenko Yu. I. Gazoneftenosnost karbonatnyh porod. M.: Nedra, 1978. 240 p. [in Russian]
14. Saller A. H., Yaremko K. Dolomitization and Porosity Development in the Middle and Upper Wabamun Group, Southeast Peace River Arch, Alberta, Canada. *AAPG Bulletin*, V. 78. No. 9. 1994. P. 1406–1430.

# Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-3(80)-19-25

## ВПЛИВ ГЛИБИНИ ВВЕДЕННЯ ГАЗЛІФТНОГО ГАЗУ В НАСОСНО-КОМПРЕСОРНІ ТРУБИ І ЙОГО ВИТРАТИ НА ДЕБІТ ОБВОДНЕНОЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова\*

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

Охарактеризовано особливості розробки газових покладів за водонапірного режиму та обводнення свердловин. Розглянуто послідовність застосування різних методів експлуатації обводнених газових свердловин залежно від ступеня виснаження газового покладу і водного фактора. Обґрунтовано доцільність та умови застосування газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин. З використанням запропонованої авторами розрахункової методики виконано для умов модельної обводненої газової свердловини дослідження впливу на дебіт газу, що припливає із пласта, та вибійний тиск витрати газліфтного газу і глибини введення його в НКТ. При проведенні розрахунків тиск на гирлі свердловини, водний фактор і діаметр насосно-компресорних труб приймалися постійними і рівними заданим значенням. За результатами виконаних досліджень побудовано графічні залежності дебіту газу, що припливає із пласта, вибійного тиску від витрати газліфтного газу та глибини введення його в НКТ; залежності мінімальної та максимальної витрат газліфтного газу від відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ. Встановлено, що із збільшенням витрати газліфтного газу вибійний тиск спочатку зменшується і досягає мінімуму і надалі зростає, а дебіт газу, навпаки, спочатку зростає, досягаючи максимуму, після чого зменшується. Із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ зменшується вибійний тиск, зростає дебіт газу і збільшується різниця між максимальним і мінімальним значеннями витрати газліфтного газу, в межах яких обводнена газова свердловина може експлуатуватися газліфтним способом. За результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлено, що найбільша зміна дебіта газу і вибійного тиску відбувається до значень відношення глибини введення газліфтного газу в НКТ і довжини НКТ, рівних 0,50-0,55.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, вода, розробка, експлуатація, обводнення, газліфт, дебіт газу, вибійний тиск.

Охарактеризованы особенности разработки газовых залежей по водонапорном режиме и обводнения скважин. Рассмотрена последовательность применения различных методов эксплуатации обводненных скважин в зависимости от степени истощения газовой залежи и водного фактора. Обоснована целесообразность и условия применения газлифтного способа эксплуатации обводненных газовых скважин. С использованием предложенной авторами расчетной методики выполнены для условий модельной обводненной газовой скважины исследования влияния на дебит притекающего из пласта газа, и забойное давление расхода газлифтного газа и глубины ввода его в НКТ. При проведении расчетов давление на устье скважины, водный фактор и диаметр насосно-компрессорных труб принимались постоянными и равными заданным значением. По результатам выполненных исследований построены графические зависимости дебита притекающего из пласта газа, забойного давления от расхода газлифтного газа и глубины введения его в НКТ; зависимости минимального и максимального расходов газлифтного газа от относительной глубины введения газлифтного газа в НКТ. Установлено, что с увеличением расхода газлифтного газа забойное давление сначала уменьшается и достигает минимума и в дальнейшем увеличивается, а дебит газа, наоборот, сначала возрастает, достигая максимума, после чего уменьшается. С увеличением глубины ввода газлифтного газа в НКТ уменьшается забойное давление, возрастает дебит газа и увеличивается разница между

максимальным и минимальным значениями расхода газлифтного газа, в пределах которых обводненная газовая скважина может эксплуатироваться газлифтным способом. По результатам статистической обработки расчетных данных установлено, что наибольшее изменение дебита газа и забойного давления происходит до значений отношения глубины ввода газлифтного газа в НКТ и длины НКТ, равных 0,50-0,55.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, вода, разработка, эксплуатация, обводнение, газлифт, дебит газа, забойное давление.

*The features of the development of gas deposits in the water drive and watering of wells are characterized. The sequence of application of various methods of operation of flooded wells is considered, depending on the degree of depletion of the gas reservoir and the water factor. The expediency and conditions for the use of the gas-lift method for the operation of water-cut gas wells have been substantiated. Using the calculation method proposed by the authors, studies of the effect on the flow rate of gas flowing from the reservoir and the bottomhole pressure of the gas-lift gas flow rate and the depth of its injection into the tubing have been carried out for the conditions of a model water-cut gas well. When carrying out calculations, the pressure at the wellhead, the water factor and the diameter of the tubing were taken constant and equal to the specified value. Based on the results of the studies performed, graphical dependences of the gas flow rate that comes from the reservoir, bottomhole pressure on the gas-lift gas flow rate and the depth of its introduction into the tubing have been made; the dependence of the minimum and maximum gas-lift gas flow rates on the relative depth of gas-lift gas injection into the tubing has also been established. It was found that with an increase in the gas-lift gas flow rate, the bottomhole pressure first decreases and reaches a minimum and then increases, while the gas flow rate, on the contrary, first increases, reaching a maximum, and then decreases. With an increase in the depth of gas-lift gas injection into the tubing, the bottomhole pressure decreases, the gas flow rate increases, and the difference between the maximum and minimum values of the gas-lift gas flow rate increases, within which a water-cut gas well can be operated by the gas-lift method. According to the results of statistical processing of the calculated data, it was found that the greatest change in gas flow rate and bottomhole pressure occurs up to the values of the ratio of the depth of gas-lift gas injection into the tubing and the length of the tubing, equal to 0.50-0.55.*

Key words: reservoir, well, gas, water, development, operation, water cut, gas lift, gas flow rate, bottomhole pressure.

### Постановка проблеми

Розробка газових родовищ у водонапірному режимі характеризується поступовим обводненням видобувних свердловин. З появою води у пластовій продукції різко знижується дебіт газу, що пов'язано із зменшенням газу насиченої товщини пластів внаслідок обводнення і зростання втрат тиску по шляху руху газорідного потоку із пласта до установки комплексної підготовки газу порівняно з рухом тільки газу. У міру зниження дебиту газу і зростання водного фактора робота свердловин стає нестабільною із періодичними зупинками для накопичення енергії на винесення води з вибою на поверхню, з подальшим припиненням природного фонтанування. Водоізоляційні роботи у свердловинах не завжди є результативними або їх проведення неможливе з технологічних і технічних причин. Тому для продовження видобутку газу із свердловин необхідно забезпечити повне і безперервне винесення з них води. У початковий період обводнення свердловин застосовують фізико-хімічні методи винесення води на поверхню, які ґрунтуються на використанні природної енергії пластового газу для винесення води шляхом підтримування необхідних швидкостей руху газу на вході в НКТ (зменшення тиску на гирлі або діаметра НКТ чи збільшення дебиту газу) і зниження втрат тиску в стовбурі свердловини, створенням у НКТ од-

норідної структури газорідного потоку. У подальшому переходять до фізико-хімічних методів штучного продовження природного фонтанування свердловин шляхом діяння на газорідний потік у НКТ фізичними полями або введення в нього різних хімічних речовин (піноутворюючих ПАР і хімічних реагентів, які взаємодіють між собою або з пластовою водою з утворенням солей). За значного обводнення пластової продукції переходять до механізованих способів експлуатації свердловин (плунжерний ліфт, періодичний і неперервний газліфт, свердловинні глибинні насоси). Серед механізованих способів піднімання рідини із свердловин на увагу заслуговує газліфтний спосіб, який порівняно з іншими способами характеризується простотою конструкцією насоса й регулювання параметрів його роботи та відсутністю рухомих його частин. На газових родовищах в умовах наявності вільного газу і компресорних установок для підвищення тиску газу існують сприятливі умови для впровадження газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин. Ефективність його застосування значною мірою залежить від глибини введення газліфтного газу в НКТ і його витрати.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Газліфт широко використовують для експлуатації нафтових свердловин. Запропоновано

Таблиця 1 – Значення дебітів газу і рідини для різних значень водного фактора

Водний фактор, л/тис.м <sup>3</sup>	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /доб	98,18	82,07	75,89	70,46	65,46	60,68	55,01	49,44	41,18
Дебіт рідини, м <sup>3</sup> /доб	0	0,88	1,62	2,26	2,80	3,24	3,53	3,70	3,52

різні схеми газліфтних піднімачів і конструкції газліфтних клапанів, розроблено методики розрахунку параметрів газліфтного способу експлуатації нафтових свердловин за різних умов відбирання нафти [5-6]. Узагальнені результати відомих досліджень із застосування газліфта для піднімання нафти із свердловин наведено в роботі [1]. Стосовно газових свердловин виконано значні за обсягом промислові дослідження газліфтною експлуатації обводнених свердловин еоценового газоконденсатного покладу Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища [2]. Результати промислових досліджень свідчать про перспективність застосування газліфта для видобутку газу із обводнених газових свердловин і досить вузький діапазон його ефективної роботи по робочому тиску газліфтного газу залежно від дебіту води. Зі зростанням тиску газліфтного газу на вході в затрубний простір вище максимального значення відбувається поглинання його пластом, а при зниженні тиску газліфтного газу нижче мінімального значення свердловина зупиняється. У роботі [3] запропоновано методику розрахунку параметрів газліфтною експлуатації обводнених газових свердловин, яка враховує втрати тиску в насосно-компресорних трубах (НКТ) при русі газорідного потоку і ув'язує між собою роботу газозонного пласта і газліфтного піднімача. З використанням методики для умов модельної свердловини досліджено вплив на дебіт газу, що припливає із пласта, витрати газліфтного газу і водного фактора за постійного гирлового тиску і подавання газліфтного газу в пластову газорідну суміш затрубним простором через башмак НКТ. Але не завжди є на промислі газ відповідного тиску, щоб подавати його через башмак НКТ. Тому актуальним є дослідження впливу на дебіт газової свердловини введення газліфтного газу в НКТ на різній глибині з різною витратою.

#### Формулювання цілей статті

За результатами математичного моделювання процесу газліфтною експлуатації модельної обводненої газової свердловини оцінити вплив на дебіт пластового газу глибини введення в НКТ і витрати газліфтного газу.

#### Методика дослідження та вхідні дані

Дослідження впливу глибини введення газліфтного газу в НКТ і його витрати на дебіт газу, що припливає із пласта, виконано за методикою роботи [3] для модельної обводненої газової свердловини з такими параметрами: глибина свердловини – 3800 м; діаметр експлуатаційної колони – 0,168 м; інтервал перфорації експлуатаційної колони – 3670-3690 м; глибина опускання НКТ – 3680 м; товщина пласта – 20 м; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,05 мкм<sup>2</sup>; пластова температура – 358 К; температура на гирлі свердловини – 299 К; поточний пластовий тиск – 10 МПа; гирловий тиск – 6,25 МПа; відносна густина газу – 0,60; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: А – 0,15 МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>, В – 3,2·10<sup>-4</sup> (МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; вибійний тиск – 9,066 МПа; дебіт газу – 98,18 тис.м<sup>3</sup>/доб.

З використанням методу вузлового аналізу [4] виконано розрахунки дебіту газової свердловини для різних значень водного фактора, результати яких наведено у таблиці 1.

Згідно з результатами досліджень максимальне (граничне) значення водного фактора, за якого свердловина ще фонтанує, становить 81 л/тис.м<sup>3</sup>. За більших значень водного фактора свердловина не працює. Тому дослідження виконано для значення водного фактора 100 л/тис.м<sup>3</sup>, за якого для забезпечення стабільного винесення рідини з вибою на поверхню необхідно застосовувати газліфт.

При проведенні розрахунків тиск на гирлі свердловини, водний фактор і діаметр НКТ приймалися постійними і рівними заданим значенням.

У дослідженнях розглянуто варіанти із введенням газліфтного газу в НКТ на глибинах 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500 м. Для різних значень глибини введення газліфтного газу в НКТ його витрата становила: 1000 м – 18, 20, 30, 40 тис.м<sup>3</sup>/доб; 1500 м – 10, 20, 30, 40, 50, 60, 61 тис.м<sup>3</sup>/доб; 2000 м – 7, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 76 тис.м<sup>3</sup>/доб; 2500 м – 6, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 тис.м<sup>3</sup>/доб; 3000 м – 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 105 тис.м<sup>3</sup>/доб; 3500 м – 4, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 127 тис.м<sup>3</sup>/доб.

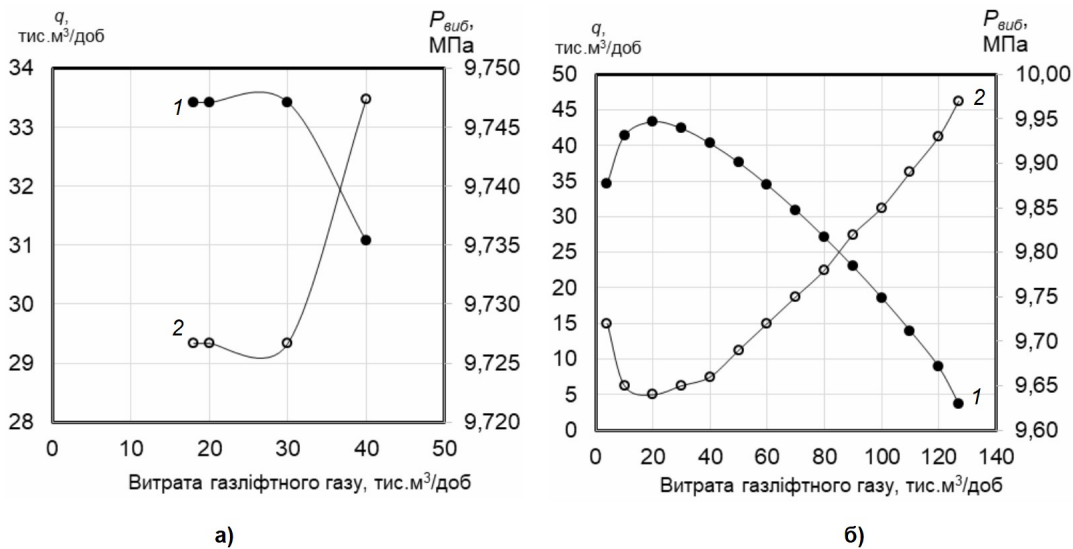
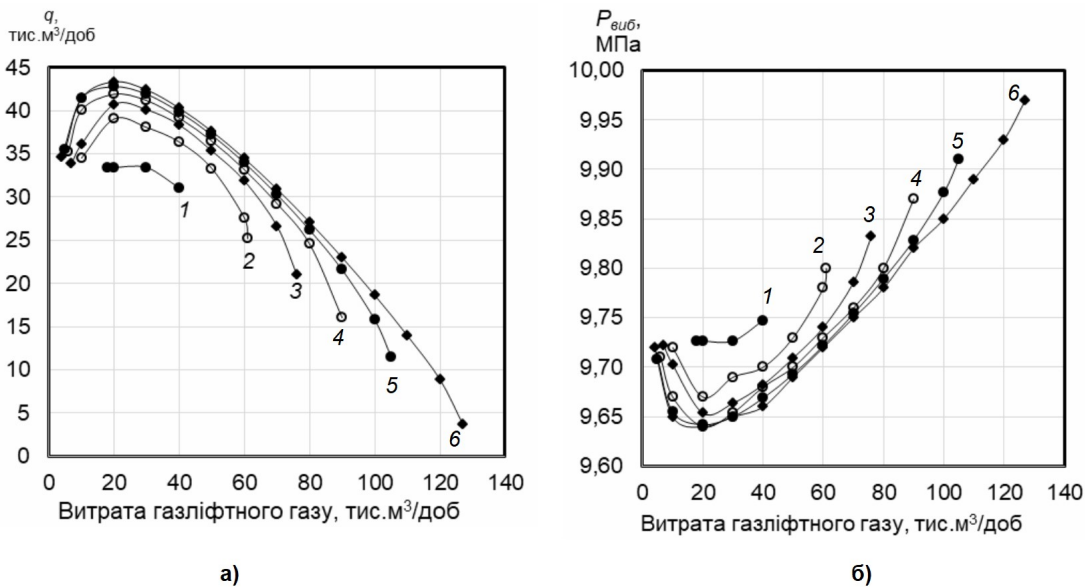


Рисунок 1 – Залежності дебіту газу (1) та вибійного тиску (2) від витрати газліфтного газу для розміщення клапана на глибині 1000 м (а) та 3500 м (б)



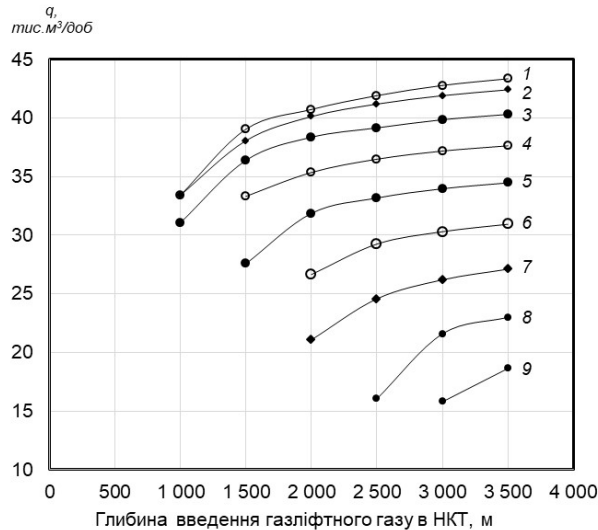
1 – 1000 м; 2 – 1500 м; 3 – 2000 м; 4 – 2500 м; 5 – 3000 м; 6 – 3500 м  
Рисунок 2 – Узагальнені залежності дебіту газу (а) і вибійного тиску (б) від витрати газліфтного газу для різної глибини введення його в НКТ

За більших і менших витрат газліфтного газу свердловина не працює, тобто відсутній приплив газу із пласта. За високих витрат газліфтного газу частина його поглинається пластом внаслідок перевищення динамічного вибійного тиску над поточним пластовим тиском, а низькі витрати газліфтного газу є недостатніми для зниження густини і в'язкості газорідної суміші до такого значення, щоб свердловина могла працювати. При введенні газліфтного газу в НКТ на глибині 500 м свердловина не працює за будь-яких значень витрати газліфтного газу. Результати розрахунків свідчать, що із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ розширюється діапазон режимів

газліфтної експлуатації обводненої свердловини за витратою газліфтного газу і дебітом пластового газу.

### Результати дослідження

За результатами розрахунків будували графічні залежності дебіту газу, що припливає із пласта  $q$  і вибійного тиску  $P_{виб}$  від витрати газліфтного газу і глибини введення його в НКТ. На рисунках 1 і 2, як приклад, зображено залежності дебіту газу  $q$  і вибійного тиску  $P_{виб}$  від витрати газліфтного газу для двох крайніх глибин введення його в НКТ: найменшої (1000 м) і найбільшої (3500 м), а на рисунку 3 – узагальнені залежності дебіту газу  $q$  і вибійного тиску

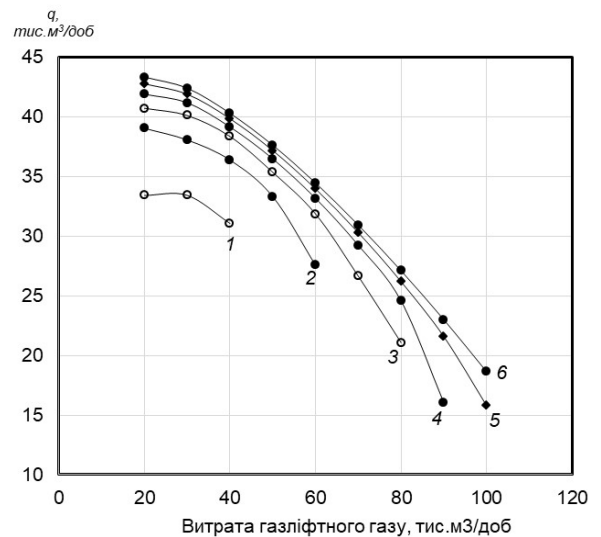


1 – 20 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 2 – 30 тыс.м<sup>3</sup>/доб;  
 3 – 40 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 4 – 50 тыс.м<sup>3</sup>/доб;  
 5 – 60 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 6 – 70 тыс.м<sup>3</sup>/доб;  
 7 – 80 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 8 – 90 тыс.м<sup>3</sup>/доб;  
 9 – 100 тыс.м<sup>3</sup>/доб

**Рисунок 3 – Залежності дебіту газу, що припливає із пласта, від глибини введення газліфтного газу в НКТ і його витрати**

$P_{\text{виб}}$  від витрати газліфтного газу для різних значень глибини введення його в НКТ.

Згідно з результатами розрахунків із збільшенням витрати газліфтного газу вибійний тиск поступово знижується, що пов'язано із зменшенням густини і в'язкості газорідинної суміші в НКТ внаслідок збільшення її газомісткості. В результаті зменшуються тиск стовпа газорідинної суміші на пласт і втрати тиску при її русі в НКТ. Після досягнення мінімального значення вибійний тиск починає зростати внаслідок збільшення втрат тиску на тертя при русі газорідинного потоку в НКТ. Ступінь зниження вибійного тиску тим більша, чим на більшій глибині вводиться газліфтний газ в НКТ. Зміна вибійного тиску при збільшенні витрати газліфтного газу впливає на дебіт газу, що припливає із пласта. Спочатку дебіт газу зростає і досягає максимального значення, після чого зменшується. Мінімум вибійного тиску і максимум дебіта газу досягається за різних значень витрати газліфтного газу (19,88 – 27,87 тыс.м<sup>3</sup>/доб) і відповідають таким значенням глибини введення його в НКТ: 1000 м – 9,727 МПа і 33,43 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 1500 м – 9,668 МПа і 39,10 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 2000 м – 9,654 МПа і 40,86 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 2500 м – 9,651 МПа і 42,03 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 3000 м – 9,641 МПа і 42,86 тыс.м<sup>3</sup>/доб; 3500 м – 9,638 МПа і 43,41 тыс.м<sup>3</sup>/доб.



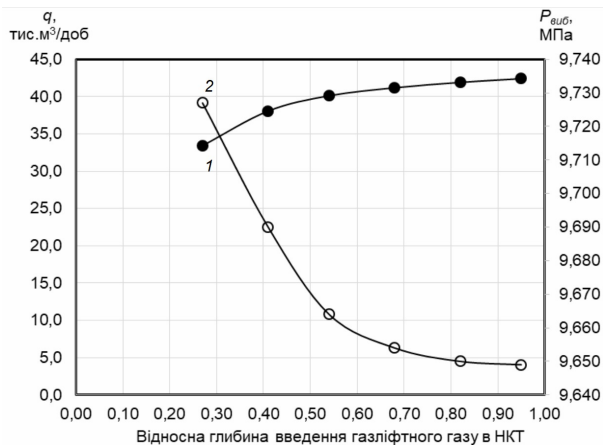
1 – 1000 м; 2 – 1500 м; 3 – 2000 м;  
 4 – 2500 м; 5 – 3000 м; 6 – 3500 м

**Рисунок 4 – Залежності дебіту газу, що припливає із пласта, від витрати газліфтного газу для різних глибин його введення в НКТ**

Результати виконаних досліджень свідчать, що із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ дебіт пластового газу зростає (рисунок 3). За однакових значень витрати газліфтного газу дебіт пластового газу буде тим більший, чим більша глибина введення газліфтного газу в НКТ (рисунок 4). Із збільшенням витрати газліфтного газу темп зростання дебіта пластового газу збільшується, однак зменшується діапазон глибин введення його в НКТ.

З використанням результатів розрахунків побудовано графічні залежності дебіта газу і вибійного тиску від відносного значення глибини введення газліфтного газу в НКТ (відношення глибини введення газліфтного газу до загальної довжини НКТ), які відповідають максимуму і мінімуму значень досліджуваних величин на рисунках 1 і 2. Відповідні залежності зображено на рисунку 5, а на рисунку 6 зображено залежності мінімальної і максимальної витрат газліфтного газу від відносної глибини введення його в НКТ, в інтервалі яких свердловина працює.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ дебіт газу, що припливає із пласта зростає, а вибійний тиск зменшується з поступовим виположуванням залежностей 1 і 2 на рисунку 5. При цьому зростає максимальна витрата і зменшується мінімальна витрата газ-

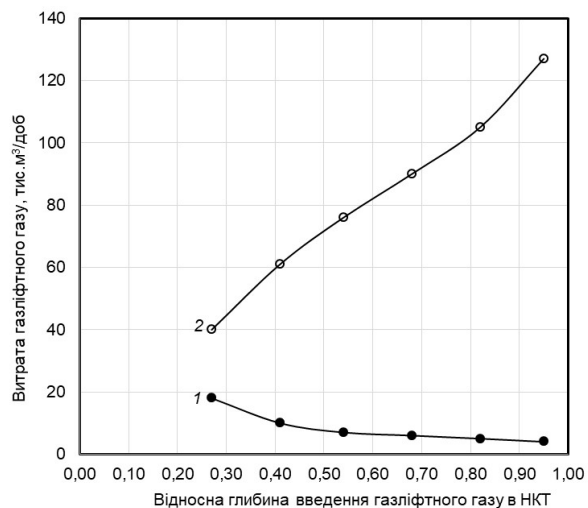


**Рисунок 5 – Залежності дебіту газу (1) і вибійного тиску (2) від відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ**

ліфтного газу, за яких обводнена газова свердловина може експлуатуватись газліфтним способом, а різниця між ними збільшується (рисунок 6). Шляхом статистичної обробки розрахункових даних отримано, що найбільша зміна дебіту газу і вибійного тиску відбувається до значень відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ рівних 0,50-0,55, після чого дебіт газу і вибійний тиск змінюється мало. Отже, за відсутності на промислі газу високого тиску можна обмежитися глибиною введення газліфтного газу в НКТ 0,50-0,55 від загальної довжини НКТ.

### Висновки

Результати виконаних комп'ютерних досліджень газліфтної експлуатації модельної обводненої газової свердловини за постійних значень гирлового тиску, водного фактора і діаметра НКТ свідчать про значний вплив витрати газліфтного газу і глибини введення його в НКТ на вибійний тиск і відповідно на дебіт газу. Із збільшенням витрати газліфтного газу вибійний тиск спочатку зменшується і досягає мінімуму і надалі зростає, а дебіт газу, навпаки, спочатку зростає, досягаючи максимуму, після чого зменшується. Із збільшенням глибини введення газліфтного газу в НКТ зменшується вибійний тиск, зростає дебіт газу і збільшується різниця між максимальним і мінімальним значеннями витрати газліфтного газу, в межах яких свердловина може експлуатуватись газліфтним способом. Оптимальне значення глибини введення газліфтного газу в НКТ, вище якого вибійний тиск і дебіт газу мало змінюється, становить 0,50-0,55 від довжини НКТ.



**Рисунок 6 – Залежності мінімальної (1) та максимальної (2) витрат газліфтного газу від відносної глибини введення газліфтного газу в НКТ**

### Література

1. 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.
2. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Кондрат Р. М., Хайдарова Л.І. Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №1(66). С. 60-64.
4. Ли. Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. 2008. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг». 384 с.
5. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production / Peter O. Oyewole, James F. Lea. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21-24 September 2008.
6. Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field / J. Anderson, R. Freeman, T. Pugh. *SPE Production Operations Symposium*, 16-19 April 2005.

### References:

1. Boiko V.S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. dokt. tekhn. nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]
2. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]

3. Kondrat R. M., Khaidarova L.I. Metodyka rozrakhunku parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnennykh hazovykh sverdlovin pry nadkhozhdzhenni na vybii hazu i vody z riznykh plastiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2018. No 1(66). P. 60-64. [in Ukrainian]

4. Ly. Dzh., H. Nykens, M. Uells. 2008. Ekspluatatsiia obvodniaiushchykh hazovykh skvazhyn: per. s anhl. M.: OOO «Premyum Ynzhynering». 384 p. [in Russian]

5. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production / Peter O. Oyewole, James F. Lea. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21-24 September 2008.

6. Hydraulic Jet Pumps Prove Ideally Suited for Remote Canadian Oil Field / J. Anderson, R. Freeman, T. Pugh. *SPE Production Operations Symposium*, 16-19 April 2005.

## МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ УДОСКОНАЛЕНОЇ СТРУМИННОЇ СВЕРДЛОВИННОЇ УСТАНОВКИ

Я. Я. Якимечко\*, Л. Б. Мороз, С. О. Овецький, Я. В. Фем'як

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
e-mail: yaroslav.yakymechko@nuing.edu.ua

Розглядається використання конструкції струминного насоса з розділеними робочими потоками для видобування високов'язкої нафти. Автори удосконалили конструкцію струминної свердловинної установки з розділеними робочими потоками, у якій робоча рідина, рухаючись по міжтрубному простором і досягнувши корпусу насоса, розділяється на два потоки. Частина робочої суміші – 40% ( залежності від перерізу сопла камери закручування) потрапляє до камери закручування гідродинамічного кавітатора, при проходженні робочої рідини з неї виділяються бульбашки газу. Ці бульбашки лускають під дією зовнішнього тиску на виході з камери при проходженні рідини через ступінчастий дифузор. Друга частина робочої суміші – 60% (в залежності від перерізу сопла струминного апарату) потрапляє на сопло насоса, звідки, витікаючи з великою швидкістю, утворює зону зниженого тиску, внаслідок чого суміш і нафта із підпакерного простору надходять в камеру змішування дифузора пристрою. Враховуючи те, що із застосуванням струминних апаратів можна досягти при певних умовах ефекту фонтанування, нами розглянуто умови, які можуть забезпечити цей ефект. При цьому можуть мати місце два випадки: 1) відбір рідини з свердловин обмежений; 2) відбір рідини з свердловин необмежений. Наводяться вихідні дані, технологічні параметри та послідовність їх визначення для варіанту, коли в якості робочої рідини використовується легка нафта, а робочий тиск наземної силової установки не задається. Визначення технологічних параметрів роботи свердловинної установки є рішенням прямої задачі, а далі – зворотної. Запропоновано удосконалену методику розрахунку технологічних параметрів струминної свердловинної установки з розділеними робочими потоками, конструкція якої немає аналогів в Україні. Дана методика була апробована під час промислових випробувань дослідного зразка комплексу обладнання для видобування високов'язких нафт. Спосіб роботи насосно-ежекторної свердловинної струминної установки з гідродинамічним пульсатором для видобування високов'язких нафт захищений патентом України.

Ключові слова: високов'язка нафта; глибинні насоси; струминні апарати; обмежений відбір нафти; послідовність розрахунку; проектування процесу.

Рассматривается использование конструкции струйного насоса с разделенными рабочими потоками для добычи высоковязкой нефти. Авторы усовершенствовали конструкцию струйной скважинной установки с разделенными рабочими потоками, в которой рабочая жидкость, при движении по межтрубному пространству, достигнув корпуса насоса, разделяется на два потока. Часть рабочей смеси - 40% (в зависимости от сечения сопла камеры закручивания) попадает в камеру закручивания гидродинамического кавитатора, проходя которую из рабочей жидкости выделяются пузырьки газа. Эти пузырьки лопаются под действием внешнего давления на выходе из камеры при прохождении жидкости через ступенчатый диффузор. Вторая часть рабочей смеси – 60% (в зависимости от сечения сопла струйного аппарата) попадает на сопло насоса, откуда, вытекая с большой скоростью, образует зону пониженного давления, в результате чего смесь и нефть с подпакерного пространства поступает в камеру смешивания диффузора устройства. Учитывая то, что с применением струйных аппаратов можно достичь при определенных условиях эффекта фонтанирования, нами рассмотрены условия, которые могут обеспечить этот эффект. При этом могут иметь место два случая: 1) отбор жидкости из скважин ограничен; 2) отбор жидкости из скважин неограничен. Приводятся исходные данные, технологические параметры и последовательность их определения для варианта, когда в качестве рабочей жидкости используется легкая нефть, а рабочее давление наземной силовой установки не задается. Определение технологических параметров работы скважинной установки представляет собой решение прямой задачи, а в дальнейшем – обратной. Предложена усовершенствованная методика расчета технологических параметров струйной скважинной установки с разделенными рабочими потоками, конструкции которой нет аналогов в Украине. Данная методика была апробирована при проведении промышленных испытаний опытного образца комплекта оборудования для добычи высоковязкой нефти. Способ работы насосно-эжекторной скважинной струйной установки с гидродинамическим пульсатором для добычи высоковязкой нефти защищен патентом Украины.

Ключевые слова: высоковязкая нефть; глубинные насосы; струйные аппараты; ограниченный отбор нефти; последовательность расчета; проектирование процесса.

The article considers the use of a jet pump design with separate workflows for the production of high-viscosity oil. The authors have developed an improved design of a jet well unit with separate workflows, in which the working fluid, moving through the inner annulus, reaching the pump housing, is divided into two streams. A portion of the working mixture - 40% (depending on the cross section of the nozzle of the twisting chamber) enters the twisting chamber of the hydrodynamic cavitator, via which the working fluid passes, creating gas bubbles. These bubbles flake under the action of external pressure at the outlet of the chamber when the liquid passes through a stepped diffuser. The second portion of the working mixture - 60% (depending on the cross section of the jet nozzle) enters the pump nozzle, where flowing at high speed, forms a zone of reduced pressure, resulting in the mixture and oil from the subpacker enter the mixing chamber of the device. We have considered the conditions that can provide the effect of gushing, taking into account the fact that with the use of jet devices can achieve this effect. There may be two cases: 1) the extraction of fluid from wells is limited; 2) the extraction of fluid from wells is unlimited. The initial data, technological parameters and the sequence of their determination are given for the variant when light oil is used as a working liquid, and the working pressure of the surface power plant is not set. Determining the technological parameters of the well unit is a solution to the direct problem, and then - the reverse one. The improved method for calculating the technological parameters of a jet well unit with separate workflows, the design of which has no analogues in Ukraine, is proposed. This technique has been tested during industrial tests of a prototype of an equipment set for the extraction of high-viscosity oils. The method of operation of the pumping-ejector downhole jet unit with a hydrodynamic pulsator for the extraction of high-viscosity oils is protected by a patent of Ukraine.

Keywords: high viscosity oil; submersible pumps; jet devices; limited oil extraction; sequence of calculation; process design.

### Вступ

В Україні видобування високов'язкої нафти здійснюється свердловинним методом за допомогою глибинно-насосних установок, а в якості глибинних насосів використовують штангові, електрозанурювані, гідропоршневі і гвинтові. Враховуючи те, що в міру піднімання нафти з вибою свердловин її в'язкість суттєво зростає, застосування штангових насосів стає не лише нерентабельним, але й технічно важко реалізованим. При ході штанг вниз вони в високов'язкому середовищі зависають, а при підніманні угору витримують великі розтягуючі напруження, що призводить часто до їх розриву.

В електрозанурюваних насосах (ЕЗН) через підвищення в'язкості нафти, різко зростає необхідний напір насоса та напруга на електропроводах ЕЗН, що призводить до виведення їх з робочого стану.

З відомих типів насосів для піднімання високов'язких нафт залишаються гвинтові та гідропоршневі. В цих типах насосів проблеми напору не мають вирішального значення, позаяк робочою рідиною виступає легка нафта, розчинник або спеціальні види емульсій, які при змішуванні з високов'язкими нафтами не підвищують в'язкості змішаного потоку. В обох видах насосів відношення витрат робочої рідини до витрат високов'язкої нафти, яка поступає до всмоктуючої камери насосів, складає 5-10 до 1. Таким чином, ріст в'язкості змішаного потоку у ліфтовій частині труб не перевищує 15-20%, а відповідно і необхідний напір насосів по відношенню до їх напору при роботі з чистою робочою рідиною не перевищує 20-25%. Єдиною проблемою для обох видів насосів є про-

блема всмоктування високов'язких нафт. Якщо в'язкість цих нафт не перевищує 10-30 мПа·с, то приймати спеціальні заходи щодо її зменшення не має потреби. У випадку в'язкості більшої 30 мПа·с в умовах вибою виникає потреба у розробленні спеціальних технічних рішень, які б дозволяли зменшувати в'язкість.

Технічні характеристики гідропоршневих насосів мають суттєві обмеження за максимально можливими витратами. Так, при глибині свердловини 3000 м українські насоси виробництва Сумського науково-виробничого об'єднання можуть піднімати на поверхню нафту з витратою 15 м<sup>3</sup>/добу. Тобто вони можуть бути використані лише в малодобітних свердловинах.

В США струминні насоси були розроблені в 70-х роках минулого століття і почата експериментальна експлуатація нафтових свердловин фірмами Kobe, National і Guiberson. Застосування їх на деяких свердловинах виявилось досить ефективним.

Нами запропоновано удосконалена конструкцію струминної свердловинної установки з розділеними робочими потоками, у якій робоча рідина, що рухається міжтрубним простором, досягнувши корпуса насоса, розділяється на два потоки. Частина робочої суміші – 40% (в залежності від перерізу сопла камери закручування) потрапляє в камеру закручування гідродинамічного кавітатора, де з робочої рідини виділяються бульбашки газу, а на виході з камери при проходженні рідини через ступінчастий дифузор ці бульбашки під дією зовнішнього тиску лускають. Друга частина робочої суміші – 60% (залежить від перерізу сопла струминного апарату) потрапляє на сопло насо-

са, звідки, витікаючи з великою швидкістю, утворює зону зниженого тиску. Внаслідок цього суміш і нафта із підпакерного пристрою надходить в камеру змішування дифузора пристрою. В колоні НКТ за рахунок аерації нафти і використання енергії виділеного з нафти газу суттєво знижується тиск на пласт, що дозволяє збільшити приплив і відбір пластової рідини. Далі по насосно-компресорними трубами нафта піднімається на поверхню. Аналогів запропонованої конструкції струминного апарату в Україні немає.

Метою роботи є удосконалення методики розрахунку технологічних параметрів струминної свердловинної установки з розділеними робочими потоками.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. Струминні насоси в даний час широко застосовують у багатьох країнах світу, в тому числі і в Україні. Вперше в Україні запропонував використання струминних апаратів у технології освоєння свердловин та інтенсифікації припливу вуглеводнів професор Яремійчук Р.С. за участю Кіфора Б.І., Хомінця З.Д., Лотовського В.М., Шандровського Т.Р. та ін.

Струминні насоси, які можна застосовувати при підніманні звичайної легкої і високов'язкої важкої нафти, мають дуже гнучку характеристики. В цих насосах відсутні рухомі деталі, тому вони відрізняються досить великою надійністю, мають значний моторесурс (6000 годин), у вставному варіанті можуть бути замінені без підйому насосно-компресорних труб.

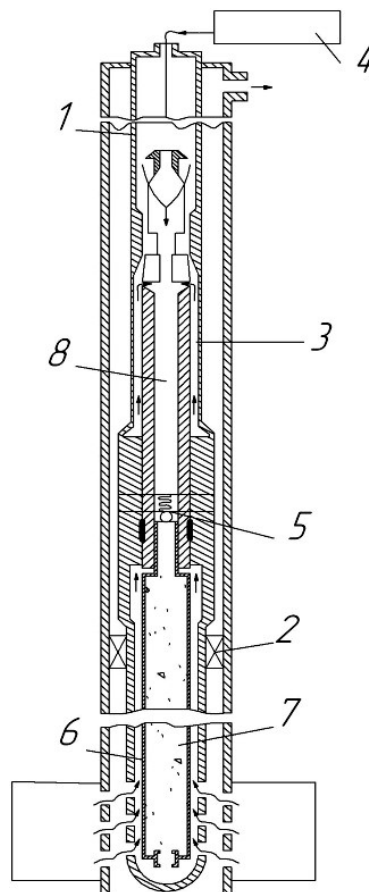
Застосування глибинних струминних насосів для експлуатації нафтових свердловин зумовлено такими їх особливостями:

- необхідний тиск робочої рідини біля входу у сопло струминного насоса створюється не тільки наземним силовим насосом, але і напором стовпа робочої рідини в колоні НКТ;
- тиск на виході струминного насоса, який необхідний для підймання рідини на поверхню, суттєво зменшується завдяки газліфтному ефекту, який виникає при виділенні вільного газу з нафти в колоні НКТ;
- менша чутливість до наявності вільного газу і піску в рідині у порівнянні з поршневыми насосами;
- простота конструкції і порівняно малі габарити насосів, надійність і корозійна стійкість при прийнятній ціні [5].

Поєднання струминного насоса із дією на високов'язку нафту імпульсно-кавітаційними технологіями може істотно вплинути на інтенсифікацію видобування важких вуглеводнів із свердловин. В якості генераторів імпульсно-кавітаційного впливу нами запропоновано використовувати ультразвукові гідродинамічні кавітатори. Такі пристрої мають мінімальні габарити і масу, просту конструкцію, без рухомих деталей, легко монтується у струминний апарат.

На сьогоднішній день відома низка свердловинних насосних установок і пристроїв для відкачування рідини із свердловини із використанням струминних насосів та застосуванням аерування робочої рідини [1-8]. Деякі з них мають на меті піднімання на поверхню рідин, які не володіють високою в'язкістю.

Заслугує на увагу пристрій для видобування високов'язкої і парафіністої нафти. Пристрій вміщує струминний насос 3, підвішений з пакером 2 на колоні труб 1 (рис. 1).



1 – колона труб; 2 – пакер; 3 – струминний насос; 4 – поверхневий насос; 5 – регулюючий клапан; 6 – реакційна камера; 7 – хімічний реагент; 8 – проточний канал

**Рисунок 1 – Пристрій для видобування високов'язкої і парафіністої нафти**

Струминний насос вміщує заповнену хімічним реагентом 7, реакційну камеру 6. Причому порожнина реакційної камери 6 з'єднана з проточним каналом 8 струминного насоса через регулюючий клапан 5. Струминний насос 3 спускають у колону труб 1, реагент 7 при зіткненні з водою, яка подається під тиском з поверхні, виділяє велику кількість тепла. Воно нагріває стінки реакційної камери 6. Ефективність досягається за рахунок зниження в'язкості нафти шляхом нагрівання її на вибої нафти. В якості джерела тепла використовується реакція хімічного реагента з водою.

Недоліком цього винаходу є те, що реагент, який використовується для ініціювання хімічної реакції з виділенням тепла, є недешевим і через деякий час його необхідно буде поновлювати. А для цього необхідно буде зупинити видобування і зворотним промиванням або за допомогою канатної техніки підняти реакційну камеру на поверхню. Все це незадовільно відобразиться на ефективності видобування високов'язкої нафти, погіршить економічні показники роботи свердловини.

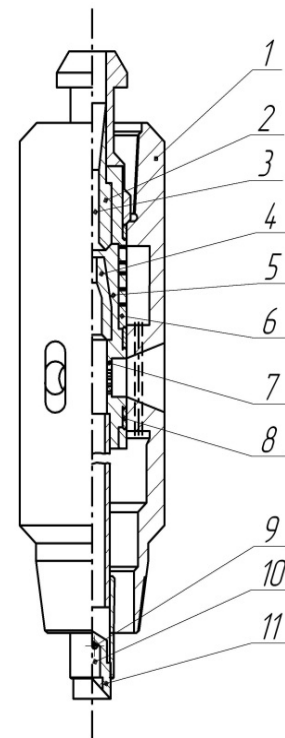
Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Для зменшення впливу цих недоліків нами пропонується удосконалити технологію видобування високов'язких нафт шляхом застосування струминних насосів з розділеними робочими потоками і використанням енергії пульсуючих потоків.

При проектуванні комплексу обладнання для видобування високов'язких нафт була взята за основу уже відома і випробувана конструкція струминного апарата типу ПЕОС. Нами запропоновано струминний апарат, схему якого зображено на рис. 2.

Корпус пристрою має осьовий канал з мінімальним діаметром 48 мм, який для заданого технологічного процесу перекривається відповідною вставкою (клапаном для опресування пакера, насосом ежекторним з клапаном гідродинамічних досліджень або гідродинамічним кавітатором). В корпусі пристрою є також радіальні канали для подачі робочої рідини і бокові канали вздовж осі для всмоктування пластової рідини з підпакерної зони. У верхній і нижній частинах корпусу пристрою має різьбу НКТ 73 ГОСТ 633-80 для з'єднання з насосно-компресорними трубами.

В струминних апаратах типу ПЕОС робоча рідина подається трубами НКТ, а за технологією видобування високов'язких нафт затрубному просторі, тому насос ежекторний нами конструктивно змінений. Він складається з корпусу, в якому вгвинчені сопло і змішувач. В

корпусі насоса передбачені радіальні отвори діаметром не більше 2,5 мм для фільтрації як робочої суміші, так і для фільтрації пластової рідини. Цим забезпечується більш надійніша і довговічніша робота струминного апарата. Сопло і змішувач виконані двох типорозмірів, що дає можливість підбирати різні режими роботи. У верхній частині ежекторного насоса знаходиться хвостовик з проточкою, за яку при допомозі цангового вловлювача на канатній техніці можна підняти на поверхню. В нижній частині ежекторного насоса є різьбова частина, до якої можна приєднувати клапан гідродинамічних досліджень або гідродинамічний кавітатор.



1 – корпус пристрою; 2 – дифузор; 3 – камера змішування; 4 – сопло; 5 – сідло; 6 – струминний насос; 7 – фільтраційні отвори; 8 – ущільнюючі кільця; 9 – тангенціальні входні отвори; 10 – камера змішування; 11 – гідродинамічний кавітатор

### Рисунок 2 – Струминний апарат для видобування високов'язких нафт

Клапан для гідродинамічних досліджень складається з корпусу, в якому знаходиться сідло, з'єднане з обмежуючою втулкою, кулька діаметром 25 мм, притиснена пружиною до сідла і обмежуючий гвинт. Сідло в нижній частині з'єднане з наконечником, який підтримує ущільнюючі манжети. В наконечнику передбачена різьба для приєднання глибинного манометра або термометра.

Експлуатація свердловин з високим газовим фактором і відносно низькими вибійними тисками (при підніманні високов'язких нафт для забезпечення притоку нафти з пласта необхідно створити великі депресії на пласт, а, значить, створювати низькі вибійні тиски) представляє значні інженерні труднощі. Фонтанний спосіб не реалізується через нестачу природної енергії пласта, механізовані - економічно малоефективні, газліфтний - через високі питомі витрати газу, насосні - через низький коефіцієнт корисної дії та інші фактори.

Формулювання цілей статті. Враховуючи те, що із застосуванням струминних апаратів можна досягти ефекту фонтанування, нижче розглянуто умови, які можуть забезпечити цей ефект. При цьому можуть мати місце два випадки:

- відбір рідини з свердловин обмежений;
- відбір рідини з свердловин необмежений.

Для випадку, коли необхідно проектувати процес вилучення нафти з обмеженим відбором, розрахунок наведено нижче. Для необмеженого відбору необхідне вирішення додаткових задач.

Вихідні дані, технологічні параметри: послідовність їх визначення для варіанту, коли як робоча рідина використовується легка нафта, а робочий тиск надземної силової установки не задається.

Визначення технологічних параметрів роботи свердловинної установки є розв'язання прямої задачі, а далі - оберненої.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. Для визначення технологічних параметрів ми опиралися на роботи таких вчених: Баскієва К.С., Гіматутдінова Ш.К., Бойка В.С., Савенкова І.Г., Міщенко І.Т., Соколова Е.О., Зінгера М.М., Шурова В.І., Аметова І.М., Яремійчука Р.С., Качмара Ю.Д., Світлицького В.М. та ін. [9-23].

Приймемо такі позначення:

$H$  - глибина свердловини до середніх отворів фільтра, м;

$D_e$  - внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$d_e$  - внутрішній діаметр НКТ, м;

$d_z$  - зовнішній діаметр НКТ, м;

$b$  - товщина продуктивного пласта, м;

$P_{nl}$  - пластовий тиск, Па;

$k_o$  - коефіцієнт продуктивності свердловини або постійний коефіцієнт у рівнянні притоку, м<sup>3</sup>/Па·с;

$h = 1$  - показник ступеня в рівнянні притоку;

$Q_n$  - дебіт свердловини, м<sup>3</sup>/с·Па;

$P_{нас}$  - тиск насичення нафти газом, Па;

$P_e$  - тиск на вибої свердловини, Па;

$P_2$  - тиск на викиді свердловини (буферний), Па;

$P_0$  - атмосферний тиск, Па;

$G_o$  - газовий фактор, приведений до нормальних умов, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\alpha$  - коефіцієнт розчинності газу в нафті, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>·Па;

$\rho_n$  - густина нафти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{zo}$  - густина газу, приведена до нормальних умов, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_p$  - густина робочої рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_z$  - густина змішаної рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu$  - коефіцієнт витрати насадки струминного апарату;

$\mu_n$  - в'язкість нафти, Па·с;

$\mu_p$  - в'язкість робочої рідини, Па·с;

$i$  - коефіцієнт інжекції струминного апарату;

$\varphi$  - кут нахилу свердловини.

Відбір рідини з свердловини, виходячи з конкретних умов, є обмеженим. Таким чином, відомо  $Q_n$  і аналітичний вираз індикаторної лінії:

$$Q_n = f(P_e) . \quad (1)$$

Знаючи  $Q_n$ , витрату надземної силової установки або витрату робочої рідини визначимо зі співвідношення:

$$Q_p = \frac{Q_n}{i} B , \quad (2)$$

де

$$B = \frac{\rho_n + G_o \rho_{zo}}{\rho_p} . \quad (3)$$

Коефіцієнтом інжекції  $i$  задаються, виходячи з умов забезпечення найбільш ефективної роботи установки. Сумарна подача струминного апарату буде дорівнювати

$$Q_c = Q_n + Q_p . \quad (4)$$

Знаючи дебіт свердловини  $Q_n$ , вибійний тиск визначається із рівняння припливу

$$P_e = P_{nl} - \left( \frac{Q_n}{k_0} \right)^{\frac{1}{H}} . \quad (5)$$

За вибійним тиском  $P_e$ , тиском насичення нафти газом  $P_{нас}$  і умов експлуатації свердловини, тиск на прийомі струминного апарату  $P_n$

визначається, виходячи з таких міркувань: якщо  $p_e > p_{нас}$ , то

$$p_n = p_{нас} \quad (6)$$

У випадку, коли  $p_e < p_{нас}$ , то тиск на прийомі насоса приймають рівним вибійному:

$$p_n = p_e \quad (7)$$

Знаючи глибину свердловини, вибійний тиск і тиск біля струминного апарату, визначається глибина його спуску в свердловину за залежністю:

$$L = H - \frac{p_e - p_n}{\rho_n g} \quad (8)$$

В нашій схемі можуть мати місце варіанти конструкцій струминного апарату: робоча рідина подається до струминного апарату через кільцевий міжтрубний простір.

Для розрахунку подачі і необхідної витрати газу необхідно знайти відповідні приведені еквівалентні діаметри. Значення цих діаметрів визначаються за експериментальними залежностями відповідно для визначення витрат рідини і витрат газу:

$$d_Q = \frac{d_e}{2} + 0,013; \quad (9)$$

$$d_z = \frac{d_e}{2} \quad (10)$$

Газ, який повертається з поверхні, у вигляді газорідинної суміші переходить у розчин, а пізніше виділяється з розчину у вихідному потоці. Осереднений тиск насичення цього потоку газом визначається зі співвідношення:

$$p'_{нас} = \frac{G_0 i}{\alpha' (i + B)} \quad (11)$$

Коефіцієнт  $\alpha'$  аналогічний коефіцієнту розчинності газу в рідині і приблизно враховує особливості розчинення та виділення газу у вихідному потоці підйомника. Його значення визначається з виразу:

$$\alpha' \approx \frac{2\alpha i}{2i + B} \quad (12)$$

Ефективний газовий фактор (питома витрата газу), який забезпечує процес фонтанування потоку рідини в підйомнику у верхній його частині, починаючи з деякої площини розгазування, буде дорівнювати:

$$G_{эф} = \frac{1}{2} \left[ \frac{iG_0}{i+B} - \alpha' (p_2 - p_0) \right] \quad (13)$$

Для забезпечення раціонального використання фонтанного ефекту у струминному апараті режим фонтанування на пошуковій частині його довжини повинен бути оптимальним. Для оптимального режиму довжина верхньої части-

ни підйомника, з якої забезпечується фонтанування висхідного потоку, визначається зі співвідношення:

$$L' = \frac{\frac{iG_0}{\alpha' (i+B)} - p_2}{2\rho_n g} + \left\{ \left[ \frac{\frac{iG_0}{\alpha' (i+B)} + p_2}{2\rho_n g} \right]^2 + \frac{1}{2} \left[ \frac{iG_0}{(i+B)} - \alpha' (P_2 - 2p_0) \right] d_z^{0,5} \left[ \frac{iG_0}{\alpha' (i+B)} - p_2 \right] \times \right. \\ \left. + \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \rho_c^2}{\alpha' (i+B) p_2} \right\}^{1/2} \quad (14)$$

Таким чином, в установці струминного підйомника, який спущений у свердловину на глибину  $L$ , в інтервалі  $L - L_1$  відбувається піднімання негазованої рідини за допомогою струминного апарату, а починаючи з глибини  $L'$  здійснюється її фонтанування за рахунок енергії напору, що відповідає тиску насичення  $p_{нас}$ , і енергії розширення газу, який виділяється з потоку цієї рідини.

Отже, за допомогою залежності (13) ми можемо проектувати режим роботи надземних газорідинних установок (насосів-бустерів або надземних ежекторів), а за допомогою залежності (14) визначити інтервал свердловини, де буде здійснюватися фонтанний підйом рідини.

Найбільш важливим параметром, від якого, в основному, залежать всі робочі параметри силової установки, є тиск на викиді струминного апарату  $p_c$ . Його значення за умови, що  $p_{нас}$  і  $\alpha'$  відомі, визначається за таким рівнянням:

$$p_c = \frac{iG_0}{\alpha' (i+B)} + (\alpha - \alpha') \rho_c g + \frac{8\lambda_k (\alpha - \alpha') Q_n^2 (i+B)^2 \rho_c}{\pi^2 (D_b^2 - d_3)^2} \cdot \frac{\lambda}{\cos \varphi} \quad (15)$$

де  $\rho_c$  - густина суміші свердловинної і робочої рідини, що виходять зі струминного апарату.

Коли  $\alpha < \alpha'$  тиск на викиді струминного апарату можна визначити із співвідношення:

$$p_c = \frac{iG_0}{\alpha' (i+B)} + (\alpha - \alpha') \rho_c g \quad (16)$$

Значення коефіцієнтів гідравлічного опору  $\lambda$  визначаються з відомих залежностей у відповідності до умов, що розглядаються:

Для кільцевого простору:

а) якщо  $Re < 1200$ , то

$$\lambda_k = \frac{16\pi(D_6 + d_3)\mu_c}{Q_c \rho_c}; \quad (17)$$

б) якщо  $Re \geq 1200$ , то

$$\lambda_k = \frac{0,2365}{\left(\frac{4Q_c \rho_c}{\pi(D_6 + d_3)\mu_c}\right)^{0,21}}. \quad (18)$$

Для визначення  $p_c$  скористаємось такими залежностями:

а) якщо  $P_6 < P_{нас}$  і  $P_c \geq P'_{нас}$ , то

$$p_c = \frac{p_n p_p (1+i)}{p_n + p_p}; \quad (19)$$

б) якщо  $P_6 < P_{нас}$  і  $P_c < P_{нас}$ , то

$$P_c = \frac{p_p (p_n + G_0 p_{z0})(1+i)}{p_n + G_0 p_{z0} + i p_p \left[ (G_0 - \alpha' p_c) \frac{p_0}{p_c} \right]}; \quad (20)$$

в) якщо  $P_6 \geq P_{нас}$  і  $P_c > P'_{нас}$ , то

$$p_c = \frac{p_n p_p (1+i)}{p_n + i p_p}. \quad (21)$$

Для визначення відносного перепаду тиску на струминному апараті (за Соколовим і Зінгером):

$$A = \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{\varphi_1^2}{m} \left[ 2\varphi_2 \sqrt{1 + \frac{\Delta p_k}{\Delta p_p} + \frac{2\varphi_2 \rho_p i^2}{\rho_n (m-1)}} - \frac{(2 - \varphi_3^2) \rho_p (1+i)^2}{m p_c} \right] - \frac{\Delta p_k}{\Delta p_p}, \quad (22)$$

де 
$$\frac{\Delta P_k}{\Delta P_p} = \left( \frac{\varphi_1}{\varphi_4} \right)^2 \frac{p_p \cdot i}{p_n (m-1)}.$$

Так,  $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$  - коефіцієнт швидкості відповідно робочого сопла, камери змішування, дифузора, вхідної ділянки камери змішування

$$\varphi_1 = 0,95; \quad \varphi_2 = 0,975; \quad \varphi_3 = 0,924$$

Якщо  $P_6 < P_{нас}$ , то

$$p_n = p'_n = \frac{p_n + G_0 p_{z0}}{1 + \frac{(G_0 - \alpha p_n) p_0}{p_n}}.$$

Перепад тиску на насадці струминного апарату

$$\Delta p_p = \frac{p_c - p_n}{p}. \quad (23)$$

Тиск на вході в насадку струминного апарату

$$P_p = \Delta p_p + p_n. \quad (24)$$

Тиск на викиді наземних агрегатів на гирлі свердловини

$$P_a = p_p - p_{zp} + p_{тер}, \quad (25)$$

де  $p_{zp}$  - тиск, що створюється стовпом рідини при вході в насадку;

$p_{тер}$  - витрати тиску на тертя в НКТ

$$p_{тер} = \frac{8\lambda L Q_p^2 p_p}{\pi^2 d_6^5}. \quad (26)$$

Діаметр насадки струминного апарату визначається із залежності

$$d_c = \left[ \frac{2Q_p}{\mu \pi} \left( \frac{2p_p}{\Delta p_p} \right)^{0,5} \right]^{0,5}. \quad (27)$$

Діаметр камери змішування визначається із залежності:

$$d_{кз} = d_c m^{0,5}, \quad (28)$$

де  $m = \frac{f_c}{f_{кз}}$

$f_c$  - площа насадки;

$f_{кз}$  - площа камери змішування.

Вище наведеними залежностями визначаються основні параметри роботи струминної установки.

Технологічна схема об'язки обладнання для видобування нафти за допомогою струминного насоса з розділеними робочими потоками передбачає таку область застосування:

- 1) глибина свердловини від 700 м до 2000 м;
- 2) в'язкість нафти на вибої свердловин від 20 мПа·с до 100 мПа·с;
- 3) продуктивність свердловини - від 5 до 100 м<sup>3</sup>/добу;

Обладнання повинно включати в себе:

- 1) фонтанну арматуру;
- 2) комплект насосно-компресорних труб;
- 3) гідродинамічний пульсатор (кавітатор) для імпульсно-хвильової дії на високов'язкі нафти, в якому зреалізований ефект зменшення в'язкості нафти в камері всмоктування за рахунок розчинення високов'язкої нафти потоком робочої рідини, дії кавітації та пропуском через високов'язку нафту природного газу;
- 4) гідромеханічний або механічний пакери;
- 5) наземний гідропривод, обладнаний ежекторним пристроєм для аерації робочої рідини, який здатний подавати у свердловину газорідинну суміш у співвідношенні за об'ємом рідни-газу при тиску нагнітання в межах 40:60;

6) лінію нагнітання робочої рідини, обладнану зворотним клапаном і фільтром з діаметром отворів не більше 3,5 мм;

7) для повторного використання природного газу повинна бути передбачена дегазаційна установка (сепаратор);

8) мірну ємкість з витратоміром;

9) ємкість технологічної рідини і ємкість доливання технологічної рідини.

### Висновки

Наукова новизна – запропоновано удосконалити методику розрахунку технологічних параметрів струминної свердловинної установки з розділеними робочими потоками, конструкція якої немає аналогів в Україні.

Дана методика була апробована під час промислових випробувань досліду зразка комплексу обладнання для видобування високов'язких нафт на свердловині № 95 Бугруватівського родовища НГВУ «Охтирканафтогаз», якими доведено його ефективність і роботоздатність.

Спосіб роботи насосно-ежекторної свердловинної струминної установки з гідродинамічним пульсатором для видобування високов'язких нафт захищений патентом України 57331 [24].

Застосування комплексу обладнання для видобутку високов'язких нафт має низку переваг:

- тиск на виході струминного насоса, необхідний для підйому рідини на поверхню, суттєво зменшується завдяки газліфтному ефекту, який виникає при виділенні вільного газу з нафти в колоні НКТ;

- конструкція струминного насоса менш чутлива до наявності вільного газу і піску в рідині у порівнянні з поршневыми насосами;

- простота конструкції і порівняно малі габарити насосів, надійність і корозійна стійкість установки.

### Література

1. Яремийчук Р.С., Кифор Б.М., Лотовский В.Н., Шанович Л.М. Применение струйных аппаратов при освоении скважин. Техника и технология бурения скважин: обзор. информ. М.: ВНИОЭНГ, 1988. 56 с.

2. Яремийчук Р.С., Джавадян А.А. Применение струйных аппаратов при интенсификации притока нефти. *Нефтяное хозяйство*. 1988. № 5. С. 37-40.

3. Яремийчук Р.С., Возный В.Р., Кифор Б.М., Лотовский В.Н. Технология повышения

продуктивности скважин с помощью струйных аппаратов. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: обзор. информ.* М.: ВНИОЭНГ, 1992. 52 с.

4. А. с. 1332086 СССР, МКИ F 04 F 5/54. Скважинная насосная установка / Р.С. Яремийчук, Б.М. Кифор, В.Н. Лотовский, В.И. Арцеховский, М.Г. Храбратин, С.Н. Горев, Г.А. Лесовой, К.Г. Догец (СССР). № 4020533/25-06; заявл. 06.02.86; опубл. 23.08.87, Бюл. № 31.

5. А. с. 1474339 СССР, МКИ F 04 F 5/14. Струйный насос / А.М. Абдулзаде, Р.С. Яремийчук, А.И. Спивак, С.Б. Назаров (СССР). № 4304842/25-29; заявл. 08.09.87; опубл. 23.04.89, Бюл. № 15.

6. А. с. 1481485 СССР, МКИ F 04 F 5/02. Струйный насос / А.М. Абдулзаде, Р.С. Яремийчук, А.И. Спивак, Н.А. Ефимов (СССР). № 4302914/25-29; заявл. 08.09.87; опубл. 23.05.89, Бюл. № 19.

7. А. с. 1551840 СССР, МКИ F 04 F 5/54. Скважинная насосная установка / Р.С. Яремийчук, И.В. Белей, Ю.С. Лопатин, М.Г. Храбратин, В.Д. Холодюк, А.А. Домальчук (СССР). № 4449704/25-29; заявл. 29.06.88; опубл. 23.03.90, Бюл. № 11.

8. А.с. 1701992 СССР, МКИ F 04 F 1/20. Устройство для добычи нефти / М.Г. Храбратин, Р.С. Яремийчук, М.Н. Томин, В.Д. Холодюк (СССР). № 4661478/29; заявл. 13.03.89; опубл. 30.12.91, Бюл. № 48.

9. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. Львов: Вища школа. 1982. 150 с.

10. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Освоения свердловин: Практикум. Львів: Світ, 1997. 256 с.

11. Яремийчук Р.С., Возный В.Р. Освоения та дослідження свердловин. Львів: Оріяна-Нова, 1994. 440 с.

12. Баскиев К.С., Власов А.И., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика. М.: Недра, 1986. 303 с.

13. Гиматутдинова Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974. 704 с.

14. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматутдинова. М.: Недра, 1983. 455 с.

15. Савенков Г.И., Бойко В.С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. Львов.: Вища школа, 1986. 160 с.

16. Савенков Г.И. Совершенствование технологии процесса освоения скважин сжатым газом: автореф. дис. на присвоение науч. степени

канд. техн. наук: спец. 05.15.10 “Бурение скважин”. Ивано-Франковск, 1986. 22 с.

17. Мищенко Н.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. М.: Недра, 1984. 272 с.

18. Соколов Е.Я., Зингер Н.М.. Струйные аппараты. 2-е изд., перераб. М.: Энергия, 1970. 288 с.

19. Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.

20. Аметов И.М., Байдиқов Ю.Н., Рузин Л.М., Спиридонов Ю.А. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. М.: Недра, 1985. 205 с.

21. Яремийчук Р.С., Савенков И.Г. Временная методика проектирования эксплуатации скважин струйными насосами с использованием фонтанного эффекта. Ивано-Франковск, 1991. 21 с.

22. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Сянюк Б.Б., Яремийчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину: наукове видання, книга перша. Львів: Центр Європи. 2004. 352 с.

23. Качмар Ю.Д., Світлицький В.М., Сянюк Б.Б., Яремийчук Р.С. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину: [наукове видання, книга друга]. Львів: Центр Європи, 2004. 414 с.

24. Патент 57331 Україна, МПК F04F 5/00 E21B 37/00. Спосіб роботи насосно-ежекторної свердловинної струминної установки з гідродинамічним пульсатором для видобування високов'язких нафт / Р.С. Яремийчук, Я.Я. Якимечко, Т.Р. Шандровський. № u2010 08424; заявл. 05.07.2010; опубл. 25.02.2011. Бюл. № 4.

### References

1. Yaremiychuk R.S., Kifor B.M., Lotovskiy V.N., Shanovich L.M. Primenenie struynyih apparatov pri osvoenii skvazhin. *Tehnika i tehnologiya bureniya skvazhin: obzor. inform.* М.: VNIOENG, 1988. 56 p. [in Russian]

2. Yaremiychuk R.S., Dzhavadyan A.A. Primenenie struynyih apparatov pri intensifikatsii pritoka nefi. *Neftyanoe hozyaystvo.* 1988. No 5. P. 37-40. [in Russian]

3. Yaremiychuk R.S., Vozniy V.R., Kifor B.M., Lotovskiy V.N. Tehnologiya povysheniya produktivnosti skvazhin s pomoschyu struynyih apparatov. *Stroitelstvo neftyanyih i gazovih skvazhin na sushe i na more: obzor. inform.* М.: VNIOENG, 1992. 52 p. [in Russian]

4. A. s. 1332086 SSSR, MKI F 04 F 5/54. Skvazhinnaya nasosnaya ustanovka / R.S. Yaremi-

ychuk, B.M. Kifor, V.N. Lotovskiy, V.I. Artsehovskiy, M.G. Hrabatin, S.N. Gorev, G.A. Lesovoy, K.G. Dogets (SSSR). No 4020533/25-06; zayavl. 06.02.86; opubl. 23.08.87, Byul. No 31. [in Russian]

5. A. s. 1474339 SSSR, MKI F 04 F 5/14. Struyniy nasos / A.M. Abdulzade, R.S. Yaremiychuk, A.I. Spivak, S.B. Nazarov (SSSR). No 4304842/25-29; zayavl. 08.09.87; opubl. 23.04.89, Byul. No 15. [in Russian]

6. A. s. 1481485 SSSR, MKI F 04 F 5/02. Struyniy nasos / A.M. Abdulzade, R.S. Yaremiychuk, A.I. Spivak, N.A. Efimov (SSSR). No 4302914/25-29; zayavl. 08.09.87; opubl. 23.05.89, Byul. No 19. [in Russian]

7. A. s. 1551840 SSSR, MKI F 04 F 5/54. Skvazhinnaya nasosnaya ustanovka / R.S. Yaremiychuk, I.V. Beley, Yu.S. Lopatin, M.G. Hrabatin, V.D. Holodyuk, A.A. Domalchuk (SSSR). No 4449704/25-29; zayavl. 29.06.88; opubl. 23.03.90, Byul. No 11. [in Russian]

8. A.s. 1701992 SSSR, MKI F 04 F 1/20. Ustroystvo dlya dobyichi nefi / M.G. Hrabatin, R.S. Yaremiychuk, M.N. Tomin, V.D. Holodyuk (SSSR). No 4661478/29; zayavl. 13.03.89; opubl. 30.12.91, Byul. No 48. [in Russian]

9. Yaremiychuk R.S., Kachmar Yu.D. Vskrytie produktivnih gorizontov i osvoenie skvazhin. Lvov: Vischa shkola. 1982. 150 p. [in Russian]

10. Yaremiichuk R.S., Kachmar Yu.D. Osvoennia sverdlovyn: Praktykum. Lviv: Svit, 1997. 256 p. [in Ukrainian]

11. Yaremiichuk R.S., Voznyi V.R. Osvoennia ta doslidzhennia sverdlovyn. Lviv: Oriiana-Nova, 1994. 440 p. [in Ukrainian]

12. Baskiev K.S., Vlasov A.I., Kochina I.N., Maksimov V.M. Podzemnaya gidravlika. М.: Nedra, 1986. 303 p. [in Russian]

13. Gimatutdinova Sh.K. Spravochnaya kniga po dobieche nefi. М.: Nedra, 1974. 704 p. [in Russian]

14. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanyihmestorozhdeniy / Dobyicha nefi / Pod red. Sh.K. Gimatutdinova. М.: Nedra, 1983. 455 p. [in Russian]

15. Savenkov G.I., Boyko V.S. Raschet protsesov intensifikatsii pritoka, osvoeniya i ekspluatatsii skvazhin. Lvov.: Vischa shkola, 1986. 160 p. [in Russian]

16. Savenkov G.I. Sovershenstvovanie tehnologi protsessa osvoeniya skvazhin szhatyim gazom: avtoref. dis. na prisvoenie nauch. Stepeni kand. tehn. nauk: spets. 05.15.10 “Burenie skvazhin”. Ивано-Франковск, 1986. 22 p. [in Russian]

17. Mischenko N.T., Saharov V.A., Gron V.G., Bogomolnyiy G.I. Sbornik zadach po tehnologii i tehnikе nefte dobyichi. M.: Nedra, 1984. 272 p. [in Russian]
18. Sokolov E.Ya., Zinger N.M. Struynnye apparaty. 2-e izd., pererab. M.: Energiya, 1970. 288 p. [in Russian]
19. Shurov V.I. Tehnologiya i tehnika dobyichi nefi. M.: Nedra, 1983. 510 p. [in Russian]
20. Ametov I.M., Baydikov Yu.N., Ruzin L.M., Spiridonov Yu.A. Dobyicha tyazhelyih i vysokovyazkkih neftey. M.: Nedra, 1985. 205 p. [in Russian]
21. Yaremychuk R.S., Savenkov I.G. Vremennaya metodika proektirovaniya espluatatsii skvazhin struynnymi nasosami s ispolzovaniem fontannogo efekta. Ivano-Frankovsk, 1991. 21 p. [in Russian]
22. Kachmar Yu.D., Svitlytskyi V.M., Syniuk B.B., Yaremychuk R.S. Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodniv u sverdlovynu: naukove vydannia, knyha persha. Lviv: Tsentr Yevropy. 2004. 352 p. [in Ukrainian]
23. Kachmar Yu.D., Svitlytskyi V.M., Syniuk B.B., Yaremychuk R.S. Intensyfikatsiia pryplyvu vuhlevodniv u sverdlovynu: [naukove vydannia, knyha druha]. Lviv: Tsentr Yevropy, 2004. 414 p. [in Ukrainian]
24. Patent 57331 Ukraina, MPK F04F 5/00 E21B 37/00. Sposib roboty nasosno-ezhektornoї sverdlovyanoi struynnoi ustanovky z hidrodynamichnym pulsatorom dlia vydobuvannia vysokov'iazkykh naft / R.S. Yaremychuk, Ya.Ia. Yakymchko, T.R. Shandrovskyi. No u2010 08424; zaiavl. 05.07.2010; opubl. 25.02.2011. Biul. No 4.

# Дослідження та методи аналізу

---

УДК 621.643.002:622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-3(80)-36-45

## МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО ОЦІНКИ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВODІВ У ВИПАДКАХ ЇХ НЕСИМЕТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ НА ДІЛЯНКАХ НАДЗЕМНИХ ПЕРЕХОДІВ

О. Ю. Коробков, Є. Й. Ріпецький, Р. Й. Ріпецький

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

Узагальнено результати геодезичних обстежень ряду ділянок надземних переходів трубопроводів різного призначення при дослідженні напружено-деформованого стану (НДС). Показано, що для трубопроводів є характерним процес несиметричного навантаження, який проявляється у зміщенні максимальної стріли прогину відносно середини прольоту. Запропоновано методичні підходи щодо оцінки НДС трубопроводів у випадках його несиметричного навантаження на ділянках надземних переходів. Розглянуто можливість використання величини мінімального радіуса кривизни трубопроводу як критерію оцінки НДС. У першому наближенні зігнуту вісь трубопроводу апроксимовано дугою кола, і на основі геометричної подібності отримано розрахункову формулу радіуса кривизни. Формулу поширено на всі випадки несиметричного навантаження шляхом введення безрозмірної функції  $\psi(k)$  в залежності від коефіцієнта несиметричності  $k$ . Дану функцію  $\psi(k)$  було отримано з використанням теорії зігнутої осі балки, яка навантажена зосередженою силою  $P$ . Проаналізовано, що при симетричному навантаженні існуючі підходи до апроксимації осі трубопроводу дугою кола дають занижені результати в оцінці НДС на 34%, а при несиметричному навантаженні ця розбіжність збільшується до 46%. Підтверджено узгодженість теоретичних результатів мінімального радіуса кривизни з експериментальними даними. Запропонована методика орієнтована на практичне застосування опрацювання даних геодезичних вимірів, оскільки включає параметри, які доступні для контролю НДС геодезичними приладами.

Ключові слова: трубопровід, надземний перехід, геометрична подібність, дискретні координати, напружено-деформований стан.

Обобщены результаты геодезических обследований ряда участков надземных переходов трубопроводов различного назначения при исследовании напряженно-деформированного состояния (НДС). Показано, что для трубопроводов характерен процесс несимметрической нагрузки, который проявляется в смещении максимальной стрелы прогиба относительно середины пролета. Предложены методические подходы к оценке НДС трубопроводов в случаях их несимметричной нагрузки на участках надземных переходов. Рассмотрена возможность использовать величину минимального радиуса кривизны трубопровода в качестве критерия оценки НДС. В первом приближении изогнутая ось трубопровода аппроксимирована дугой окружности и на основе геометрического подобия получена расчетная формула радиуса кривизны. Формула распространена на все случаи несимметричной нагрузки путем введения безразмерной функции  $\psi(k)$  в зависимости от коэффициента несимметричности  $k$ . Данная функция  $\psi(k)$  получена с использованием теории изогнутой оси балки, нагружена сосредоточенной силой  $P$ . Проанализировано, что в случаях симметричной

нагрузки существующие подходы к аппроксимации оси трубопровода дугой окружности дают заниженные на 34% результаты в оценке НДС, а при несимметричной нагрузке это расхождение увеличивается до 46%. Подтверждена согласованность теоретических результатов минимального радиуса кривизны с экспериментальными данными. Предложенная методика ориентирована на практическое применение обработки данных геодезических измерений, так как включает параметры доступные для контроля НДС геодезическими приборами.

Ключевые слова: трубопровод, надземный переход, геометрическое подобие, дискретные координаты, напряженно-деформированное состояние.

*The geodetic surveys results of a number of above-ground pipeline crossings for various purposes in the study of stress-deformed state (SDS) are summarized. It is shown that pipelines are characterized by the process of asymmetric loading, which is manifested in the displacement of the maximum deflection arrow relative to the middle of the span. Methodical approaches to estimation of SDS of pipelines in cases of its asymmetric loading on sections of overpasses are offered. The minimum radius of curvature of the pipeline was chosen as the criterion for SDS assessment. In the first approximation, the curved axis of the pipeline is approximated by an arc of a circle and on the basis of geometric similarity the calculated formula of radius of curvature is obtained. The formula is extended to all cases of asymmetric loading by introducing the dimensionless function  $\psi(k)$  depending on the asymmetry coefficient  $k$ . This function  $\psi(k)$  is obtained using the theory of the curved axis of the beam, which is loaded by a concentrated force  $P$ , and approximated by a linear dependence. It is analyzed that at symmetrical loading the existing approaches to approximation of the axis of the pipeline by an arc of a circle give the underestimated result in an estimation of the SDS by 34%, and at asymmetric loading this discrepancy increases to 46%. The practical convergence of the results of the minimum radius of curvature with the experimental data is confirmed. The proposed technique is focused on the practical application of the processing of geodetic measurements, as it includes the parameters available for SDS control by geodetic instruments.*

Keywords: pipelines, above-ground pipeline crossings, geometric similarity, discrete coordinates, stress-deformed state.

## Вступ

Трубопроводи як лінійні та протяжні інженерні об'єкти характеризується значною кількістю надземних переходів через різні природні та штучні перешкоди. Як правило, на ділянці надземного переходу трубопровід утворює прольотну конструкцію, яка складається з опор та додаткових кріплень, що підтримують трубопровід у підвищеному стані. В усіх прольотних конструкціях трубопроводи схильні до деформацій, які проявляються у переміщеннях осі трубопроводу. Це, в свою чергу, призводить до зміни напружено-деформованого стану, показники якого регламентують міцність та працездатність трубопроводу [1, 2]. Актуальність дослідження пов'язана із появою критичних значень показників НДС у процесі експлуатації трубопроводів, що призводять до руйнування металу і виникнення аварійних ситуацій [3].

Особливо потенційно небезпечними з цієї точки зору є ділянки надземних переходів, на яких трубопроводи працюють у важких експлуатаційних умовах під дією додаткових факторів зовнішнього навантаження, що спричиняє високий ступень ризику виникнення аварійних ситуацій.

У зв'язку з цим передбачено постійне проведення контролю за технічним станом об'єктів. Обмеженість інформації з даних обстежень вимагає розробки нових методик адекватного оцінювання НДС. Тож пошук параметрів, які б корелювалися з показниками напру-

жено-деформованого стану трубопроводів, стає невід'ємним компонентом методик оцінки НДС трубопроводів.

## Аналіз останніх досліджень і публікацій

Загальні підходи до визначення НДС трубопроводів наведено в роботах [1, 2]. Теоретичним положенням робіт є визначення показників НДС трубопроводу за його деформованою віссю. Для цього автори використовують набір дискретних даних у вигляді координат точок на твірній трубопроводу. З використанням різних методик отримують рівняння плавних кривих у вигляді сплаймів, за якими можна визначити величини згинаючих моментів. На практиці дані методи, які успішно використовують на ділянках підземного залягання трубопроводів, можуть бути застосовані і для відкритих ділянок у конструкціях надземних переходів. Однак, особливості в деформаційних процесах трубопроводу на надземних переходах дозволяє запропонувати нові специфічні підходи до методик оцінки НДС.

Слід відмітити, що деформації трубопроводів на надземних переходах мають характерний вигляд. Більшість дослідників вважають, що деформована лінія осі наближена до форми дуги кола [4]. Методика розрахунку радіуса дуги кола за геодезичними вимірами деформованого трубопроводу наведена в статтях [1, 4]. Водночас, в літературі ведеться дискусія про неадекватність таких критеріїв щодо оцінки



**Рисунок 1 – Опорна конструкція вантового типу на надземному переході трубопроводу**

НДС трубопроводу. Так, група авторів [5] вважає, що величина радіуса кривизни сильно залежить від групи точок, які беруть участь у розрахунку радіуса.

Враховуючи те, що надземні переходи характеризуються своєю відкритістю та легкою доступністю у порівнянні з трубопроводами підземного залягання, до них можуть застосовуватися різноманітні методи збору даних – як безпосереднього контакту, так і безконтактні. До останніх належать геодезичні методи наземного контролю, які дозволяють визначити координати характерних точок [6]. За допомогою інструментальної зйомки одержують координати замаркованих точок на газопроводі, використовуючи при цьому відносну систему координат [7]. Сучасні методи дистанційного дослідження, такі як інтерферометрія, застосовано для пошуку критичних місць підземного газопроводу за дискретними координатами у вигляді осідань поверхні внаслідок зсувних процесів прилеглої території [8].

У роботі [9] також розроблено розрахункові моделі для визначення допустимих переміщень підземних газопроводів у вертикальній і горизонтальній площинах. Важливим аспектом роботи є розроблення методики встановлення точності геодезичних робіт для геодезичного моніторингу просторового стану підземних магістральних газопроводів. Однак точність власне критеріїв оцінки НДС трубопроводу авторами не розглядається.

#### **Постановка завдання**

Проблеми зміни в НДС трубопроводів як наслідок їх тривалої експлуатації розглянемо на прикладі надземного переходу через р. Бистриця-Надвірнянська в м. Івано-Франківськ (рис. 1). Даний надземний перехід складається з двох прольотів довжиною по 50 м. Перехід відноситься до вантових типів, так як має додаткові ванти. Їх призначення – підтримання трубопроводу у підвішеному стані і зменшення режиму навантаження. Трубопровід на кожному прольоті утримується двома вантами зліва та справа. При рівномірному навантаженні ванти здатні знизити НДС трубопроводу на 10–15% [10].

Однак, з часом натяги вант слабнуть, що призводить до втрати їх несучих функцій з одночасним зростанням НДС. Система трубопроводу переходить у режим несиметричного навантаження. Режим несиметричного навантаження трубопроводів можна зафіксувати методами геодезичної зйомки, з якої впливає, що знаходження максимальної стріли прогину не співпадає із серединою прольоту, а має незначне зміщення.

Аналогічні результати отримано при обстеженні газопроводу «Угерсько–Івано-Франківськ», а також газопроводу «Острогоськ–Шебелинка» в статті [11]. Основні характеристики трубопроводів та їх параметри деформації зведено у таблиці 1.

Вказані дані про деформації трубопроводів, найважливіше значення величин максима-

Таблиця 1 – Основні характеристики та розміри деформацій трубопроводів на надземних переходах

№	Трубопровід	Тип кріплення	Транспортований продукт	Діаметр трубопроводу $D$ , мм	Товщина стінки трубопроводу $t$ , мм	Довжина прольоту, м	Геометричні параметри деформації, м		
							Макс. прогин $f_{max}$	Координата розміщення $X_f$	Зміщенні відносно середньої прольоту
1	Водопровід	Вантовий	вода	820	2,5	50	0,4–0,6	25,7–28,3	0,7–3,3
2	Газопровід «Угерсько–Івано-Франківськ»	Утримуючі канати	газ, тиск 3,0 МПа	500	7	65	0,1	30	2,5
						130	0,17	59	6,1
3	Газопровід «Острогозьк–Шебелинка» [11].	Балковий (без проміжних опор)	газ, тиск 5.4 МПа	1220	12	45,7	0,302	18	4,85

льних прогинів і місце їх локалізації, ще не дають підстав для оцінки напружено-деформованого стану. Адже, характер зовнішнього навантаження залишається невідомим. А звідси невідомі силові фактори в перерізах трубопроводу, й саме головне – значення внутрішніх напружень у стінках трубопроводу, які є основним критерієм в оцінці НДС.

Враховуючи невизначеність силових факторів, а також те що конфігурація зігнутого трубопроводу наближена до форми дуги, доцільно перейти до інших критеріїв НДС. Одним з можливих критеріїв є радіус кривизни  $R$  нейтральної осі трубопроводу.

Існуючі галузеві методики оцінки НДС трубопроводів регламентують використовувати як показник надійності радіус, а кривизни осі трубопроводу не враховують зміщення стріли прогину [12]. Радіус кривизни трубопроводу зазвичай обчислюється за координатами трьох точок, а умова міцності експлуатації трубопроводу записується у вигляді

$$R > R_{\text{доп}}, \quad (1)$$

де  $R_{\text{доп}}$  – мінімально допустимий радіус кривизни даного трубопроводу [12].

Однак, при запису умови (1) не розмежовано такі поняття, як “радіус кривизни ділянки трубопроводу” і “радіус кривизни в точці нейтральної осі”. Тож виникає ситуація, коли отриманий радіус кривизни не є мінімальним, а тому дає занижені показники НДС трубопроводу, що не відображає реальний стан навантаження.

Крім того, не розглянуто питання впливу несиметричності навантаження на НДС трубопроводу.

У зв’язку з тим, що конструкції надземних переходів трубопроводів характеризують однойменні параметри, такі як: довжина прольоту, діаметр труби, товщина стінки, властивості транспортованого продукту і т.п. (табл. 1), тому методику оцінки НДС трубопроводів доцільно розробляти на базі теорії геометричної подібності конструкцій, що дозволить застосовувати єдиний критерій до оцінки НДС трубопроводів різних типів.

**Мета дослідження** полягає у розробці методичних підходів до реальної оцінки напружено-деформованого стану трубопроводів у випадках їх несиметричного навантаження на ділянках надземних переходів.

Задача дослідження полягає в отриманні спочатку виразу радіуса кривизни геометрично подібних трубопроводів при симетричному навантаженні, а потім за допомогою поправкових коефіцієнтів поширенні результату на трубопроводи надземних переходів у випадках їх несиметричного навантаження.

#### Виклад основного матеріалу дослідження

Оскільки фактори зовнішнього навантаження на трубопровід є невідомими, то розглянемо можливість використання величини мінімального радіуса кривизни трубопроводу як критерію оцінки НДС. Для цього прольотні конструкції надземних переходів трубопроводів зведемо до єдиної геометрично подібної схеми (рис. 2). На схемі показано трубопровід, що знаходиться на двох опорах  $A$  і  $B$ , відстань між якими  $L$ . Під дією зовнішнього наванта-

ження він деформується, утворюючи максимальну стрілу прогину  $f_{max}$ . Припустимо, що лінія деформації осі трубопроводу набула форми дуги кола радіусом  $R$ . Встановимо аналітичну залежність між радіусом кривизни трубопроводу і геометричними параметрами деформаційного процесу.

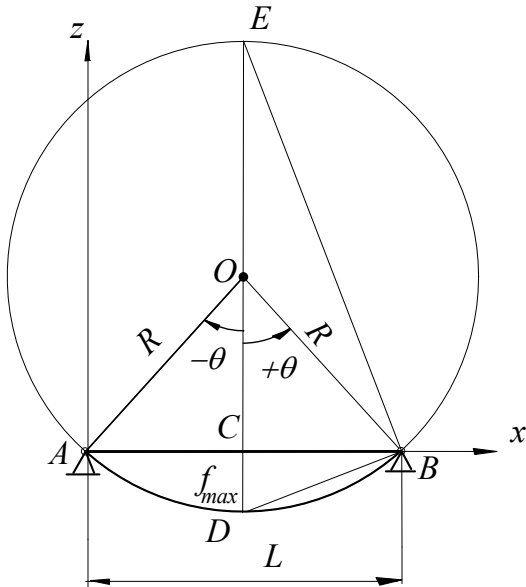


Рисунок 2 – Знаходження радіуса кривизни деформації трубопроводу за принципом геометричної подібності

Згідно з поставленою задачею розглянемо спочатку випадок симетричного навантаження трубопроводу. Лінію деформації осі апроксимуємо дугою  $AB$  радіусом  $R$ . Це означає, що абсциса координати точки  $C$  максимального прогину набуде значення  $X_f = L/2$ , а максимальний прогин становить  $f_{max} = CD$ .

Через три характерні точки  $A, D, B$  проведемо коло радіусом  $R$  з центром в точці  $O$ . Задача з визначення НДС зведеться до знаходження радіуса кривизни на основі геометричної подібності трубопроводів.

Розмістимо прольотну конструкцію трубопроводу в декартовій системі координат  $XAZ$  (рис. 2) з початком в точці  $A$  лівої опори. Сис-

тема координат умовна, в ній вісь абсцис  $X$  спрямована вздовж осі трубопроводу до деформації, а вісь ординат  $Z$  – вертикальна на ній фіксують величини переміщень перерізів трубопроводу.

Для отримання спільних закономірностей деформації трубопроводів на принципах геометричної подібності перейдемо до полярної системи координат з центром в точці  $O$  і полярною віссю  $OD$ . Положення точки  $O$  співпадає із серединою прольоту  $AB$  і знаходиться на висоті  $R - f_{max}$ . Декартові координати точки  $O$ , а також характерних точок осі трубопроводу  $A, B, D$  занесено до таблиці 2.

В полярній системі координат положення характерних точок буде задаватися радіусом кривизни  $R$  і кутом  $\theta$  відхиленням від полярної осі  $OD$ . Причому при відхиленні вправо значення кута  $\theta$  буде додатним, а при відхиленні вліво – від’ємним.

Знаходимо радіус кривизни як критерій оцінки НДС трубопроводу за принципом геометричної подібності. Встановимо залежність між радіусом кривизни кола  $R$  і величиною максимального прогину  $f_{max}$ , який відображається відрізком  $CD$ . Для цього точку  $O$  центра полярної системи координат з’єднаємо з характерними точками  $A, B, D$ , що лежать на дузі кола рівними відрізками  $OA = OB = OD = R$ . Після вказаних побудов отримаємо  $\triangle DEB$ , з якого запишемо очевидні залежності

$$BC^2 = EC \cdot CD, \text{ або}$$

$$\left(\frac{L}{2}\right)^2 = (2R - f_{max}) \cdot f_{max},$$

а з урахуванням  $2R \gg f_{max}$  ( $DE \gg CD$ ) маємо

$$L^2 = 8R \cdot f_{max}.$$

Звідси шуканий радіус  $R$  отримаємо через величину прогину  $f_{max}$ :

$$R = \frac{L^2}{8f_{max}}. \quad (2)$$

Формула (2) радіуса кривизни отримана для випадку симетричного навантаження. Роз-

Таблиця 2 – Значення дискретних координат характерних точок деформованого трубопроводу в декартовій і полярній системах координат

Точки деформованого трубопроводу	Декартові координат $XAZ$		Полярні координати	
	$X$	$Z$	Довжина	Кут
Опора $A$	0	0	$R$	$-\theta$
Опора $B$	$L$	0	$R$	$\theta$
Середина прольоту перерізу трубопроводу $D$ у деформованому стані	$L/2$	$f_{max}$	$R$	0
Центр полярної системи координат $O$	$L/2$	$R - f_{max}$	0	0

Таблиця 3 – Використання положень теорії деформованої осі балки в прольотних конструкціях в оцінці НДС трубопроводів

№	Формування теоретичних положень деформованої осі балки	Використання теоретичних положень в оцінці НДС трубопроводу	Схема / формули
1	Моделювання несиметричного режиму НДС трубопроводу під дією зосередженої сили $P$ здійснюється варіюванням параметра $a$ ( $a \geq b$ )	Приймається гіпотеза про навантаження трубопроводу зосередженою силою $P$	
2	Максимальний згинаючий момент	Перехід до мінімального радіусу згину	$M_{\max} = \frac{Pab}{L}$ (3)
3	Відстань до максимального прогину	Наявність зміщення максимального прогину $f_{\max}$ відносно середини прольоту на величину $\Delta$	$X_f = \sqrt{\frac{L^2 - b^2}{3}}$ (4)
4	Величина максимального прогину		$f_{\max} = \frac{PbL^2\sqrt{3}}{27EJ} \cdot \sqrt{\left(1 - \frac{b^2}{L^2}\right)^3}$ , (5) де $EJ$ – жорсткість трубопроводу
5	Положення максимального прогину [13]: при $b = a$ , $X_f = 0,5 L$ ; при $b \rightarrow 0$ , $X_f = 0,577 L$	Інтервал зміни безрозмірного коефіцієнта $k = \frac{X_f}{L}$	$0,5 \leq k \leq 0,577$ (6)

глянемо можливість поширити формулу (2) для реальних випадків навантаження зі знаходженням мінімального радіусу кривизни шляхом застосування поправкових коефіцієнтів, враховуючи несиметричність навантаження.

Отримання модифікованої формули мінімального радіусу кривизни трубопроводу для випадків несиметричного навантаження здійснено з урахуванням положень деформованої осі балки на двох опорах.

Була прийнята гіпотеза про подібність лінії згину несиметричного навантаження із випадком прольотної балки, що навантажена зосередженою силою  $P$ . Використано основні положення теорії деформації осі балки [13]:

- моделювання несиметричного режиму НДС трубопроводу під дією зосередженої сили  $P$  здійснюється зміною параметра  $a$ ;

- максимальний згинаючий момент  $M_{\max}$  виникає в перерізі прикладання зосередженої сили  $P$ ;

- величина максимального прогину задається формулою (5);

– координата максимального прогину  $X_f$  не співпадає з розміщенням максимального моменту  $M_{\max}$ .

Враховуючи обернено-пропорційну залежність між моментом згину  $M$  та радіусом кривизни  $R$  ( $M = EJ/R$ ), а також діапазон зміни згинаючого моменту по довжині у прольотних конструкціях  $0 \leq M(x) \leq |M_{\max}|$ , запишемо діапазон зміни радіусу кривизни трубопроводу як  $R_{\min} \leq R(x) \leq |\infty|$ . Власне мінімальний радіус кривизни  $R_{\min}$  і буде критерієм оцінки НДС трубопроводу у випадках несиметричного навантаження.

Аналізуючи дані основних теоретичних положень деформації прольотної конструкції (табл. 3), можемо зауважити, що зміщення координати точки перерізу з мінімальним радіусом кривизни становить  $\Delta = X_f - L/2$ .

В загальноприйнятій формулі (5) зробимо такі перетворення: спочатку зосереджену силу  $P$  виразимо через максимальний момент  $M_{\max}$  згідно з (3), пізніше – через радіус кривизни трубопроводу  $R_{\min}$ :

$$f_{\max} = \frac{M_{\max} L^3 \sqrt{3}}{27 E J \cdot a} \sqrt{\left(1 - \frac{b^2}{L^2}\right)^3} = \frac{L^3 \sqrt{3}}{27 R_{\min} \cdot a} \sqrt{\left(1 - \frac{b^2}{L^2}\right)^3} \quad (7)$$

Здійснимо перетворення формули (7), записавши в ній лише ті геометричні параметри, які підлягають геодезичним вимірам ( $L, f_{\max}, X_f$ ), і виключимо з формули невідомий параметр  $a$ . Для цього введемо коефіцієнт несиметричності

навантаження трубопроводу  $k = \frac{X_f}{L}$ , через

який виразимо відносно величину  $\frac{a}{L}$ :

$$\frac{a}{L} = 1 - \sqrt{1 - 3k^2}.$$

Тоді отримаємо вираз мінімального радіусу кривизни, який після перетворень зведемо до вигляду (2)

$$R_{\min} = \frac{X_f^2}{3 f_{\max}} \cdot \frac{k}{1 - \sqrt{1 - 3k^2}} = \frac{L^2}{8 f_{\max}} \cdot \frac{8k^3}{3(1 - \sqrt{1 - 3k^2})} = \frac{L^2}{8 f_{\max}} \cdot \psi(k), \quad (8)$$

де  $\psi(k)$  – безрозмірна функція, що розраховується за формулою

$$\psi(k) = \frac{8k^3}{3(1 - \sqrt{1 - 3k^2})}. \quad (9)$$

Порівнюючи отриманий вираз мінімального радіуса кривизни  $R_{\min}$  (8) для випадків несиметричного навантаження трубопроводу з попереднім виразом радіуса  $R$  (2) при апроксимації лінії згину трубопроводу формою дуги кола при довжині прольоту  $L$ , отримаємо

$$R_{\min} = R \cdot \psi(k). \quad (10)$$

Враховуючи те, що коефіцієнт  $k$  може змінюватися в інтервалі (6), можливий інтервал зміни безрозмірної функції становитиме  $0,53 < \psi(k) < 0,66$ . З урахуванням можливого діапазону  $\psi(k)$  формула (10) з введенням поправкового коефіцієнта набуде вигляду

$$R_{\min} = (0,53 \dots 0,66) \cdot R = (0,53 \dots 0,66) \cdot \frac{L^2}{8 f_{\max}}. \quad (11)$$

Проаналізуємо отриманий вираз мінімального радіуса кривизни трубопроводу (11) для випадків несиметричного навантаження.

Як бачимо, апроксимація зігнутої осі трубопроводу дугою кола дає занижену на 34-36 % оцінку в НДС. Причому максимальне значення  $\psi(k) = 0,66$  при симетричному навантаженні свідчить, що радіус кривизни трубопроводу менший від апроксимованого на 34 %. А у випадках несиметричного навантаження ця розбіжність зростає і може сягати значення  $\psi(k) = 0,53$ . Тобто, при несиметричному навантаженні розбіжність у визначенні мінімального радіуса кривизни збільшується до 46 %.

Таким чином, отримані формули мінімального радіуса кривизни (8) і (11) поширено для випадків несиметричного навантаження трубопроводів на надземних переходах шляхом введення поправкового коефіцієнта. Числове значення поправкового коефіцієнта визначається формулою (9), і залежить від несиметричності навантаження  $k$ .

Можливість використання формул (8) і (11) для оцінки напружено-деформованого стану трубопроводів у випадка їх несиметричного навантаження підтверджено експериментальними даними для ділянок надземного переходу вантового типу (рис. 1). За результати геодезичних обстежень було отримано дискретні координати точок твірної деформованого трубопроводу на двох прольотах. Графіки зігнутої осі трубопроводу на прольотах 1 і 2 (рис. 3) наведено в умовній системі координат, вертикальна вісь якої має значення висот за Балтійською системою [6].

Для кожного із прольотів було визначено максимальну стрілу прогину  $f_{\max}$ , а також місце її локалізації, яке задається координатою  $X_f$ . Так, значення величин максимальних прогинів для прольотів 1 і 2 становили відповідно  $f_{\max 1} = 0,4$  м і  $f_{\max 2} = 0,6$  м, а місце їх локалізації –  $X_{f1} = 25,7$  м і  $X_{f2} = 28,3$  м.

Отже, якщо в надземному переході трубопроводу прольот 1 ще можна розглядати як симетрично навантажений, то на прольоті 2 спостерігається явне порушення симетричності навантаження. Зміщення від центру прольоту становило 3,3 м. Крім того, з графіка 4 видно, що параметри деформації трубопроводу на прольоті 2 більші, а отже і напруження у перерізах труби будуть вищі.

За дискретними даними координат здійснено оцінку НДС трубопроводу за радіусом кривизни на прольотах 1 і 2. В таблиці 4 наведено результати порівнянь теоретичних положень розрахунку радіусів кривизни за формулами (2) і (8) з експериментальними даними (рис. 3) надземного переходу вантового типу,

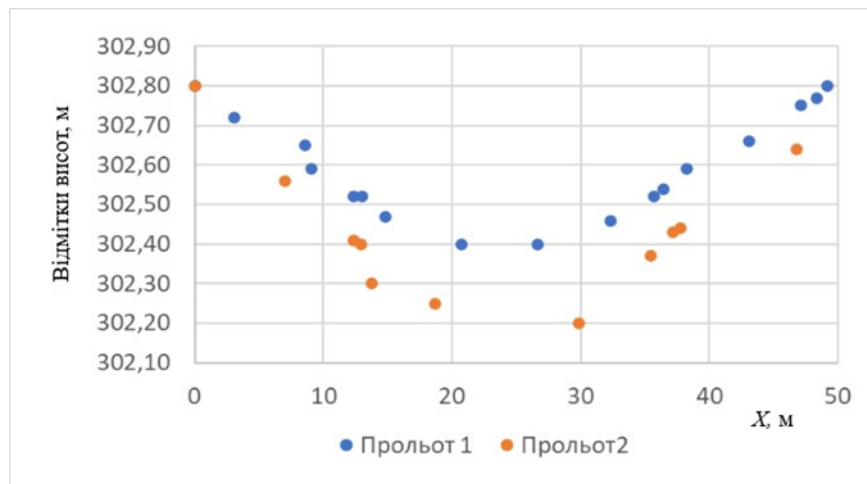


Рисунок 3 – Результати геодезичних обстежень деформацій трубопроводу вантового переходу на прольотах 1 і 2

Таблиця 4 – Результати теоретичних і експериментальних досліджень оцінки НДС на ділянках надземних переходів

Надземний перехід	Теоретичні розрахунки		Результати опрацювання експериментальних даних за методикою [8]	
	Постійний радіус кривизни $R$ за формулою (2), м	Мінімальний радіус кривизни $R_{\min}$ з урахуванням поправкових коефіцієнтів за формулою (8), м	Постійний радіус кривизни $R$ , м	Мінімальний радіус кривизни $R_{\min}$ , м
Прольот 1	781	518	$780 \pm 10$	$497 \pm 38$
Прольот 2	473	293	$467 \pm 8$	$300 \pm 12$

які опрацьовувалися за загальноприйнятою методикою [8].

За результати експериментальних даних було отримано координати точок з похибкою не більше 5 мм. Далі за експериментальними даними розраховувалися величини радіусів кривизни постійного  $R$  і мінімального  $R_{\min}$ . Для цього вибиралася група координат з трьох точок на ділянці довжиною  $l$ . При розрахунку постійного радіуса  $R$  довжина ділянки дорівнювала довжині прольоту, тобто  $l = L = 50$  м. Що стосується пошуку мінімального радіусу кривизни  $R_{\min}$ , то для забезпечення його достовірності необхідно зменшити довжину ділянки  $l$  аж до виконання умови  $l \rightarrow 0$  [1]. Враховуючи можливості геодезичних методів, довжину ділянки була обрано як  $l = 12$  м.

З урахуванням можливих похибок було отримано наступні результати (табл. 4).

Таким чином, розрахункові теоретичні значення, як постійних радіусів ( $R = 781$  м і  $R = 473$  м), так і мінімальних радіусів ( $R_{\min} = 518$  м і  $R_{\min} = 293$  м) трапляються до діапазону достовірності експериментальних даних.

### Висновки

Розглянуто деформаційні процеси трубопроводів різного призначення і показано, що для трубопроводів на ділянках надземних переходів характерний процес несиметричного навантаження, якій проявляється у зміщенні стріли максимального прогину відносно середини прольоту.

Деформаційні процеси трубопроводів різного призначення на ділянках надземних переходів доцільно вивчати за принципом їх геометричної подібності з веденням безрозмірного коефіцієнта несиметричності  $k$  як відношення місця розміщення стріли максимального прогину  $X_f$  до довжини всього прольоту  $L$  ( $k = X_f/L$ ).

На основі геометричної подібності трубопроводів отримано формулу мінімального радіуса кривизни трубопроводу, доповнену безрозмірною функцією  $\psi(k)$ , що дозволяє оцінювати напружено-деформований стан трубопроводів різного призначення у випадках їх несиметричного навантаження на ділянках надземних переходів.

Підтверджено узгодженість теоретичних результатів мінімального радіуса кривизни з експериментальними даними.

### **Література**

1. Олійник, А.П., Григорчук Г.В., Говдяк Р.М. Застосування методів математичного моделювання для оцінки технічного стану трубопроводів та стану довкілля. *Методи та прилади контролю якості*. 2019. № 1. С. 97-103. DOI: 10.31471/1993-9981-2019-1(42)-97-103

2. Жовтуля Л.Я., Олійник А.П., Яворський А.В., Карпаш М.О. Розроблення методики оцінки напружено-деформованого стану лінійних ділянок магістральних трубопроводів. *Методи та прилади контролю якості*. 2017. № 1. С.57-63. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/metody\\_2017\\_1\\_9](http://nbuv.gov.ua/UJRN/metody_2017_1_9)

3. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації. *Нафтогазова галузь України*. 2014. №6. С. 43-46.

4. Харченко Є.В., Кичма А.О., Савула Р.С. Аналіз пружно-пластичного деформування ділянки магістрального газопроводу з урахуванням зміцнення матеріалу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Теорія і практика будівництва*. 2013. № 755. С. 442–448.

5. Александров А.А., Сушев С.П., Ларионов В.И., Валекжанин Д.Ю. Определение прочности подземных участков трубопроводов по результатам обследования планово-высотного положения. *Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана*. Сер. "Машиностроение". 2011. № 4. С.16–23.

6. Тревого І.С., Ільків Є.Ю., Кухтар Д.В. Геодезичний контроль деформацій споруд магістральних газопроводів: монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2019. 181 с.

7. Банахевич Р.Ю., Крупка В.О., Марчук О.М. Досвід діагностичного обстеження вантового переходу МГ Івацевичі – Долина П н. через ріку Дністер. *Теорія і практика будівництва*. 2011. № 7. С. 24–27.

8. Pakshyn M., Lyaska I., Burak K., Kovtun V., Dorosh L., Grytsyuk T., Hrynishak M., Mykhailyshyn V. Estimation of earth's surface moves and deformation of the territory of mine "Khotin" of Kalush-golinskyu field by method of radar interferometry. *Geodesy and Cartography Vilnius*, 2019 – ISSN 2029-6991 / EISSN 2029-7009 2019 Vol. 45 Issue 1: P. 37–42 URL: <https://doi.org/10.3846/gac.2019.6300>. Scopus

9. Чибіряков В.К., Староверов В.С., Нікітенко К.О. Загальний підхід до моделювання на-

пруженодеформованого стану магістрального газопроводу для визначення геодезичної точності вимірювання. *Інженерна геодезія*, 2016, вип. 63. С. 14–19.

10. Коробков О.Ю., Ріпецький Є.Й., Ріпецький Р.Й., Олесків Р.Є., Математичне моделювання в задачах геодезичного контролю напружено-деформованого стану газопроводів на ділянках надземних переходів. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 1(33). С. 56-65. DOI: 10.31471/1993-9868-2020-1(33)-56-65.

11. Романов С.В. Застосування геодезичного методу визначенні параметрів напружено-деформованого стану магістральних газопроводів на ділянках повітряних переходів. *Оптичні та фізико-хімічні вимірювання*. 2016. (56). С. 52-55.

12. НПОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів».

13. Беляев Н.М. Сопротивление материалов. М.: Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1976. 608 с.

### **References**

1. Oliinyk, A.P., Hryhorchuk H.V., Hovdiak R.M. Zastosuvannia metodiv matematychnoho modeliuvannia dlia otsinky tekhnichnoho stanu truboprovodiv ta stanu dovkillia. *Metody ta prylady kontroliu yakosti*. 2019. No 1. P. 97-103. DOI: 10.31471/1993-9981-2019-1(42)-97-103. [in Ukrainian]

2. Zhovtulia L.Ia., Oliinyk A.P., Yavorskyi A.V., Karpash M.O. Rozroblennia metodyky otsinky napruzhenno-deformovanoho stanu liniinykh dilianok mahistralnykh truboprovodiv. *Metody ta prylady kontroliu yakosti*. 2017. No 1. P.57-63. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/metody\\_2017\\_1\\_9](http://nbuv.gov.ua/UJRN/metody_2017_1_9) [in Ukrainian]

3. Taraievskiy O. Deiaki aspekty tekhnichnoho stanu mahistralnykh truboprovodiv iz urakhuvanniam yikh tryvaloї ekspluatatsii. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2014. No 6. P. 43-46. [in Ukrainian]

4. Kharchenko Ye.V., Kychma A.O., Savula R.S. Analiz pruzhno-plastychnoho deformuvannia dilianky mahistralnoho hazoprovodu z urakhuvanniam zmitsnennia materialu. *Visnyk Natsionalnoho universytetu "Lvivska politekhnika". Teoriia i praktyka budivnytstva*. 2013. No 755. P. 442–448. [in Ukrainian]

5. Aleksandrov A.A., Sushev S.P., Larionov V.I., Valekzhanin D.Yu. Opredelenie prochnosti podzemnyih uchastkov truboprovodov po rezultatsam obsledovaniya planovo-vyisotnogo polozheniya. *Vestnik MGTU im. N.E. Baumana. Ser.*

“*Mashinostroenie*”. 2011. No 4. P.16–23. [in Russian]

6. Trevoho I.S., Ilkiv Ye.Iu., Kukhtar D.V. Heodezychnyi kontrol deformatsii sporud mahistralnykh hazoprovodiv. Monohrafiia. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2019. 181 p. [in Ukrainian]

7. Banakhevych R.Iu., Krupka V.O., Marchuk O.M. Dosvid diahnostychnoho obstezhennia vantovoho perekhodu MH Ivatsevychi – Dolyna II n. cherez riku Dnister. *Teoriia i praktyka budivnytstva*. 2011. No 7. P. 24–27. [in Ukrainian]

8. Pakshyn M., Lyaska I., Burak K., Kovtun V., Dorosh L., Grytsyuk T., Hrynishak M., Mykhailyshyn V. Estimation of earths surface moves and deformation of the territory of mine “Khotin” of Kalush-golinsky field by method of radar interferometry. *Geodesy and Cartography Vilnuc*, 2019 – ISSN 2029-6991 / EISSN 2029-7009 2019 Vol. 45 Issue 1: P. 37–42 URL: <https://doi.org/10.3846/gac.2019.6300>. Scopus

9. Chybiriakov V.K., Starovierov V.S., Nikitenko K.O. Zahalnyi pidkhid do modeliuвання napruzhenodeformovanoho stanu mahistralnoho hazoprovodu dlia vyznachennia heodezychnoi tochnosti vymiriuvannia. *Inzhenerna heodeziia*, 2016, Vol. 63. P. 14–19. [in Ukrainian]

10. Korobkov O.Iu., Ripetskyi Ye.I., Ripetskyi R.I., Oleskiv R.Ie., Matematychno modeliuвання v zadachakh heodezychnoho kontroliu napruzhenodeformovanoho stanu hazoprovodiv na diliankakh nadzemnykh perekhodiv. *Naftohazova enerhetyka*. 2020. No 1(33). P. 56-65. DOI: 10.31471/1993-9868-2020-1(33)-56-65. [in Ukrainian]

11. Romanov S.V. Zastosuvannia heodezychnoho metodu vyznachenni parametriv napruzhenodeformovanoho stanu mahistralnykh hazoprovodiv na diliankakh povitrianykh perekhodiv. *Optychni ta fizyko-khimichni vymiriuvannia*. 2016. Vol.56. P. 52-55. [in Ukrainian]

12. NPOP 60.3-1.01-10 «Pravyla bezpechnoi ekspluatatsii mahistralnykh hazoprovodiv». [in Ukrainian]

13. Belyaev N.M. Soprotivlenie materialov. M.: Glavnaya redaktsiya fiziko-matematicheskoy literatury izd-va «Nauka», 1976. 608 p. [in Russian]

## **ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДУ МОДЕЛЮВАННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ ПОТОКІВ ПРИ ОБЕРТАННІ НАДДОЛОТНОГО СТРУМИННОГО НАСОСА**

*Д. О. Паневник*

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

*Вибрано схему теоретичного аналізу впливу обертового руху на робочий процес наддолотного струминного насоса, визначено методи її реалізації та границі використання. На основі теорії потенціальних потоків з використанням елементарних гідродинамічних функцій комплексної змінної розроблено основи побудови аналітичних моделей робочого процесу наддолотного струминного насоса для умов його обертання в свердловині. Складові змішаного потоку моделюємо у вигляді функцій вихорovitoku та паралельно-струминної течії. Накладання окремих гідродинамічних функцій комплексної змінної дозволило поєднати часткові розв'язки диференціальних рівнянь руху елементарних течій та виявити структуру функцій змішаного потоку. Рівняння руху змішаного потоку представлено у вигляді комплексного потенціалу, складові якого відповідають рівнянням Лапласа та умовам Коші-Рімана і визначають кінематику безвихорової течії. Показана можливість використання теорії функції комплексної змінної для моделювання профілів швидкостей та визначення границь розмежування змішуваних потоків при обертанні наддолотного струминного насоса в свердловині. Визначений перелік гідродинамічних параметрів, які необхідно враховувати при моделюванні робочого процесу ежекційної системи, та встановлено структуру вихідних рівнянь, що характеризують кінематичну картину поля швидкостей в камері змішування струминного насоса. Сформульовано граничні умови для визначення комплексного потенціалу змішуваних потоків та границь використання запропонованого методу моделювання циркуляційних потоків. Встановлено клас гідродинамічних задач, до якого може бути віднесена задача пошуку комплексного потенціалу змішуваних потоків в камері змішування струминного насоса при його обертанні в свердловині.*

*Ключові слова: наддолотний струминний насос, потенціальні потоки, гідродинамічні функції, комплексний потенціал.*

*Выбрана схема теоретического анализа влияния вращательного движения на рабочий процесс наддолотного струйного насоса, определены методы ее реализации и границы применения. На основе теории потенциальных потоков с использованием элементарных гидродинамических функций комплексной переменной разработаны основы построения аналитических моделей рабочего процесса наддолотного струйного насоса для условий его вращения в скважине. Составляющие смешанного потока моделируем в виде функций вихреисточника и параллельно-струйного течения. Наложение отдельных гидродинамических функций комплексной переменной позволяет объединить частные решения дифференциальных уравнений движения элементарных течений и установить структуру функции смешанного потока. Показана возможность использования теории функций комплексной переменной для моделирования профилей скоростей и определения границ размежевания смешанных потоков при вращении наддолотного струйного насоса в скважине. Определен ряд гидродинамических параметров, которые необходимо учитывать при моделировании рабочего процесса ежекционной системы и установлена структура исходных уравнений, характеризующих кинематическую картину поля скоростей в камере смешивания струйного насоса. Сформулированы граничные условия для определения комплексного потенциала смешиваемых потоков и границ применения предложенного метода моделирования циркуляционных потоков. Установлен класс гидродинамических задач, к которому может быть отнесена задача поиска комплексного потенциала смешиваемых потоков в камере смешивания струйного насоса при его вращении в скважине.*

*Ключевые слова: наддолотный струйный насос, потенциальные потоки, гидродинамические функции, комплексный потенциал.*

*The scheme of theoretical analysis of the influence of rotational motion on the working process of the near-bit jet pump is chosen, the methods of its realization and limits of use are determined. On the basis of the potential flows theory with the application of elementary hydrodynamic functions of a complex variable, basics for the development of analytical models of the near-bit ejector pump operation for conditions of its rotation in a well have been worked out. Components of a mixed flow are modeled as functions of the vortex flow and parallel jet flow. Application of certain hydrodynamic functions of a complex variable has allowed to combine partial outcomes of*

*differential equations of elementary streams motions and to determine the structure of the mixed flow function. The equation of the mixed flow motion is given in the form of a complex potential, components of which are equal to Laplace's equation and Cauchy-Riemann Conditions, and determine the kinematics of irrotational flow. Possibility of application of the complex variable functions' theory for velocities profiles modeling and determination of limits for dissociation of mixed flows by rotation of the near-bit jet pump in a well has been shown. The list of hydrodynamic parameters, which should be taken into consideration by modeling of the ejector system working process, has been determined, and the structure of initial equations, that characterize kinematic picture of velocities field in the chamber of the ejector pump mixing has been established. Limit conditions for determination of a complex potential of mixed flows and application limits of the proposed method of circulation flows modeling have been stated. The class of hydrodynamic problems has been established, to which one may relate the problem of finding the complex potential of mixed flows in a chamber for mixing of an ejector pump by its rotation in a well.*

Key words: near-bit jet pump, potential flows, hydrodynamic functions, complex potential.

### Постановка проблеми

Необхідність нарощування власного видобутку вуглеводнів вимагає підвищення ефективності спорудження експлуатаційних свердловин. Процес буріння супроводжується забрудненням продуктивного горизонту, внаслідок чого погіршуються фільтраційні властивості порід, зменшується продуктивність та коефіцієнт нафтогазовіддачі свердловини і тривалість розробки родовища. Аналіз фактичних незворотних змін фільтраційної характеристики навколо свердловинної зони вказує на можливість зменшення продуктивності нафтових родовищ України в 2-12 разів.

Використання наддолотних струминних насосів для первинного розкриття нафтогазоносного горизонту дозволяє зберегти природню проникність продуктивного пласта за рахунок зменшення тиску у привибійній зоні та зростання механічної швидкості буріння. Здатність струминного насоса зменшувати диференціальний тиск у свердловині може бути підсилена одночасним використанням вихорових насадок [1]. Суттєвою перевагою наддолотних струминних насосів є можливість зменшення вартості буріння горизонтальних ділянок експлуатаційних свердловин [2]. Моделювання робочого процесу наддолотного струминного насоса засноване на взаємодії супутніх потенціальних потоків з розміщеною між ними кільцевою зсувною течією змінної структури. Складність гідродинамічних процесів вирівнювання швидкостей та тисків змішуваних потоків є причиною недостатньої точності проектування та прогнозування режимів експлуатації наддолотного струминного насоса. Дана обставина значною мірою стримує подальше поширення ежекційних технологій. Удосконалення математичної моделі наддолотного струминного насоса дозволяє підвищити ефективність первинного розкриття продуктивного горизонту і є актуальним завданням.

### Аналіз останніх досліджень

Класичний метод моделювання робочого процесу наддолотної ежекційної системи передбачає [3], [4] встановлення вигляду рівняння напірної характеристики на основі використання закону збереження руху рідини в замкненому об'ємі камери змішування струминного насоса. Закон збереження кількості руху рідини є основним засобом моделювання робочого процесу свердловинних струминних насосів, які використовують в технологічних процесах освоєння, експлуатації та ремонту нафтогазових свердловин [5]. В роботі [6] для моделювання нагнітально-всмоктувальної ежекційної системи використовують закон збереження енергії, представлений у вигляді рівняння Бернуллі. Для визначення гідравлічних втрат в елементах даної ежекційної системи застосована теорема Ейлера про зміну кількості руху рідини, рівняння Вейсбаха та емпіричні співвідношення. Рівняння Бернуллі використовується також для моделювання характеристики гідравлічної системи наддолотного струминного насоса [7]. Спільний розв'язок рівнянь характеристики струминного насоса та його гідравлічної системи дозволяє визначити оптимальні конструкторські та режимні параметри вибійної компоновки. Моделювання робочого процесу наддолотної ежекційної системи, яка створює у привибійній зоні зворотну циркуляцію робочого агента, здійснюється за допомогою диференціальних рівнянь руху змішуваних потоків [8]. У цьому випадку зазвичай використовують чисельне моделювання та прикладні пакети стандартних програм.

### Виділення раніше невирішеної частки проблем

На відміну від ежекційних систем, які реалізують технологічні процеси виклику припливу пластової рідини, нафтогазовидобування та промивання піщаних корків, використання наддолотного струминного насоса супроводжується його обертанням у свердловині. Обертання

струминного насоса в свердловині має місце також при використанні ежекційних систем для видалення з вибою металевих шламу та елементів підземного обладнання [9]. Внаслідок обертання бурильної колони наддолотна ежекційна система додатково набуває ознак, що характерні динамічним насосам. Виникнення в проточній частині струминного насоса циркуляційних потоків, траєкторія руху яких розміщена в площинах, перпендикулярних до осі свердловини, змінює вигляд напірної, енергетичної та кавітаційної характеристик ежекційної системи. Відомі математичні моделі наддолотного струминного насоса не враховують факту його обертання в свердловині, внаслідок чого можливо визначити лише наближені значення показників його використання.

### Мета досліджень

Метою досліджень, результати яких наведені в даній роботі, є обґрунтування методу моделювання робочого процесу наддолотного струминного насоса із врахуванням його обертального руху в свердловині.

### Висвітлення основного матеріалу

Низьконапірний інжектований потік внаслідок обертального руху високонапірного робочого потоку отримує додаткову кінетичну енергію, яка в подальшому перетворюється в енергію тиску. Під час обертання робочого потоку утворюються спіралеподібні лінії течії, які взаємодіють з інжектованою рідиною так само, як це відбувається в порожнині робочого колеса відцентрового насоса. Обертання робочого потоку, таким чином, викликає створення струминним насосом додаткового напору.

Обертання ежекційної системи змінює профіль швидкостей потоків у камері змішування струминного насоса. Внаслідок дії відцентрових сил в процесі обертання відбувається зміщення границі поділу зовнішнього інжектованого та внутрішнього робочого потоків у напрямку від осі симетрії струминного насоса і зростає швидкість руху рідини в периферичних, розміщених біля стінок камери змішування, ділянках. Профіль швидкостей стає більш рівномірним, внаслідок чого зростає витрата і тиск змішаного потоку.

Відповідно до запропонованого автором механізму впливу обертання ежекційної системи на характеристику струминного насоса будемо вважати, що вирівнювання профіля швидкостей рівнозначне передачі кінетичної енергії циркуляційним потоком зовнішній інжектованій течії. Тоді порівняльний аналіз профілів

швидкостей в камері змішування для випадку обертання і для нерухомої ежекційної системи дозволяє визначити вплив циркуляційної течії на характеристику струминного насоса. Запропонована автором математична модель змішування потоків заснована на використанні гідродинамічних функцій комплексної змінної у вигляді суми часткових розв'язків диференціальних рівнянь потенціального руху радіальної, циркуляційної та однорідної течій.

Найбільш поширена гідравлічна модель робочого процесу струминного насоса враховує нерівномірність розподілу швидкостей в камері змішування за допомогою коефіцієнта швидкості  $\varphi$ . Даний коефіцієнт може бути визначений як співвідношення середньої і максимальної швидкостей потоку [10]. Таким чином, дослідження впливу частоти обертання ежекційної системи на її характеристику зводиться до визначення впливу даного параметра на зміну величини коефіцієнта швидкості руху потоків у камері змішування струминного насоса.

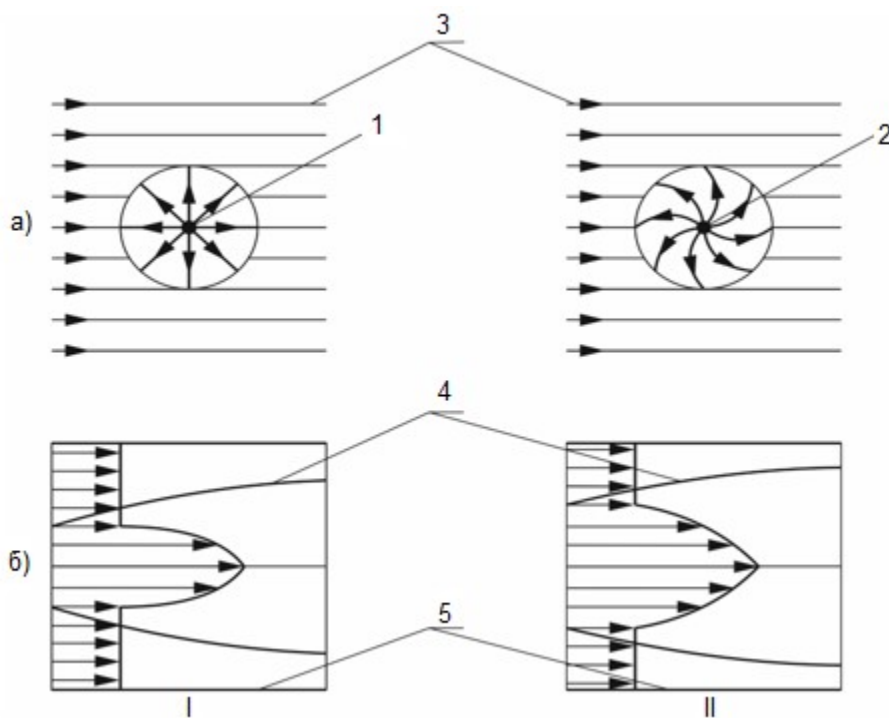
Враховуючи запропонований автором механізм впливу обертання ежекційної системи на характеристику струминного насоса, сформулюємо задачу досліджень.

Джерело потоку у вигляді точкового витіку обтікається однорідною течією.

У випадку нерухомої ежекційної системи робочий потік має вигляд радіальної (позиція 1 на рис. 1, I) течії.

Для умов обертання струминного насоса робочий потік утворюється радіально-циркуляційною (позиція 2 на рис. 1, а II) течією. Однорідна течія 3 моделює інжектований (зовнішній) потік. Границя поділу інжектованого та робочого потоків 4 (рис. 1, б), яка відокремлює однорідний потік від радіальної (рис. 1, б I) або радіально-циркуляційної (рис. 1, б II) течії, внаслідок дії сил інерції при обертанні робочого потоку зміщується в напрямку стінок камери змішування. При цьому зростає площа епюри швидкостей, середня швидкість змішаного потоку та величина коефіцієнта нерівномірності. Задача досліджень, таким чином, може бути зведена до пошуку границь розмежування інжектованого й робочого потоків та інтегрування профілю швидкостей.

Під час визначення радіуса розмежування потоків  $r_i$ , коефіцієнта нерівномірності розподілу швидкостей  $\varphi$  та відносного напору  $h$  струминного насоса необхідно врахувати частоту обертання ежекційної системи  $n$ , величину коефіцієнта інжекції  $i$ , геометричний пара-



а) обтікання витоку (I) та вихоровитоку (II) однорідним потоком;  
 б) профілі швидкостей радіально-однорідного (I) та радіально-циркуляційно-однорідного (II) змішаного потоків  
 1 – витік; 2 – вихоровитік; 3 – однорідний потік; 4 – границі розмежування потоків; 5 – стінка камери змішування

Рисунок 1 – Постановка задачі досліджень

метр  $K_p$ , радіус камери змішування  $r_c$  та відстань між робочою насадкою та камерою змішування  $l_w$ .

$$r_i, \varphi, h = f(n, r_c, i, l_w, K_p). \quad (1)$$

Вихідні рівняння, які моделюють робочий процес ежекційної системи за наявності обертання струминного насоса, мають вигляд:

$$w(z) = \varphi(x, y) + i\psi(x, y); \quad (2)$$

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0; \quad (3)$$

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = 0; \quad (4)$$

$$w(z) = w_1(z) + w_2(z) + \dots + w_n(z), \quad (5)$$

де  $w(z)$  – комплексний потенціал;

$\varphi(x, y)$  – потенціал швидкостей в точці рідини з координатами  $x, y$ ;

$\psi(x, y)$  – функція течії в точці рідини з координатами  $x, y$ .

Рівняння (2) показує, що кожний визначений вибір аналітичної функції  $w(z)$  характеризує певну систему ліній течії  $\psi(x, y) = const$  та

ізопотенціальних ліній  $\varphi = const$  і, таким чином, встановлює індивідуальну кінематичну картину поля швидкостей плоскої течії

$$u = \frac{\partial \varphi}{\partial x} = \frac{\partial \psi}{\partial y}; \quad (6)$$

$$v = \frac{\partial \varphi}{\partial y} = -\frac{\partial \psi}{\partial x}, \quad (7)$$

де  $u, v$  – компоненти швидкості.

Потенціал швидкостей  $\varphi$  та функція течії  $\psi$  відповідають рівнянням Лапласа (співвідношення (3), (4)). Функції  $\psi, \varphi$  повністю визначають кінематику безвихорового потоку. Самих рівнянь Лапласа, однак, недостатньо для визначення функцій  $\psi, \varphi$ , які відповідають кожному конкретному випадку, оскільки дані диференціальні рівняння мають безліч розв'язків. Тому необхідно сформулювати додаткові умови, що дозволили б визначити комплексний потенціал у кожному конкретному випадку. Перша гранична умова накладає додаткові обмеження на функцію  $\varphi$ : нормальна складова швидкості рідини на поверхні контура  $V_n$  повинна дорівнювати нулю, оскільки рідина не може проникнути всередину контура і не

може відірватись від його поверхні (обтікання безвідривне)

$$V_n = \frac{\partial \varphi}{\partial n} = 0. \quad (8)$$

Наведене співвідношення є умовою ковзання для ідеальної рідини.

Друга умова стосується іншої границі потоку: на значній відстані (тобто умовно на безмежності) від контура області, яка розглядається, де збурення на потік відсутнє, течія повинна мати задану швидкість  $V = V_\infty$ . Обидві наведені умови стосуються значень функцій  $\psi$ ,  $\varphi$  на границях контуру рідини і тому визначають граничні умови даної задачі. Таким чином, під час розв'язання рівняння Лапласа для даної конкретної задачі необхідно зі всього масиву функцій  $\psi$ ,  $\varphi$  вибрати значення, які задовільняли б згаданим граничним умовам. В загальному випадку (тобто для контурів областей будь-якої форми) ця задача на сьогоднішній день не має точного розв'язку, проте окремі часткові розв'язки цих рівнянь для елементарних потоків відомі. Цих небагатьох розв'язків достатньо для отримання значної кількості розв'язків для більш складних потоків. Враховуючи, що рівняння (3), (4) є лінійними, вони мають таку саму властивість, що і сума будь-якої кількості часткових розв'язків, тобто сума окремих розв'язків теж є розв'язком рівняння Лапласа. При додаванні потенціалів швидкостей та функцій течій відповідні швидкісні поля додаються за загальним правилом складання векторних полів. Рівняння (5) визначає принцип суперпозиції або метод накладання потоків.

Рівняння (6), (7) є диференціальними рівняннями Коші-Рімана, яким задовільняють дійсна та уявна частина будь-якої регулярної функції комплексної змінної  $w(z)$ , де  $z = x + iy$ , і навпаки, якщо функції  $\varphi(x, y)$  та  $\psi(x, y)$  задовільняють диференціальним рівнянням (6), (7) ці функції можна розглянути відповідно як дійсну та уявну частини певної регулярної функції комплексної змінної. Ця обставина дозволяє використовувати комплексну змінну в теорії плоского потенціального потоку нестисливої рідини. Введення комплексної змінної суттєво спрощує дослідження плоского потенціального потоку і дозволяє залучити до вирішення питань гідродинаміки достатньо розроблений математичний апарат теорії функції комплексної змінної.

В процесі моделювання робочого процесу ежекційної системи за умови кругової циркуляції змішуваних потоків вважаємо, що обер-

тання частинок рідини навколо власної осі відсутнє

$$\text{rot } \vec{V} = 0;$$

або

$$\omega_x = \omega_y = \omega_z = 0, \quad (9)$$

де  $V$  – лінійна векторна швидкість руху частинки рідини за замкненою траєкторією;

$\omega$  – компоненти кутової швидкості руху частинки рідини.

При цьому допускається усталений рух рідини за концентричними траєкторіями навколо прямолінійної осі. Обертання елементарних частинок рідини відсутнє практично у всьому об'ємі потоку за винятком невеликих за розміром областей. Зокрема це області, які безпосередньо прилягають до твердих поверхонь, тобто приграничний шар рідини. Прийняте припущення, таким чином, не враховує зменшення швидкості руху рідини до нуля біля стінки камери змішування. Відсутність обертання елементарних об'ємів в потоці або безвихорова течія означає, що рідина знаходиться у потенціальному силовому полі, тобто зовнішні сили  $F$ , які діють на рідину, мають потенціал  $U$

$$F = \text{grad } U. \quad (10)$$

Існування потенціала швидкостей, власне, і визначає характер плоского швидкісного поля

$$u = \frac{\partial \varphi}{\partial x}; \quad V = \frac{\partial \varphi}{\partial y}, \quad (11)$$

або

$$\vec{V} = \text{grad } \varphi.$$

Умова потенціальності дозволяє суттєво спростити розрахункові залежності, оскільки замість векторної функції  $\vec{V}$  достатньо знайти скалярну функцію  $\varphi$ .

Область використання запропонованої математичної моделі визначається застосуванням при моделюванні робочого процесу струминного насоса методу накладання змішуваних потоків. Процес змішування рідин відбувається за наявності як робочого, так і інжектowanego потоку. Робочий режим свердловинної ежекційної системи, однак, не виключає можливості експлуатації струминного насоса у випадку нульової витрати інжектowanego потоку  $Q_i = 0$ , яка відповідає максимальній величині відносного напору  $h = h_{\text{max}}$ . Враховуючи відносні показники, область використання запропонованої моделі може бути визначена умовою існування позитивних значень коефіцієнта інжекції  $i = Q_i/Q_p > 0$  (де  $Q_p$  – витрата робочого потоку). Визначена область застосування запропонованої моделі, однак, не звужує границь її ви-

Таблиця 1 – Основні складові елементів формулювання постановки задачі дослідження

Мета моделювання	Встановлення відповідності між величинами $r_i, \varphi, h = f(n, r_c, i, l_w, K_p)$
Вихідні рівняння	$w(z) = \varphi(x, y) + i\psi(x, y)$ $\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0; \quad \frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = 0$ $w(z) = w_1(z) + w_2(z) + \dots + w_n(z)$
Методи розв'язання задачі	Теорія функцій комплексної змінної
Прийняті припущення	$\text{rot } \vec{V} = 0$
Область використання	$i > 0$

користання, оскільки величина коефіцієнта інжекції може бути прийнята нескінченно малою.

Розглянуті особливості постановки задачі дослідження робочого процесу свердловинної ежекційної системи зведені в таблицю 1.

Визначимо клас гідродинамічних задач, до якого може бути віднесена задача пошуку комплексного потенціалу сумарних потоків у камері змішування струминного насоса при його обертанні в свердловині. Залежно від прийнятих граничних умов розрізняють два типи задач гідродинаміки:

1. Задача Неймана, яка передбачає визначення в даній заданій області  $D$  функції  $\varphi$  (яка задовільняла б рівнянню Лапласа) за відомим значенням нормальної похідної цієї функції на контурі області  $D$ .

2. Задача Дирихле, яка полягає у визначенні в заданій області  $D$  функції  $\psi$  (яка задовільняла б рівнянню Лапласа) за відомим значенням цієї функції на контурі області  $D$ .

В нашому випадку внутрішня область робочого потоку обмежена контуром розмежування (у вигляді лінії течії) однорідної (позиція 3 на рисунку 1) та радіально-циркуляційної (позиції 1, 2 на рисунку 1) течії. Контур перерізу будь-якого тіла є лінією течії, оскільки в ідеальній рідині умова, що визначає будь-яку лінію течії  $\left(\frac{\partial \varphi}{\partial n}\right) = 0$ , збігається з умовою на твердій

стінці і, навпаки, кожен ліній течії можна розглядати як контур перерізу твердого тіла. Лінію течії, яка характеризує тверду поверхню, прийнято вважати нульовою лінією течії  $\psi = 0$ . Вибір значення функції  $\psi = 0$  на контурі області не суперечить фізичному змісту процесу, оскільки комплексний потенціал визначається до аддитивної постійної вигляду  $c = c_1 + ic_2$ , а постійні  $c_1, c_2$  можуть бути прийняті такими, щоб виконувалась умова  $\psi = 0$ .

Таким чином, розв'язок рівняння Лапласа передбачає використання граничної умови у вигляді відомого значення функції течії на контурі області. Враховуючи, що функції  $\psi$  та  $\varphi$  є спряженими функціями поставлена гідродинамічна задача може бути класифікована як окремий різновид граничної задачі Дирихле.

Після встановлення закономірностей зміни параметрів робочого процесу свердловинної ежекційної системи необхідно провести детальний аналіз отриманих при моделюванні аналітичних залежностей.

#### Висновки та перспективи розвитку напрямку

1. Показана можливість моделювання робочої, інжектваної та циркуляційної течії за допомогою гідродинамічних функцій комплексної змінної.

2. Сформульовано граничні умови для визначення комплексного потенціалу змішуваних потоків та границь використання запропонованого методу моделювання робочого процесу наддолотного струминного насоса.

3. Поєднання часткових розв'язків диференціальних рівнянь руху елементарних течій дозволяє встановити структуру функції змішаного потоку, дослідити його кінематику та виявити закономірності зміни напірної та енергетичної характеристики струминного насоса в умовах його симетричного обертання в свердловині.

4. Визначено клас гідродинамічних задач, до якого може бути віднесене моделювання робочого процесу наддолотного струминного насоса з використанням гідродинамічних функцій комплексної змінної.

Сформульовані принципи моделювання змішування циркуляційних потоків в подальшому необхідно реалізувати в гідравлічній моделі струминного насоса для умов його симетричного обертання в свердловині з наступною експериментальною перевіркою аналітичних

напірної та енергетичної характеристик свердловинної ежекційної системи.

### Література

1. Zhu H.- Y., Liu Q.-Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. *Scientia Iranica B*. 2015. No 22 (3). P.792-803.
2. Hughes J. Underbalanced horizontal drilling could it be the ultimate completion Technique? URL: <http://www.sunstonetechnologies.net>. (accessed 2014). 15 p.
3. Zhu H. -Y., Liu Q.-Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. *Journal of Vibroengineering*. 2014. No 16(51). P. 2224 – 2249.
4. Zhu H-Y., Deng J.-G., Jing-Ying Z. Vortex methods reducing the bottom-hole differential pressure. *Journal of Mines, Metals and Fuels*. 2012. № 5. P. 81-90.
5. Tumanyan K.A., Plyeb A.M., Kovalevsky S.A., Korneev A.A. Investigation of downhole jet pump unit for dual completion of two and more reservoirs. *Proc. SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, 26–28 October, 2015. no SPE 176552 MS. 28 p. <https://doi.org/10.2118/176552-MS>.
6. Chen X., Gao D., Guo B. A method for optimizing jet-mit-bit hydraulics in horizontal drilling. *SPE Journal*. 2016. No 4. P. 416 – 422.
7. Паневник А.В., Концур И.Ф., Паневник Д.А. Определение эксплуатационных параметров наддолотной эжекторной компоновки. *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 3. С. 70 – 73. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-3-70-73>.
8. Huang Y., Zhu L., Zou D., Liao H., Wang J., Yan J., Zhou Y., Wang Z. Study an structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injector coefficient. *Proc. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*, Singapore. 22-24 August, 2016. IADC/SPE 180539 MS. 9 p. <https://doi.org/10.2118/180539-MS>.
9. Coll B., Laws G., Jeanpert J., Sportelli M., Svoboda C., Trimble M. Specialized Tools for wellbore debris recovery. *Oilfield Review*. 2013. No 24(4). P. 4 – 13.
10. Kryzhanivskyi Ye.I., Panevnyk, D.O. The study of the flows kinematics in the jet pumps mixing chamber. *Naykovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2019. No 1. P. 62-68. <https://doi/10.29202/nvngu/2019-1/7>.

### References

1. Zhu H.- Y., Liu Q.-Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. *Scientia Iranica B*. 2015. No 22 (3). P.792-803.
2. Hughes J. Underbalanced horizontal drilling could it be the ultimate completion Technique? URL: <http://www.sunstonetechnologies.net>. (accessed 2014). 15 p.
3. Zhu H. -Y., Liu Q.-Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. *Journal of Vibroengineering*. 2014. No 16(51). P. 2224 – 2249.
4. Zhu H-Y., Deng J.-G., Jing-Ying Z. Vortex methods reducing the bottom-hole differential pressure. *Journal of Mines, Metals and Fuels*. 2012. № 5. P. 81-90.
5. Tumanyan K.A., Plyeb A.M., Kovalevsky S.A., Korneev A.A. Investigation of downhole jet pump unit for dual completion of two and more reservoirs. *Proc. SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, 26–28 October, 2015. no SPE 176552 MS. 28 p. <https://doi.org/10.2118/176552-MS>.
6. Chen X., Gao D., Guo B. A method for optimizing jet-mit-bit hydraulics in horizontal drilling. *SPE Journal*. 2016. No 4. P. 416 – 422.
7. Panevnik A.V., Kotsur I.F., Panevnik D.A. Determination of operating parameters of near-bit ejector assembly. *Neftyanoe Khozyaistvo*. 2018. No 3. P. 70-73. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-3-70-73> [in Russian].
8. Huang Y., Zhu L., Zou D., Liao H., Wang J., Yan J., Zhou Y., Wang Z. Study an structure parameters of reverse circulation drill bit secondary injector device based on injector coefficient. *Proc. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*, Singapore. 22-24 August, 2016. IADC/SPE 180539 MS. 9 p. <https://doi.org/10.2118/180539-MS>.
9. Coll B., Laws G., Jeanpert J., Sportelli M., Svoboda C., Trimble M. Specialized Tools for wellbore debris recovery. *Oilfield Review*. 2013. No 24(4). P. 4 – 13.
10. Kryzhanivskyi Ye.I., Panevnyk, D.O. The study of the flows kinematics in the jet pumps mixing chamber. *Naykovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2019. No 1. P. 62-68. <https://doi/10.29202/nvngu/2019-1/7>.

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ ПЕРЕДАЧІ СОЛЕНОСНИМИ ПОРОДАМИ ГІРСЬКОГО ТИСКУ НА ОБСАДНУ КОЛОНУ

*І. М. Ковбасюк\*, І. І. Чудик, О. Б. Марцинків, М. В. Сенюшкович*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел.(0342) 727137,  
e-mail: drill@nuing.edu.ua*

*Проведено аналіз промислових даних з пошкодження обсадних колон на родовищах Бориславського та Долинського нафтопромислових регіонів. Встановлено, що найсуттєвішими негативними чинниками, які впливають на збереження цілісності обсадних колон, є наявність у геологічному розрізі свердловин інтервалів залягання солених порід та неврахування можливої дії гірського тиску під час проектування обсадних колон у зазначених відкладах. У солених гірських породах за певних умов на колону може передаватися гірський тиск. Для вивчення термобаричних умов передачі зовнішнього тиску обсадній колоні від соленої породи було проведено експериментальні дослідження з керованим матеріалом порід воротищенської світи, відібраного на різних глибинах Орів-Уличнянського родовища. З цією метою було виготовлено спеціальну лабораторну установку, яка дозволяє досліджувати напружений стан і плинність гірських порід під дією пластової температури і гірського тиску. Оскільки прямий замір радіального тиску, який передавався на трубку, та температури всередині камери під час проведення експериментів ускладнений, було проведено тарування установки за тиском і температурою. Це дозволило визначати температуру всередині камери за величиною напруги, що подавалась на нагрівальний елемент, а величину радіального тиску, що передавався на трубку, – за величиною тиску всередині трубки. За результатами експериментальних досліджень отримано залежності коефіцієнта бокового розпору солених порід від температури при різних величинах нормальних напружень. Встановлено, що з підвищенням температури від 70 °С і вище величина бокового зовнішнього тиску на трубку наближається до вертикальної складової тиску. Відповідно до результатів дослідження показано доцільність врахування термобаричних умов залягання техногенних відкладів при розрахунку обсадних колон на зовнішній надлишковий тиск.*

*Ключові слова:* зм'яття обсадних колон, лабораторна установка, температура, коефіцієнт бокового розпору.

*Проведен анализ промышленных данных по повреждениям обсадных колонн на месторождениях Бориславского и Долинского нефтепромышленных регионов. Установлено, что самыми существенными негативными факторами, которые влияют на сохранение целостности обсадных колонн, являются наличие в геологическом разрезе скважин интервалов залегания соленосных пород и неучет возможного действия горного давления при проектировании обсадных колонн в отмеченных отложениях. В соленосных горных породах при определенных условиях на колонну может передаваться горное давление. Для изучения термобарических условий передачи внешнего давления обсадной колонне со стороны соленосной породы были проведены экспериментальные исследования с керованным материалом пород воротищенской свиты, отобранным на разных глубинах Орив-Уличнянского месторождения. С этой целью была изготовлена специальная лабораторная установка, которая позволяет исследовать напряженное состояние и текучесть горных пород при действии пластовой температуры и горного давления. Так как прямое измерение радиального давления, которое передавалось на трубку, и температуры внутри камеры во время проведения экспериментов усложнено, тарирование установки проводилось по давлению и температуре. Это позволило определять температуру внутри камеры по величине напряжения, подаваемого на нагревательный элемент, а величину радиального давления, которое передавалось на трубку, – по величине давления внутри трубки. По результатам экспериментальных исследований получены зависимости коэффициента бокового распора соленосных пород от температуры при разных величинах нормальных напряжений. Установлено, что при повышении температуры от 70 °С и выше величина бокового внешнего давления на трубку приближается к вертикальной составляющей давления. Согласно результатам проведенных экспериментальных исследований рекомендованы термобарические условия учета горного давления при расчете обсадных колонн на внешнее избыточное давление в интервалах залегания соленосных пород месторождений Прикарпатья.*

*Ключевые слова:* смятие обсадных колонн; лабораторная установка; температура; коэффициент бокового распора.

The analysis of field data from casing failure on the fields of the Borislav and Dolinsky oilfield regions has been carried out. It has been found that the most significant negative factors that have a bearing on the preservation of the integrity of the casing strings are the presence of saliniferous rock intervals in the borehole log and not taking into account the possible impact of rock pressure when designing casing strings in these rocks. In saliniferous rocks, under certain conditions, rock pressure can be transferred to the column. To study the thermobaric conditions of the external pressure transfer to the casing from the saliniferous rock, experimental tests have been carried out on the core materials of the rocks of the Vorotyshchensk floor, sampled at different depths of the Oriv-Ulychniansk field. For this purpose, a special laboratory installation was made, which allows to study the stress conditions and rock flowage on exposure to formation temperature and rock pressure. Because it was difficult to directly measure the radial pressure transmitted to the pipe and the temperature inside the chamber during the experiments, the installation was calibrated by pressure and temperature. This made it possible to determine the temperature inside the chamber by the value of the voltage supplied to the heating element, and the value of the radial pressure supplied to the pipe - by the value of the pressure inside the pipe. Based on the results of experimental research, the dependences of the lateral earth pressure coefficient of saliniferous rocks on temperature were obtained at various values of normal stresses. It was found that when the temperature rises to 70 ° C and higher, the value of the lateral external pressure on the pipe approaches the vertical component of the pressure. According to the results of the experimental research, the temperature and pressure conditions for accounting for rock pressure were recommended when calculating casing strings for external overpressure in the intervals of occurrence of saliniferous rocks of the Carpathian fields.

Keywords: casing collapse; laboratory installation; temperature, lateral earth pressure coefficient.

### Вступ

Зім'яття обсадних колон має місце як в процесі буріння, так і при експлуатації нафтових і газових свердловин на більшості родовищ України. Ця проблема особливо актуальна для свердловин, в розрізі яких зустрічаються плинні соленосні породи [1]. З метою розроблення заходів заходів з підвищення довговічності обсадних колон важливим є вивчення механізму проявлення плинності порід, визначення величин зовнішніх тисків, що діють на обсадні труби в цих породах.

**Метою роботи** є вивчення термобаричних умов, при яких на обсадну колону соленосними породами передається гірський тиск.

### Аналіз промислових даних

На Орив-Уличнянському нафтовому родовищі Бориславського нафтопромислового району із 40 пробурених свердловин 12 ліквідовано через зім'яття обсадних колон. При цьому більшість випадків зім'яття обсадних колон мали місце в період експлуатації свердловин. Лише в свердловині 58-Іваники була деформована 324-мм обсадна колона на глибині 2410 м під час буріння, а через п'ять років експлуатації пройшло повторне зім'яття вже 168-мм обсадної колони на глибині 2412 м.

У більшості свердловин випадки зім'яття були виявлені після тривалої експлуатації (12-15 років), хоча є ряд свердловин, де пошкодження колон були виявлені через 3-7 років після введення їх в експлуатацію (99-Орив, 58-Іваники).

Інформативним можна вважати метод прогнозування зон деформації обсадних колон за

даними кривизни свердловини. Інклінометричними замірами по ряду свердловин (17-Орив, 21-Орив, 99-Орив, 158-Орив, 17-Улично) зафіксовано, що зім'яття обсадних колон мало місце в інтервалах перегинів ствола свердловини.

Вивчення і аналіз геологічної будови Орив-Уличнянського родовища не дозволяє виявити закономірності зім'яття обсадних колон залежно від будови родовища, хоча свердловини із зім'ятими колонами знаходяться в двох аномальних за геодинамічними характеристиками зонах.

Перша з таких зон невпевнено картується аерокосмічною зйомкою у вигляді лініаменту, який навскіс перетинає структури насуву першого і другого ярусів, не знаходячи відображення в їх будові за даними буріння і сейсміки. Якщо вважати ширину зони 1 км, то в межах структури першого ярусу розміщується 31 свердловина, 9 (близько 30%) з яких зім'яті колони. За даними геофізичних досліджень виявлено, що зім'яття обсадних колон проходило в глинисто-соленосних відкладах воротищенської світи (1520-2600 м), причому здебільшого в прошарках чистої солі (галіту) або дуже засолених глин, які здатні до пластичної плинності у певних термобаричних умовах.

Інша аномально тектонічна напружена зона знаходиться в головній частині насуву Бориславсько-Покутської зони. Тут між фронтальними лініями першого та другого ярусів, тобто в зоні найбільшої геостатичної напруженості, знаходяться свердловини: 2÷17 Улично, 39, 96 - Улично. Слід також зазначити, що і в даному випадку системи в розповсюдженні порушень обсадних колон в свердловинах, як і в розміщенні самих свердловин з зім'ятими колонами на площі, не спостерігається.

Таблиця 1 – Дані про зім'яття обсадних колон на Орів-Уличнянському родовищі

Номер свердловини	Фактична глибина, м	Діаметр колони, мм / глибина спуску колони, м		Глибина зім'яття, м / відклади
		проміжна	експлуатаційна	
2-Улично	3253	193/2842	127/3116	2200/воротищенські
17-Улично	3477	193/2826	127/3243	528/поляницькі
39-Улично	3395	193/2723	127/3388	1725/воротищенські
96-Улично	3363	193/2652	168/3282	2170/воротищенські
158-Орив	3301	219/2785	146/3267	1927/воротищенські
21-Орив	3288	193/2229	127/3185	2300/воротищенські
99-Орив	3367	245/1301	146/3353	2496/воротищенські
17-Орив	3405	193/2603	127/3392	2875/поляницькі
95-Улично	2985	219/2485	146/2982	1320/воротищенські
175-Орив	3605	245/2817	146/3605	2319/воротищенські
25-Орив	3631	193/2750	127/3627	3567/менілітові
58-Іваники	3737	324/3522	168/3560	2412/воротищенські

Таблиця 2 – Дані про зім'яття обсадних колон по родовищах Долинського регіону

Номер свердловини	Фактична глибина, м	Діаметр колони, мм / глибина спуску колони, м		Глибина зім'яття, м / відклади
		проміжна	експлуатаційна	
117-ПД	3141	193/2189	127/3138	1031/воротищенські
822-Долина	3002	245/682	146/3002	1704/поляницькі
64-Спас	2320	193/1551	127/2317	838/воротищенські
105-Долина	2308	193/1425	127/2308	1672/поляницькі
310-Долина	2888	219/2299	146/2880	1193/воротищенські
265-Долина	2653	193/1812	127/2653	440/воротищенські

У цих двох зонах 12 свердловин ліквідовано через зім'яття обсадних колон в процесі експлуатації свердловин. Крім цього, сім свердловин ліквідовано з геологічних причин та сім свердловин – з інших технічних причин. Необхідно зауважити, що в аномальних зонах діють експлуатаційні свердловини і до сьогодні.

У таблиці 1 дана коротка характеристика свердловин із зім'ятими обсадними колонами на Орів-Уличнянському родовищі.

Аналіз промислових даних по родовищах Долинського регіону (таблиця 2) також показав, що майже всі випадки зім'яття обсадних колон мали місце в інтервалах залягання плинних порід.

Багатофакторним аналізом з використанням теорії розпізнання образів встановлено, що найбільш вагомо на зім'яття обсадних колон на нафтових і газових родовищах Прикарпаття впливають наявність у розрізі свердловин інтервалів залягання соленосних порід та неврахування дії гірського тиску при проектуванні обсадних колон у таких гірських породах [2]. У вказаних інтервалах за певних термобаричних умов на обсадну колону може передаватися гірський тиск. Для вивчення процесу передачі ти-

ску обсадній колоні з боку соленосної породи необхідно провести експериментальні дослідження.

#### Висвітлення основного матеріалу

Для проведення експериментів була виготовлена спеціальна лабораторна установка, яка дозволяє проводити дослідження напруженого стану і плинності гірських порід при дії гірського тиску та пластової температури (рис. 1).

З цією метою використовували керновий матеріал порід воротищенської світи з високим вмістом галіту, відібраний з різних глибин Орів-Уличнянського родовища (табл. 3).

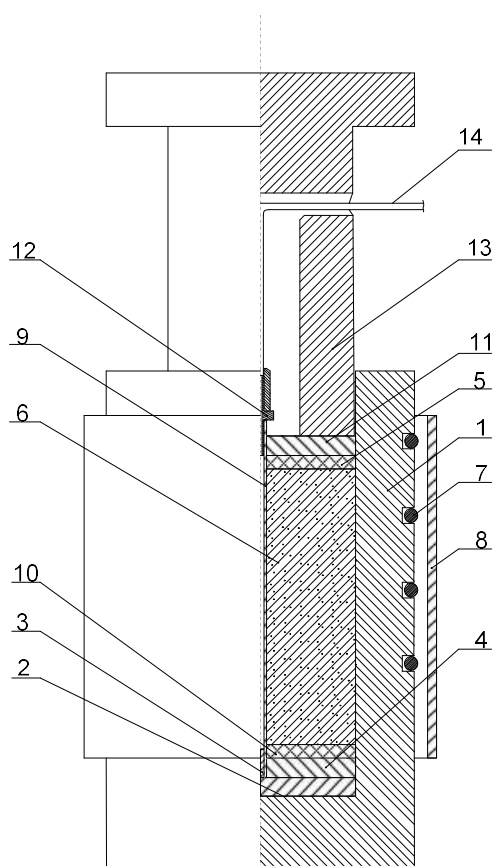
Розміри зразків вибирались відповідно до умов існуючих методик, тобто

$$D \geq 5 \cdot d; \quad h / \sqrt{S} \geq 0,7, \quad (1)$$

де  $D$  - зовнішній діаметр зразка, м;  
 $d$  - діаметр модельної свердловини, м;  
 $h$  - висота зразка, м;

$S$  - площа поперечного перерізу зразка, м<sup>2</sup>.

Зовнішній діаметр зразка визначався діаметром керна і становив 80 мм, тому діаметр модельної свердловини дорівнював 16 мм, а висота зразка – 100 мм.



1 – товстостінний циліндр; 2 – дно циліндра;  
3 – заглушка; 4, 11 – сталеві шайби;  
5, 10 – гумові прокладки; 6 – зразок гірської  
породи; 7 – нагрівальний елемент; 8 – кожух;  
9 – сталева трубка; 12 – перехідник;  
13 – плунжер; 14 – підвідна трубка

**Рисунок 1 – Схема камери високого тиску  
для дослідження напруженого стану  
гірських порід**

Зразок гірської породи 6 вміщували в камеру високого тиску, яка являє собою товстостінний циліндр з дном і нагрівальним елементом 7. Нагрівальний елемент ззовні закритий кожухом 8, а ущільнення зразка гірської породи проводили за допомогою сталевих шайб 4, 11 і гумових прокладок 5, 10. Всередині зразка просвердлювали отвір діаметром 16 мм, в який вставляли сталеву трубку 9 такого ж діаметру з

товщиною стінки 2,2 мм. Трубка виконувала роль датчика для вимірювання зовнішнього тиску, що передавався на неї зразком гірської породи. В нижній кінець трубки вгвинчували заглушку 3, а у верхній – перехідник 12. Для герметизації з'єднань кінці трубки зварювали. Трубку заповнювали трансформаторним маслом і попередньо створювали в ній тиск з допомогою преса через підвідну трубку 14 та перехідник 12. Таким чином, зовнішній радіальний тиск, який передавався на трубку зразком гірської породи, спричиняв зміну тиску всередині трубки, що реєструвалося манометром.

Осьове стискуюче навантаження створювали за допомогою плунжера 4 та гідравлічного домкрата 1, розміщених відповідно над та під камерою високого тиску (рис. 2).

Для регулювання температури в камері 3 до нагрівального елемента підводилась різна за величиною напруга за допомогою автотрансформатора 2.

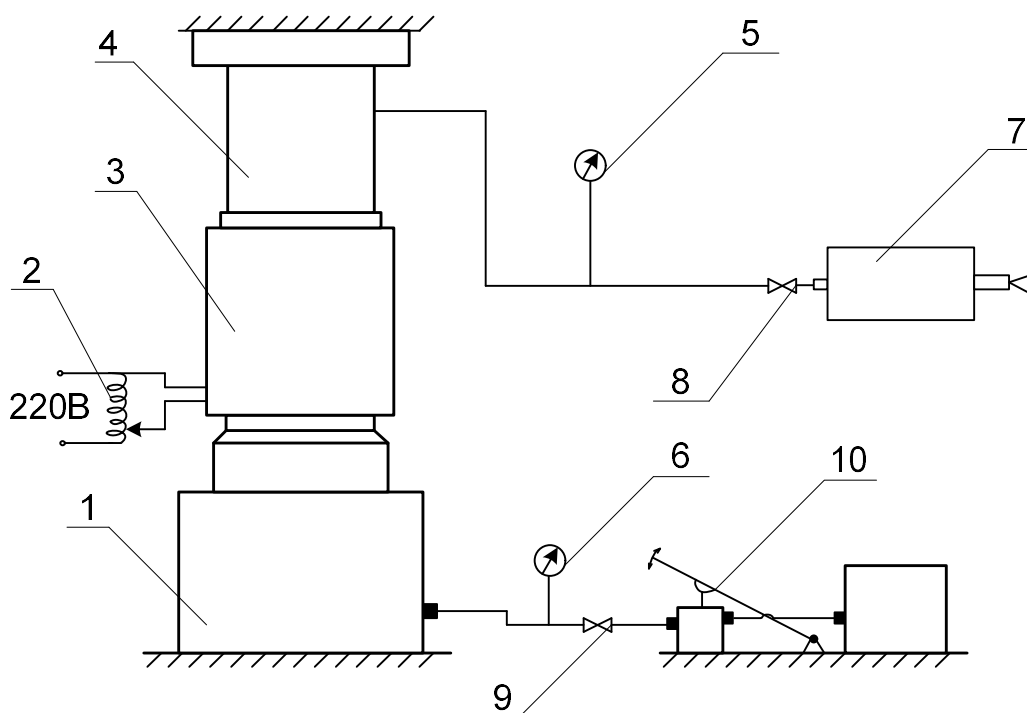
У зв'язку з тим, що прямий замір температури всередині камери під час проведення експериментів ускладнений, було проведено її непрямий замір за величиною напруги. Тарування вимірної схеми за температурою полягало в наступному. На нагрівальний елемент подавали напругу певної величини протягом 3÷4 годин до повної стабілізації температури всередині камери. Температуру в приміщенні лабораторії під час проведення експериментальних досліджень підтримували постійною в межах  $18 \pm 2^\circ\text{C}$ .

Результати тарування установки зведено в таблиці 4.

Для встановлення характеру зміни внутрішнього тиску в трубці при зміні зовнішнього тиску, сталеву трубку випробовували без гірської породи в камері. З цією метою в камеру високого тиску замість зразка гірської породи поміщали віск, підігрітий до температури  $45^\circ\text{C}$ . За цієї температури віск переходить у пластичний стан і  $\sigma_x = \sigma_z$ . З допомогою гідравлічного домкрата і плунжера створювали осьове наван-

**Таблиця 3 – Склад кернового матеріалу порід воротищенської світи свердловин  
Орів-Уличнянського родовища**

Номер свердловини	Інтервал відбору, м	Склад керна, %					
		галіт	глина, аргіліт	гіпс	доломіт	пірит	інші
191-Орів	2201-2205	75,2	20,8	0,9	-	0,6	2,5
192-Орів	2748-2752	98,8	1,1	-	-	-	0,1
187-Орів	2685-2689	85,1	13,0	-	1,5	-	0,4
190-Орів	1803-1808	65,3	29,5	1,9	2,2	-	1,1



1 – гідравлічний домкрат; 2 – автотрансформатор; 3 – камера високого тиску; 4 – плунжер; 5,6 – манометри; 7 – прес; 8,9 – вентилі; 10 – насосна установка

Рисунок 2 – Схема обв'язки установки

Таблиця 4 – Результати тарування установки

Напруга, В	60	65	70	75	80	85	90	95	100
Температура, °С	40	46	53	60	67	75	85	100	120

таження, в результаті чого на трубку передався радіальний тиск  $\sigma_r$ . Зміну тиску всередині трубки реєстрували вірцевим манометром. У такий спосіб було отримано графічну залежність зміни тиску всередині трубки від величини зовнішнього тиску (рис. 3).

Для дослідження зразків соленосних порід застосовували таку методику. Зразок гірської породи поміщали в камеру високого тиску. Трубку заповнювали трансформаторним мастилом і за допомогою преса створювали в ній тиск 3,0МПа. Перед проведенням експериментальних досліджень зразки породи просушували в сушильній шафі за температури 50°С протягом 48 годин.

За допомогою гідравлічного преса в камері високого тиску створювали осьове навантаження, яке моделювало гірський тиск для заданих глибин. Осьове навантаження на зразок гірської породи збільшували плавно до заданої величини, контроль якої здійснювався за зміною величини внутрішнього тиску. Зразок гірської породи витримували в напруженому стані не менше 72 годин або до повної передачі гірського тиску на трубку.

### Результати

Результати експериментальних досліджень обробляли за методами математичної статистики. Похибка результатів знаходилась у межах 5%. За результатами експериментальних досліджень отримана залежність коефіцієнта бокового розпору соленосних порід  $K$  від температури  $t$  при різних величинах нормальних напружень  $\sigma_z$ . На рисунку 4 наведено залежність  $K = f(t)$  при  $\sigma_z = 70$ МПа, з якої видно, що температура суттєво впливає на плинність солей.

За температури понад 70°С величина бокового зовнішнього тиску на трубку наближається до вертикальної складової тиску. За температури 80°С і вище  $\sigma_r = \sigma_z$ , тобто коефіцієнт бокового розпору соленосних порід (галіт) рівний одиниці. Отже, в інтервалах залягання соленосних порід за температур понад 70°С на обсадні труби повністю передається гірський тиск.

Температура біляствольного масиву гірських порід залежить від його природного температурного поля та характеру технологічних операцій, які виконуються в процесі буріння та експлуатації свердловини. Так, під час руху флюїду до устя свердловини через насосно-

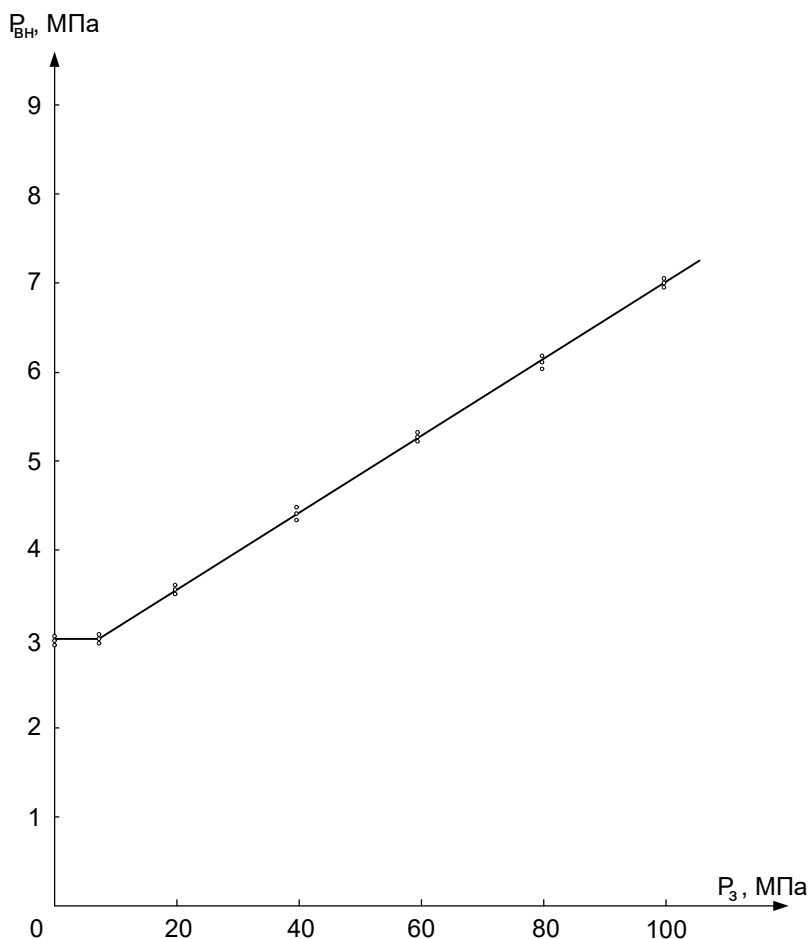


Рисунок 3 – Залежність тиску всередині трубки від зовнішнього тиску

компресорні труби в результаті теплообміну з гірськими породами, які охоплюють обсадну колону, його температура знижується. При цьому температура обсадної колони і гірських порід навколо свердловини підвищується і стає більшою за природну температуру масиву. Через деякий час експлуатації свердловини практично встановлюється постійний потік теплової енергії. Проведені теоретичні розрахунки і експериментальні дослідження [3] показали, що значення діаметра зони порушення термічного режиму можуть досягати 10÷20м і більше. Однією з причин підвищення природної температури порід є також закачування теплоносіїв у пласт у нагнітальних свердловинах.

### Висновки

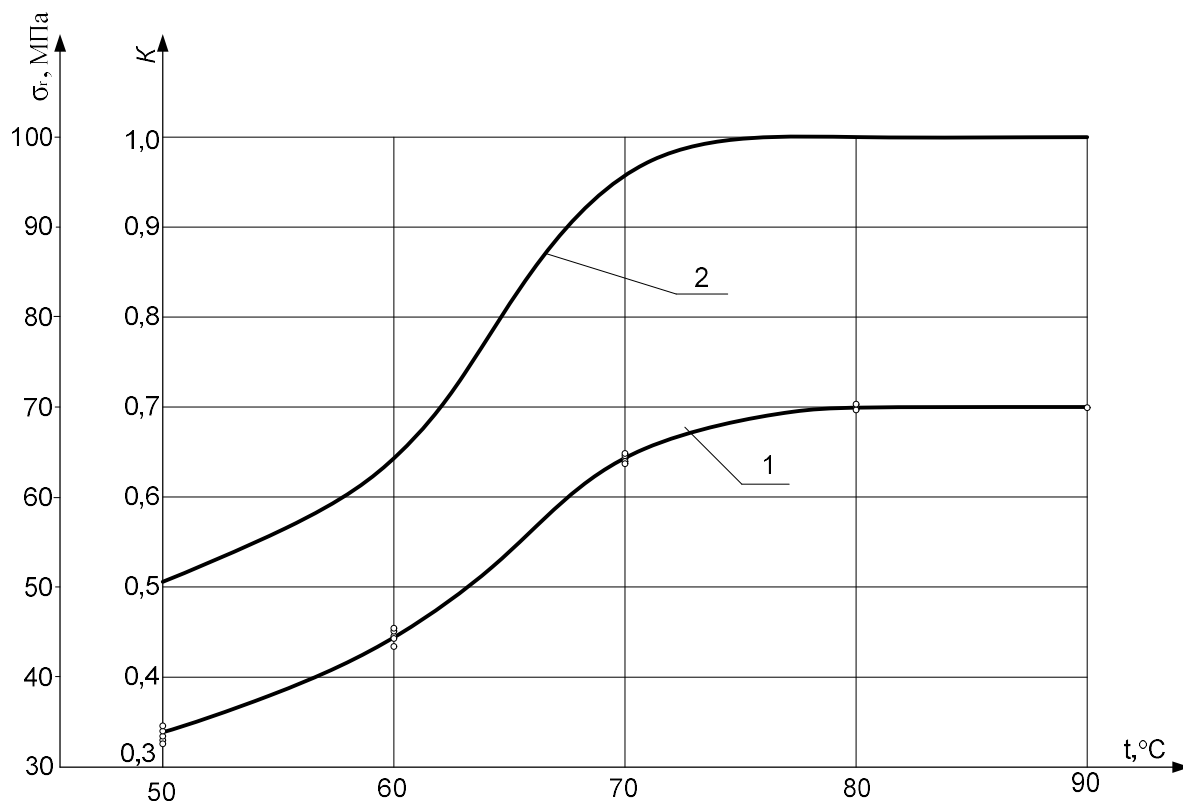
Аналізом промислового даних по Орів-Уличнянському нафтовому родовищу Бориславського нафтопромислового району та родовищах Долинського регіону не виявлено закономірності змін діаметра обсадних колон в залежності від їх геологічної будови. Однак майже всі випадки змін діаметра обсадних колон мали місце в інтервалах залягання соленосних порід.

Для дослідження напруженого стану гірських порід під впливом гірського тиску і пластової температури було виготовлено лабораторну установку. Встановлено, що при підвищенні температури понад 70°C коефіцієнт бокового розпору соленосних порід рівний одиниці.

Розрахунок обсадних колон на зовнішній надлишковий тиск в інтервалах залягання соленосних порід на родовищах Прикарпаття необхідно проводити з врахуванням гірського тиску:

- для свердловин різного призначення, якщо природна температура порід перевищує 70°C;

- для нагнітальних і видобувних експлуатаційних свердловин, в яких передбачається проведення технологічних операцій, що можуть спричинити підвищення температури біляствольного масиву порід понад 70°C (наприклад, при закачуванні теплоносіїв у пласт в нагнітальних свердловинах, при транспортуванні флюїду з високою температурою в видобувних свердловинах).



1 – радіальні напруження ( $\sigma_r$ ); 2 – коефіцієнт бокового розпору ( $K = \sigma_r / \sigma_z$ )

**Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта бокового розпору соленосних порід (галіт) від температури ( $\sigma_z = 70$ МПа)**

*Література*

*References*

1. Коццулич Я.С., Сенюшкович М.В., Марцинків О.Б., Ковбасюк І.М. Підвищення надійності кріплення свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 1(42). С. 160-168.

2. Femiak V. Y., Kovbasiuk I. M., Martsynkiv O. B., Femiak Y. M., Vytvytskyy I. I. Evaluation of the influence of geological-technical factors on the durability of casing columns in oil and gas wells. Paper presented at the Monitoring 2019 Conference - Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Retrieved from [www.scopus.com](http://www.scopus.com).

3. Череменский Г.А. О зоне нарушения теплового состояния горных пород бурением скважины. *Изв. АН СССР. Геофиз.* 1960. №10. С. 1507-1509.

1. Kotskulych Ya.S., Seniushkovych M.V., Martsynkiv O.B., Kovbasiuk I.M. Pidvyshchennia nadiinosti kriplennia sverdlovyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2012. No 1(42). P.160-168. [in Ukrainian]

2. Femiak V. Y., Kovbasiuk I. M., Martsynkiv O. B., Femiak, Y. M., Vytvytskyy, I. I. Evaluation of the influence of geological-technical factors on the durability of casing columns in oil and gas wells. Paper presented at the Monitoring 2019 Conference - Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Retrieved from [www.scopus.com](http://www.scopus.com).

3. Cheremenskiy G.A. O zone narusheniya teplovogo sostoyaniya gorniyh porod bureniem skvazhinyi. *Izv. AN SSSR. Geofiz.* 1960. No 10. P. 1507-1509. [in Russian]

# Наука — виробництву

---

---

УДК 622.692.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-3(80)-60-67

## УЛУЧШЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЕОПОЛИМЕРОВ ЩЕЛОЧНОЙ АКТИВАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА БЕЗВОДНОЙ ОСНОВЕ

А. А. Алиев

НИПИ Нефтегаз, ГНКАР

e-mail: Aliyev.azizaga@gmail.com, office.ogpi@socar.az

Геополімерні системи цілком успішно застосовуються в таких операціях, як промислове і громадянське будівництво, виготовлення вогнетривкого бетону, ізолювання і захоронення радіоактивних відходів тощо. Не стала винятком і нафтогазова галузь. Вона стала однією з найбільш перспективних альтернатив портландцементу при тампонажних роботах і дозволяють досягти досить високих показників міцності конструкції свердловин, стійкості до корозійного впливу, а в деяких складах ці показники значно перевищують показники портландцементу. За останні роки було проведено значну кількість досліджень, спрямованих на розроблення геополімерних складів для цементування нафтових і газових свердловин, які показали, що дані системи мають порівнянні з портландцементом міцності, низьку проникність, стійкість до впливу бурового розчину і пластових умов, здатність до самовідновлення. Однак, незважаючи на всі переваги застосування даних систем, найбільш істотним їх недоліком є погана керованість реологічними властивостями. Геополімери (ДП) з низьким вмістом легкого попелу не забезпечують належних реологічних характеристик для застосування в операціях кріплення та ізоляції. Низькі значення прокачуваності розчинів все ще є серйозною перешкодою для широкого практичного впровадження. Застосування геополімерних розчинів при правильному підборі композиційного складу, здатних продемонструвати значні поліпшення міцнісних і реологічних показників у результаті змішування з безводними буровими розчинами, є досить багатобічним рішенням даного завдання. В роботі представлені результати досліджень добавок до технологічних рідин на безводній основі (ТЖБО), таких як бурові розчини на нафтовій і синтетичній основі, інвертні емульсійні бурові розчини, на реологію геополімери. Отримані результати дозволяють констатувати поліпшення реологічних показників геополімерного складів до порівнянних з портландцементом значень, що значно розширює сучасний діапазон застосування даних розчинів до використання в операціях первинного цементування, цементування під тиском і капітальному ремонті свердловин.

Ключові слова: портландцемент, реологія, лужно-активованій цемент, зольний пил, технологічні рідини на безводній основі, інвертно-емульсійні розчини.

Геополімерные системы вполне успешно применяются в таких операциях, как промышленное и гражданское строительство, изготовление огнестойкого бетона, изоляция и захоронения радиоактивных отходов и т.д. Не исключением явилась и нефтегазовая отрасль. Она стала одной из наиболее перспективных альтернатив портландцементу при тампонажных работах и позволяют достичь достаточно высоких показателей прочности конструкции скважин, устойчивости к коррозионному воздействию, а в некоторых случаях эти показатели существенно превосходят показатели портландцемента. В последние годы было проведено значительное количество исследований, направленных на разработку геополімерных составов для цементирования нефтяных и газовых скважин, показавших, что данные системы обладают сопоставимыми с портландцементом прочностными характеристиками, низкой проницаемостью, устойчивостью к воздействию бурового раствора и пластовых условий, способностью к самовосстановлению. Однако, несмотря на все преимущества применения данных систем, наиболее существенным их недостатком является плохая регулируемость реологических свойств. Геополімеров (ГП) с низким содержанием

зольной пыли не обеспечивают должных реологических характеристик для применения в операциях крепления и изоляции. Низкие значения прокачиваемости растворов все еще являются серьезным препятствием для широкого практического внедрения. Применение геопалимерных растворов при правильном подборе композиционного состава, способных продемонстрировать значительные улучшения прочностных и реологических показателей в результате смешения с безводными буровыми растворами, является весьма многообещающим решением данной задачи. В работе представлены результаты исследований добавок технологических жидкостей на безводной основе (ТЖБО), таких как буровые растворы на нефтяной и синтетической основе, инвертных эмульсионных буровых растворов на реологию геопалимеров. Полученные результаты позволяют констатировать улучшение реологических показателей геопалимерных составов до сравнимых с портландцементом значений, что значительно расширяет современный диапазон применения данных растворов до использования в операциях первичного цементирования, цементирования под давлением и капитальном ремонте скважин.

Ключевые слова: портландцемент, реология, щелочно-активированный цемент, зольная пыль, технологические жидкости на безводной основе, инвертно-эмульсионные растворы.

*Geopolymer systems are quite successfully used in such operations as industrial and civil construction, production of fire-resistant concrete, isolation and disposal of radioactive waste, etc. The oil and gas industry is no exception. She became one of the most promising alternatives to Portland cement in plugging operations. They allow achieving sufficiently high performances of well construction strength, corrosion resistance, and in some compositions these parameters significantly exceed those of Portland cement. In recent years, a significant amount of research has been carried out aimed at the development of geo polymer compositions for cementing oil and gas wells, which showed that these systems have strength characteristics comparable to Portland cement, low permeability, resistance to drilling mud and reservoir conditions, and the ability to self-repair. However, despite all the advantages of the geopolymer systems, their most significant disadvantage is poor regulation of rheological properties. Geopolymers (GP) with low ash content do not provide the proper rheological characteristics for the use in insulation operations. Low values of pumpability of solutions are still a serious restriction for wide practical implementation. The use of geopolymer solutions with the correct selection of the compositional combination capable of demonstrating significant improvements in strength and rheological parameters as a result of mixing with anhydrous drilling fluids is a very promising solution to this problem. The paper presents the results of the research on the additives of non-aqueous fluids such as oil-based and synthetic-based drilling fluids and inverted emulsion drilling fluids on rheology of geopolymers. The obtained results allow stating that the rheological parameters of geopolymer compositions improve up to comparable values with Portland cement, which considerably extends the range of application of these solutions to use in operations of primary plugging operations, under-pressure cementing and well workover.*

Keywords: portland cement, rheology, alkali activated cement, fly ash, non-aqueous fluids, invert-emulsion fluid.

## Введение

На сегодняшний день бурное развитие технологий и науки открывает перед исследователями все большее количество возможностей для создания новых композиционных материалов, превосходящих по своим физико-химическим показателям имеющиеся [1-9]. Геопалимеры щелочной активации относятся именно к этой категории материалов и в последние десятилетия многими специалистами рассматриваются в качестве альтернативы обычному портландцементу в целом ряде технологических операций [10-13]. К примеру, геопалимеры вполне успешно применяются в таких операциях, как промышленное и гражданское строительство, изготовление огнестойкого бетона, изоляция и захоронение радиоактивных отходов и т.д. [14-17]. Исключением не явилась и нефтегазовая отрасль. В последние годы было проведено значительное количество исследований, направленных на разработку геопалимерных составов для цементирования нефтяных и газо-

вых скважин [18-21]. Их результаты показали, что данные системы обладают сопоставимыми с портландцементом прочностными характеристиками, низкой проницаемостью, устойчивостью к воздействию бурового раствора и пластовых условий, способностью к самовосстановлению [22-28].

Следует отметить, что в операциях крепления, связанных с гражданским строительством, где геопалимеры давно и достаточно успешно применяются, не требуется наличия высоких значений текучести раствора, потому данный параметр не является критическим. Абсолютно противоположной является ситуация в операциях, связанных с нефтегазовой индустрией, в частности с креплением скважин. Низкие значения прокачиваемости геопалимерных растворов значительно ограничивают их применение в подобных операциях.

Пребывание тампонажного раствора в текучем состоянии необходимо как для обеспечения эффективного вытеснения бурового рас-

Таблица 1 – Химический состав зольной пыли

Образец	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	Na <sub>2</sub> O+0.658K <sub>2</sub> O	SO <sub>3</sub>
ЗП1	49.8	24.6	15.2	2.9	0.85	0.74	0.42
ЗП2	48.6	20.1	16.4	6.2	1.2	0.48	2.04
ЗП3	52.4	26.8	10.8	2.8	0.95	0.6	0.18

творы из кольцевого пространства, так и для закачки рассчитанного объема тампонажного раствора в скважину.[29-32]. В случае с портландцементом существует два основных подхода, позволяющих решить вопрос прокачиваемости цементного раствора. Это увеличение водоцементного соотношения и применение замедлителей схватывания. Оба метода малоэффективны в случае геополимеров.

Увеличение содержания воды в геополимерных композициях негативно сказывается на прочности и пористости затвердевшего раствора, хотя и несколько улучшает реологические их показатели [33-34].

Применение замедлителей схватывания на основе лигносульфанатов, полинафталина и поликарбоскилата, весьма эффективных для портландцемента, практически неэффективно для геополимерных растворов щелочной активации. Основной причиной является химическая нестабильность замедлителей схватывания при значениях pH выше 13 [35-36]. Стоит отметить, что все же были разработаны геополимерные составы, демонстрирующие улучшение реологических показателей при добавке суперпластификаторов, но ни одна из этих суспензий не показала удовлетворительных для практического применения значений вязкости [37-39]

Наиболее приоритетным и многообещающим направлением исследований для улучшения реологических свойств геополимерных растворов является применение в качестве добавок технологических жидкостей на безводной основе, таких как буровые растворы на нефтяной и синтетической основе, инверсионно эмульсионные буровые растворы.

Загрязнение тампонажного раствора буровым в процессе вытеснения является неизбежным. Данному вопросу посвящено достаточно большое количество исследований, но все они сводятся, лишь к уменьшению негативного эффекта [40-43]. Однако применение геополимерных растворов при правильном подборе композиционного состава, способных продемонстрировать значительные улучшения прочностных и реологических показателей в результате смешения с безводными буровыми растворами, является весьма многообещающим решением

данной задачи. В представленной работе основным предметом исследования является улучшение реологических и прочностных свойств геополимерных растворов щелочной активации при смешении с безводными буровыми растворами.

## Материалы

### Синтез геополимера

Геополимер был получен путем смешения порошка прекурсора алюмосиликата с щелочным активатором. В качестве прекурсора алюмосиликата было выбрано три различных состава зольной пыли (ЗП) с низким содержанием кальция, соответствующих ASTM C618-18 (табл. 1).

Образцы суспензии геополимера, синтезированные из образцов зольной пыли ЗП1-ЗП3 с применением в качестве активатора водного раствора оксида натрия (8 моль/л) в жидком виде, далее будут обозначаться как О1, О2 и О3 соответственно. Соотношение раствора активатора и зольной пыли составило 0,485. Массовое соотношение Na<sub>2</sub>O/ЗП составило 0,1.

### Раствор портландцемента

Раствор портландцемента (ПЦ) был приготовлен из цемента класса Н в соответствии со стандартом API RP 10B-2. В качестве замедлителя схватывания применялся реагент на основе лигносульфанатов в дозировке 0,02 по весу сухого цемента.

### Добавка технологических жидкостей на безводной основе (ТЖБО)

В качестве ТЖБО применялся состав инвертно-эмульсионного бурового раствора (ИБ) с соотношением вода/нефтяная основа 75/25 с добавкой 20% CaCl<sub>2</sub>. Для стабилизации суспензии добавлялась известняковая пыль (ИП) с d<sub>50</sub> 5 мкм до 3 %. Для улучшения читабельности текста в случае замены 5% суспензии О1 на ИБ и 3% добавки ИП было принято следующее обозначение: О1ИБ-5-ИП. Перемешивание суспензий осуществлялось на лопастной мешалке при скорости 480 об/мин в течение 30 секунд.

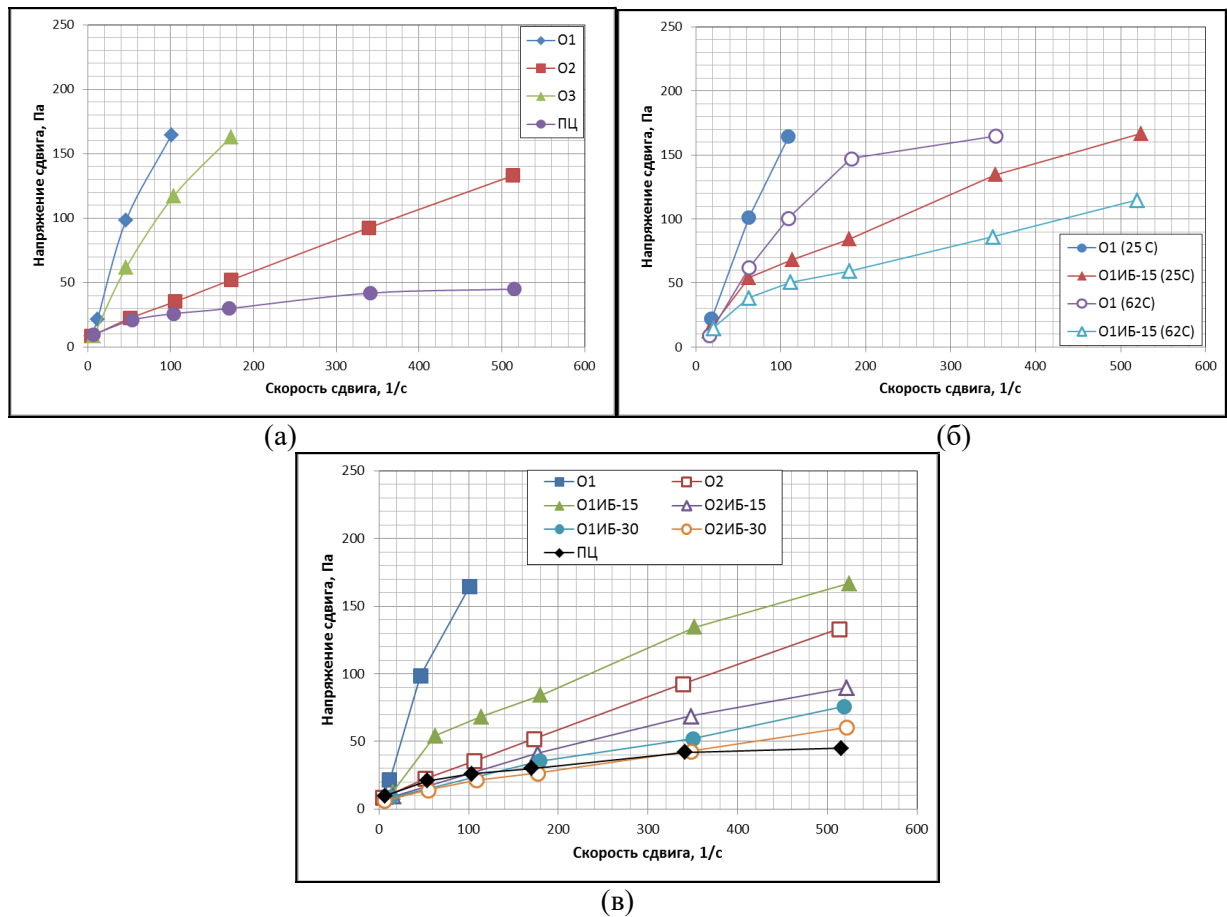


Рисунок 1 – Кривые течения растворов геополимера и портландцемента

### Реология

Реологические свойства суспензий измерялись при комнатной температуре с помощью ротационного вискозиметра в соответствии со стандартом API RP 10B-2 (2010). При измерении реологических свойств образцов в пластовых условиях суспензии для предварительного кондиционирования помещались в ячейку консистометра высокого давления и температуры (НРНТ). Далее растворы при постоянном перемешивании нагревались до циркуляционной температуры на забое – 62 °С при давлении в 4000 psi. на протяжении 90 минут и перемешивали еще 30 минут. В конце периода предварительного кондиционирования суспензии перемещали в предварительно нагретую чашку вискозиметра для определения реологических свойств.

### Время загустевания раствора

Время загустевания раствора определялось в НРНТ консистометре в соответствии со стандартом API RP 10B-2 (2010). Значения температуры и давления поддерживались на уровне соответственно 62 °С и 4000 psi.

### Прочность на сжатие

Прочность на сжатие для образцов геополимера определялась по стандартной процедуре, описанной в стандарте API RP 10B-2. Температура проведения испытаний составляла 76 °С (т.е. статическая температура на забое), а давление – 4000 psi. Все указанные значения прочности на сжатие основаны на результатах минимум восьми испытаний.

### Результаты и обсуждение

#### Геополимеры активированные водным раствором оксида натрия

Как показано на рис. 1 (а), по мере увеличения скорости сдвига значения напряжения сдвига раствора портландцемента постепенно увеличивались и достигли 48 Па. Все образцы растворов геополимера вне зависимости от состава показали более высокие реологические показатели по сравнению с раствором портландцемента.

Добавка инвертно-эмульсионного бурового раствора (ИБ) значительно улучшила реологические показатели суспензий геополимеров. Уже при концентрации 15% ИБ (О1ИБ-15) на-

блюдалось улучшение реологических показателей, а при 30% ИБ (О2ИБ-30) данные показатели практически совпадали с аналогичными у портландцемента. Образец О3ИБ показал нестабильное поведение при увеличении содержания ИБ до 25%, в связи с чем дальнейшие измерения не проводились.

Данная серия экспериментов также показала, что с увеличением температуры улучшаются реологические показатели растворов геополимера в отличие от раствора портландцемента, так как процесс гидратации, протекающий в цементном растворе, неминуемо ведет к увеличению вязкости.

### Время загустевания раствора

Данная серия экспериментов была проведена на образцах О1ИБ-20 и О2ИБ-20. Первоначальная консистенция обоих образцов была практически идентична и составляла около 20 Вс. Через 18 часов суспензия О1ИБ-20 начала загустевать, и к 21 часу достигла консистенции 70 Вс. Суспензия Ж2ИБ-20 показала гораздо более длительное время загустевания - 42 часа. Учитывая распределение частиц зольной пыли обоих образцов, практически не имеет различий, полученные результаты объясняются различиями в химическом составе зольной пыли. Так, в О2 содержание алюминия ниже – 20,1%, а в О1 – выше 24,6% (см. таблицу 1). По всей видимости, увеличение содержания алюминия ускоряет скорость твердения геополимеров, что согласуется с результатами предыдущих исследований [45].

### Прочность на сжатие

Результаты испытаний представлены таблице 2. Как видно, вне зависимости от состава зольной пыли и количества ИБ затвердевшие геополимеры существенно не отличались по прочности по истечении 24 часов. Через 72 часа образец О2 показал существенно большие значения прочности в сравнении с другими, но при добавлении ИБ подобных различий не наблюдалось.

Результаты прочности на сжатие, представленные на табл. 3, показали, что для суспензий О2 и О2ИБ-20 значения прочности были почти одинаковыми вне зависимости от концентрации добавки стабилизатора. Для суспензий О2ИБ-30 и О2ИБ-40 значения прочности на сжатие увеличились при концентрации ИП 1,5% и 5%. Таким образом, при добавлении известковой пыли не только увеличивается стабильность суспензии, но и при высоких концентрациях ИБ увеличивает прочность затвердевших суспензий.

**Таблица 2 – Динамика изменения показателей прочности на сжатие в зависимости от концентрации ИБ**

Образец	ИБ	ИБ 20%	ИБ 30%	ИБ 40%
а) после 24 часов				
О1	1100	600	300	175
О2	1300	400	185	90
О3	1050	550	230	120
б) после 72 часов				
О1	2400	1750	900	510
О2	3700	1600	630	420
О3	1850	1650	610	470

**Таблица 3 – Динамика изменения показателей прочности на сжатие в зависимости от концентрации ИБ**

Образец	ИБ	ИБ 20%	ИБ 30%	ИБ 40%
а) после 24 часов				
О2	1350	650	290	160
О2 + 1,5% ИП	1650	750	445	350
О2 + 5% ИП	2050	800	580	470
б) после 72 часов				
О2	3550	1650	850	510
О2 + 1,5% ИП	4350	1850	1110	590
О2 + 5% ИП	4850	2100	1050	580

Изучение влияния добавки стабилизатора на реологические свойства суспензии геополимеров было проведено на образце О2 ввиду наиболее низкой вязкости данного образца позволяющей охватить больший диапазон измерений (рис. 2 (а,б)). При комнатной температуре измерений образцы продемонстрировали ожидаемое увеличение вязкости, ввиду крупно дисперсности известняковой пыли ( $d_{50} = 3$  мкм). Синергический эффект воздействия добавки стабилизатора и ТЖБО был изучен на примере суспензии О2ИБ-40 при концентрации стабилизатора в 1%, 1,5% и 3% (рис. 2в). Повышение температуры привело к снижению значения вязкостей данных суспензий, сопоставимых с значениями вязкости цементного раствора, содержащего замедлитель схватывания.

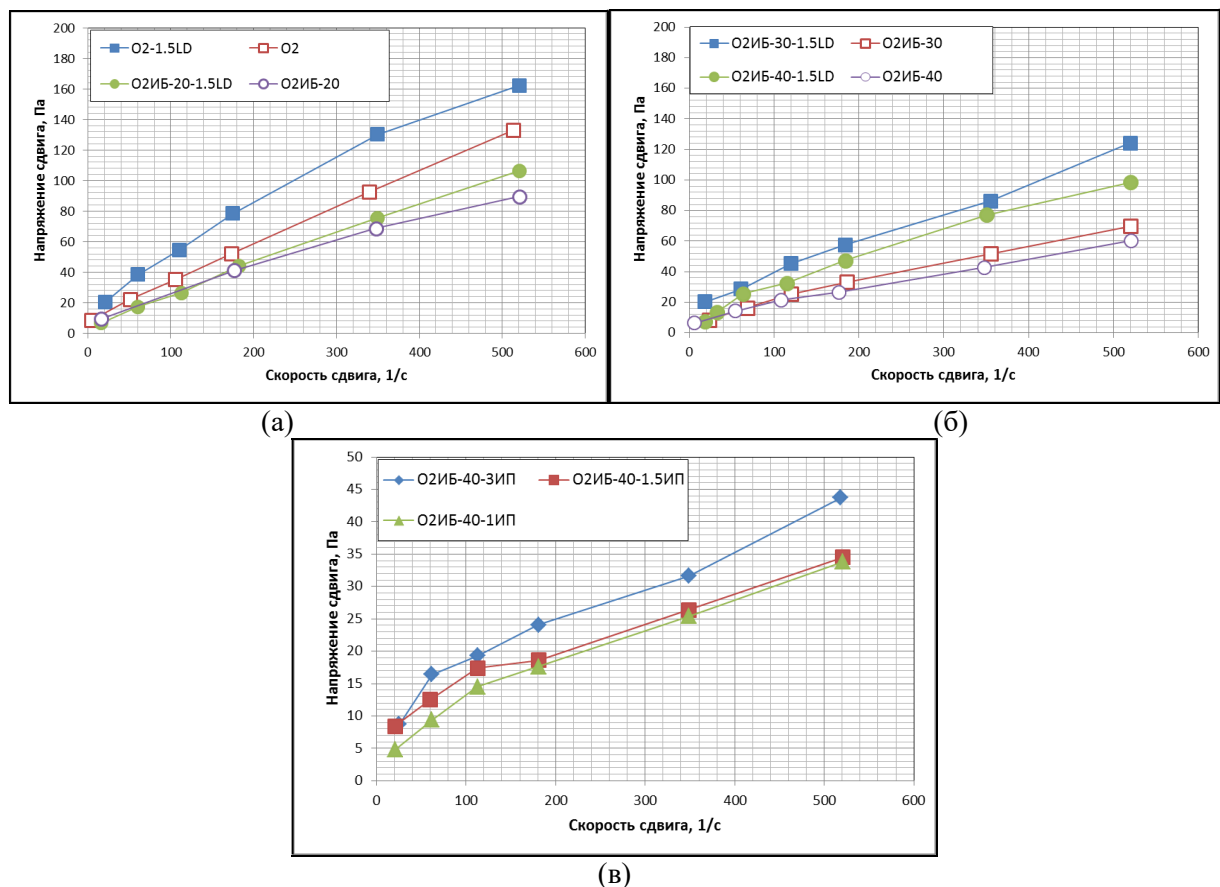


Рисунок 2 – Кривые течения растворов геополимера при (а), (б) – 25° С и (в) – 62° С

### Выводы

В работе предложен новый подход к улучшению реологических свойств геополимеров с применением инвертно-эмульсионных буровых растворов. В результате исследования были получены следующие результаты.

Добавка инвертно-эмульсионных буровых растворов привела к улучшению прокачиваемости суспензий геополимеров, позволив рассматривать предложенные составы в качестве альтернативы цементным растворам, применяемым при креплении скважин.

Затвердевшие суспензии геополимеров обеспечивают достаточные значения прочности на сжатие и приемлемые реологические свойства для цементирования скважин.

Различный состав трех испытанных образцов зольной пыли, составляющий основу геополимеров, не повлиял на прочностные характеристики затвердевших суспензий, но показал значительное влияние на вязкость, а также стабильность суспензий, содержащих добавку инвертно-эмульсионных буровых растворов.

Добавка известняковой пыли увеличивает стабильность суспензии геополимеров и улучшает прочностные характеристики.

### Литература / References

1. Vishnyakov V., Suleimanov B., Salmanov A., Zeynalov E. Primer on Enhanced Oil Recovery. *Gulf Professional Publishing*. 2019.
2. Veliyev E. F., Aliyev A.A., Mammadbayli T. EMachine Learning Application to Predict the Efficiency of Water Coning Prevention Techniques Implementation. *SOCAR Proceedings*. 2021. No 1, P. 104-113.
3. Veliyev E. F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2, P. 50-66.
4. Suleimanov B. A., Guseynova N. I., Veliyev E. F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. OnePetro. 2017, October.
5. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 3, 126-134.
6. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics*. 2020. B, 34(28), 2050260.
7. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters*. 2021. B, 35(01), 2150038.

8. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. No 1, P. 19-29.
9. Veliyev E. F. Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2021. (1(78), P. 61-72. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-1\(78\)-61-72](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-1(78)-61-72)
10. Duxson P., Fernández-Jiménez A., Provis J. L., Lukey G. C., Palomo A., van Deventer J. S. Geopolymer technology: the current state of the art. *Journal of materials science*. 2007. No 42(9), P. 2917-2933.
11. Zhao R., Sanjayan J. G. Geopolymer and Portland cement concretes in simulated fire. *Magazine of Concrete research*. 2011. No 63(3), P. 163-173.
12. Davidovits J. Geopolymer cement. A review. *Geopolymer Institute, Technical papers*. 2013. No 21, P. 1-11.
13. Bakharev T. Resistance of geopolymer materials to acid attack. *Cement and concrete research*. 2005. No 35(4), P. 658-670.
14. Singh B., Ishwarya G., Gupta M., Bhat-tacharyya S. K. Geopolymer concrete: A review of some recent developments. *Construction and building materials*. 2015. No 85, P. 78-90.
15. Aleem M. A., Arumairaj P. D. Geopolymer concrete – a review. *International journal of engineering sciences & emerging technologies*. 2012. No 1(2), 118-122.
16. Duxson P., Provis J. L., Lukey G. C., Mallicoat S. W., Kriven W. M., Van Deventer J. S. Understanding the relationship between geopolymer composition, microstructure and mechanical properties. *Colloids and Surfaces A: Physico-chemical and Engineering Aspects*. 2005. No 269(1-3), P. 47-58.
17. Van Chanh N., Trung B. D., Van Tuan D. Recent research geopolymer concrete. In *The 3rd ACF International Conference-ACF/VCA*, Vietnam 2008, November. Vol. 18, P. 235-241.
18. Salehi S., Khattak M. J., Ali N., Ezeakacha C., Saleh F. K. Study and Use of Geopolymer mixtures for Oil and Gas well cementing applications. *Journal of Energy Resources Technology*. 2018. No 140(1), 012908.
19. Ahdaya M., Imqam A. Fly ash Class C based geopolymer for oil well cementing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. No 179, P. 750-757.
20. Rahman S. H. A., Zulkarnain N. N., Shafiq N. Experimental study and design of experiment using statistical analysis for the development of geopolymer matrix for oil-well cementing for enhancing the integrity. *Crystals*. 2021. No 11(2), 139.
21. Paiva M. D., Silva E. C., Melo D. M., Martinelli A. E., Schneider J. F. A geopolymer cementing system for oil wells subject to steam injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. No 169, P. 748-759.
22. Suppiah R. R., Rahman S. H. A., Irawan S., Shafiq N. Development of new formulation of geopolymer cement for oil well cementing. In *International Petroleum Technology Conference*. OnePetro. 2016, November.
23. Sugumaran M. Study on effect of low calcium fly ash on geopolymer cement for oil well cementing. In *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. OnePetro. 2015, October.
24. Ridha S., Yerikania U. The Strength Compatibility of Nano-SiO<sub>2</sub> Geopolymer cement for oil well under HPHT conditions. *Journal of Civil Engineering Research*. 2015. No 5(4A), P. 6-10.
25. Kimanzi R., Wu Y., Salehi S., Mokhtari M., Khalifeh M. Experimental Evaluation of Geopolymer, Nano-Modified, and Neat Class H Cement by Using Diametrically Compressive Tests. *Journal of Energy Resources Technology*. 2020. No 142(9), 092101.
26. Alvi M. A. A., Khalifeh M., Agonafir M. B. Effect of nanoparticles on properties of geopolymers designed for well cementing applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. No 191, 107128.
27. Ridha S., Abd Hamid A. I., Halim A. A., Zamzuri N. A. Elasticity and expansion test performance of geopolymer as oil well cement. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018, April. Vol. 140, No. 1, P. 012147.
28. Khalifeh M., Saasen A., Hodne H., Godøy R., Vrålstad T. Geopolymers as an alternative for oil well cementing applications: A review of advantages and concerns. *Journal of Energy Resources Technology*. 2018. No 140(9).
29. Suleimanov B. A., Veliyev E. F. The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR proceedings*. 2016. No 4, P. 4-10.
30. Haut R. C., Crook R. J. Primary cementing: The mud displacement process. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro. 1979, September.
31. Renteria A., Frigaard I. A. Primary cementing of horizontal wells. Displacement flows in eccentric horizontal annuli. Part 1. Experiments. *Journal of Fluid Mechanics*. 2020. 905.

32. Maleki A., Frigaard I. Primary cementing of oil and gas wells in turbulent and mixed regimes. *Journal of Engineering Mathematics*. 2017. No 107(1), P. 201-230.
33. Zuhua Z., Xiao Y., Huajun Z., Yue C. Role of water in the synthesis of calcined kaolin-based geopolymer. *Applied Clay Science*. 2009. No 43(2), P. 218-223.
34. Patankar S. V., Jamkar S. S., Ghugal Y. M. Effect of water-to-geopolymer binder ratio on the production of fly ash based geopolymer concrete. *Int. J. Adv. Technol. Civ. Eng.* 2013. No 2(1), P. 79-83.
35. Umniati B. S., Risdanareni P., Zein F. T. Z. Workability enhancement of geopolymer concrete through the use of retarder. In *AIP Conference Proceedings*. 2017, September. Vol. 1887, No. 1, P. 020033. AIP Publishing LLC
36. Huajun Z., Xiao Y. Effect of retarder on reaction process of metakaolin-slag-based geopolymer. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*. 2013. No 48(3), P. 1384-1390.
37. Koutnik P., Soukup A., Bezucha P., Šafář J., Kohout J. Low viscosity metakaolinite based geopolymer binders. *Construction and Building Materials*. 2020. No 230, 116978.
38. Romagnoli M., Leonelli C., Kamse E., Gualtieri M. L. Rheology of geopolymer by DOE approach. *Construction and Building Materials*. 2012. 36, P. 251-258.
39. Pilehvar S., Szczotok A. M., Carmona M., Pamies R., Kjøniksen A. L. The effect of microencapsulated phase change materials on the rheology of geopolymer and Portland cement mortars. *Journal of the American Ceramic Society*. 2020. No 103(10), P. 5852-5869.
40. Ahdaya M., Imqam A. Investigating geopolymer cement performance in presence of water based drilling fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. No 176, P. 934-942.
41. Eid E., Tranggono H., Khalifeh M., Salehi S., Saasen A. Impact of Drilling Fluid Contamination on Performance of Rock-Based Geopolymers. *SPE Journal*, 2021. P. 1-8.
42. Ahdaya M. S. The development of a new formulation of fly ash class C based geopolymer and assessing its performance in presence of drilling fluid contamination. Missouri University of Science and Technology. 2018.
43. Kanesan D., Chandran D., Azhar N. A. B. Contamination Effect Of Synthetic Based Mud On Fly ASH Based Geopolymer Cement Slurry. 2006.
44. Liu X., Nair S., Aughenbaugh K., van Oort E. Mud-to-cement conversion of non-aqueous drilling fluids using alkali-activated fly ash. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. No 182, 106242.
45. Weng L., Sagoe-Crentsil K., Brown T., Song S. Effects of aluminates on the formation of geopolymers. *Materials Science and Engineering*. 2005. B, No 117(2), P. 163-168.

## ПЕРСПЕКТИВИ ДОРОЗРОБКИ ГАДЯЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ІЗ ЗНАЧНИМИ ЗАПАСАМИ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТУ

С. В. Матківський<sup>1</sup>, Є. С. Бікман<sup>1</sup>, О. Р. Кондрат<sup>2</sup>, Л. І. Хайдарова<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Сировинна база родовищ вуглеводнів України характеризується погіршенням якості і структури запасів у часі та супроводжується збільшенням частки важковидобувних запасів, розробка яких на сьогоднішній день здійснюється дуже низькими темпами. В найближчій перспективі видобуток вуглеводнів в Україні буде пов'язаний не стільки із введенням у розробку нових родовищ, скільки із збільшенням кінцевих коефіцієнтів вилучення старих та виснажених родовищ. Для встановлення ефективності впровадження вторинних та третинних технологій розробки родовищ України проведено дослідження технології нагнітання діоксиду вуглецю на прикладі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Результати проведених досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 стабілізуються темпи видобутку рідких вуглеводнів. Завдяки високій розчинності діоксиду вуглецю в рідких вуглеводнях досягається збільшення об'єму конденсату, що забезпечує умови для його фільтрації. На основі результатів досліджень здійснено розрахунок прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату становить 7,92 % відносно залишкових запасів, а при розробці на виснаження – 6,68 %. Згідно з результатами моделювання встановлено, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату збільшується на 1,24 %. Практична реалізація вторинних та третинних технологій розробки виснажених нафтогазових родовищ України в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Ключові слова: тривимірний модель, родовище, газоконденсатний поклад, випадіння конденсату, підвищення вуглеводневилучення, нагнітання діоксиду вуглецю.

Сырьевая база месторождений углеводородов Украины характеризуется ухудшением качества и структуры запасов во времени и сопровождается увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, разработка которых на сегодняшний день осуществляется очень низкими темпами. В ближайшей перспективе добыча углеводородов в Украине будет связана не столько с введением в разработку новых месторождений, сколько с увеличением конечных коэффициентов извлечения старых и истощенных месторождений. Для установления эффективности внедрения вторичных и третичных технологий разработки месторождений Украины проведено исследование технологии нагнетания диоксида углерода на примере Гадяцкого нефтегазоконденсатного месторождения. Результаты проведенных исследований с использованием основных инструментов гидродинамического моделирования свидетельствуют о том, что при внедрении технологии нагнетания диоксида углерода в залежь горизонта В-16 стабилизируются темпы добычи жидких углеводородов. Благодаря высокой растворимости диоксида углерода в жидких углеводородах достигается увеличение объема конденсата, что обеспечивает условия для его фильтрации. На основе результатов исследований произведен расчет прогнозного коэффициента извлечения конденсата. На момент прорыва диоксида углерода в добывающие скважины конечный коэффициент извлечения конденсата составляет 7,92% относительно остаточных запасов, а при разработке на истощение – 6,68%. Согласно результатам моделирования установлено, что в случае внедрения технологии нагнетания диоксида углерода в залежь горизонта В-16 конечный коэффициент извлечения конденсата увеличивается на 1,24%. Практическая реализация вторичных и третичных технологий разработки истощенных нефтегазовых месторождений Украины в широком понимании проблемы позволит существенно интенсифицировать процесс добычи углеводородов и выйти на мировой уровень решения поставленной проблемы.

Ключевые слова: трехмерная модель, месторождение, газоконденсатная залежь, выпадение конденсата, повышение углеводородоотдачи, нагнетания диоксида углерода.

The resource base of hydrocarbon fields in Ukraine is characterized by deterioration in the quality and structure of reserves over time and is accompanied by an increase in the share of hard-to-recover reserves, the development of which is currently being carried out at a very low rate. In the near future, hydrocarbon production in Ukraine will be associated not so much with the introduction of new fields into development, but with an increase in the final recovery factors of old and depleted fields. To establish the effectiveness of the introduction of secondary and tertiary technologies for the development of Ukrainian fields, a study of the technology of injection of carbon dioxide has been carried out on the example of the Hadyach oil and gas condensate field. The results of the studies carried out using the main tools of hydrodynamic modeling has indicated that in the case of the introduction of the carbon dioxide injecting technology into the reservoir of the V-16 horizon, the rates of production of liquid hydrocarbons will stabilize. Due to the high solubility of carbon dioxide in liquid hydrocarbons, an increase in the volume of condensate is achieved, which provides conditions for its filtration. Based on the research results, the forecast condensate recovery factor has been calculated. At the time of the breakthrough of carbon dioxide into production wells, the final condensate recovery factor is 7.92% relative to residual reserves, and in case of depletion development - 6.68%. According to the simulation results, it has been found that in the case of introducing the technology of injecting carbon dioxide into the reservoir of the B-16 horizon, the final condensate recovery factor increases by 1.24%. The practical implementation of secondary and tertiary technologies for the development of depleted oil and gas fields in Ukraine in the broad sense of the problem will significantly intensify the process of hydrocarbon production and reach the global level of solving the problem.

Key words: 3D model, field, gas condensate reservoir, condensate dropout, increased hydrocarbon recovery, carbon dioxide injection.

### Вступ

Переважна більшість газоконденсатних родовищ України розробляється на виснаження. В процесі розробки продуктивних покладів при зниженні пластового тиску відбувається процес диференціальної конденсації важких вуглеводнів. Це призводить до збільшення питомих і сумарних втрат конденсату в пласті та, відповідно, зменшення вмісту важких вуглеводнів у видобувній газоконденсатній суміші. Масоперенос та накопичення конденсату в привибійній зоні (в депресійній воронці) призводить до зниження фазової проникності за газом та, відповідно, продуктивності видобувних свердловин, що обумовлює ускладнення при експлуатації газоконденсатних свердловин через накопичення конденсату на вибої, коли швидкість газорідного потоку нижча критичної (менше 4-5 м/с) [1-2].

Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження становить 15–40% і залежить від особливостей газоконденсатних характеристик, тобто питомих втрат конденсату на одиницю зниження пластового тиску [3-4].

Підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ в умовах, ускладнених ретроградними втратами вуглеводнів в процесі виснаження, можливе за рахунок впровадження вторинних та третинних технологій розробки, до яких відносять раціональні технології штучної активної дії на продуктивний поклад з використанням сторонньої енергії.

Перспективним напрямом підвищення кінцевого вуглеводне вилучення нафтогазоконденсатних родовищ є впровадження технологій підтримання пластового тиску шляхом нагні-

тання вуглеводневих та неуглеводневих газів, а також комбінованих технологій нагнітання рідин та газів [5-8].

Інвестування у впровадження сучасних технологій розробки газоконденсатних родовищ України дозволить підвищити їх видобувні можливості та, відповідно, збільшити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

**Метою досліджень** є удосконалення існуючих технологій розробки виснажених нафтогазових родовищ України для підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів та забезпечення високих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів за мінімальних витрат.

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Для підвищення коефіцієнтів конденсатовилучення та покращення техніко-економічних показників видобування вуглеводнів газоконденсатні родовища аналогічно як і нафтові родовища потрібно розробляти з підтриманням пластового тиску. Підтримання пластового тиску в газоконденсатних родовищах може здійснюватися зворотним нагнітанням відсепарованого (сухого) газу, використанням сухого газу нафтових родовищ, неуглеводневих газів (азоту, діоксиду вуглецю, повітря, димових і викидних газів), штучного вуглеводневого газу, який отримують шляхом конверсії вуглеводнів водяною парою, суміші вуглеводневого і неуглеводневого газів, нагнітанням води і газоводяних сумішей [9-14].

Результати лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих

газів для підвищення вуглеводневилучення з виснажених нафтогазових покладів. Серед неуглеводневих газів найбільш дешевим і доступним для використання є повітря. Однак повітря разом з природним газом у певних концентраціях утворює вибухонебезпечну суміш, що дещо обмежує його використання.

Відповідно до результатів лабораторних досліджень найкращими витіснюючими властивостями серед неуглеводневих газів характеризується діоксид вуглецю завдяки: [15-18].

- 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 у результаті хімічної взаємодії карбоноватної кислоти із складовими скелету породи.

Розчинення діоксиду вуглецю в рідких вуглеводнях призводить до збільшення об'єму нафти та конденсату, що забезпечує умови їх фільтрації. Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю з метою підвищення нафто- та конденсатовилучення підтверджують його ефективність [19].

Удосконаленню існуючих технологій розробки виснажених родовищ присвячено значну кількість досліджень з використанням чисельного моделювання [20-23]. Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ нафти і газу та призначена для вирішення основних завдань розробки, а саме, забезпечення найбільш повного вилучення запасів вуглеводнів та досягнення максимального економічного ефекту.

Дослідження ефективності підвищення вуглеводневилучення різними агентами нагнітання проведено на тривимірній моделі газоконденсатного родовища, яке знаходиться поблизу гірського хребта Сьерра-де-Чьяпас в Мексиці. Для нагнітання використано сухий газ, діоксид вуглецю, азот та димові гази. Отримані результати свідчать про те, що найефективнішим є варіант з нагнітання діоксиду вуглецю. Завдяки

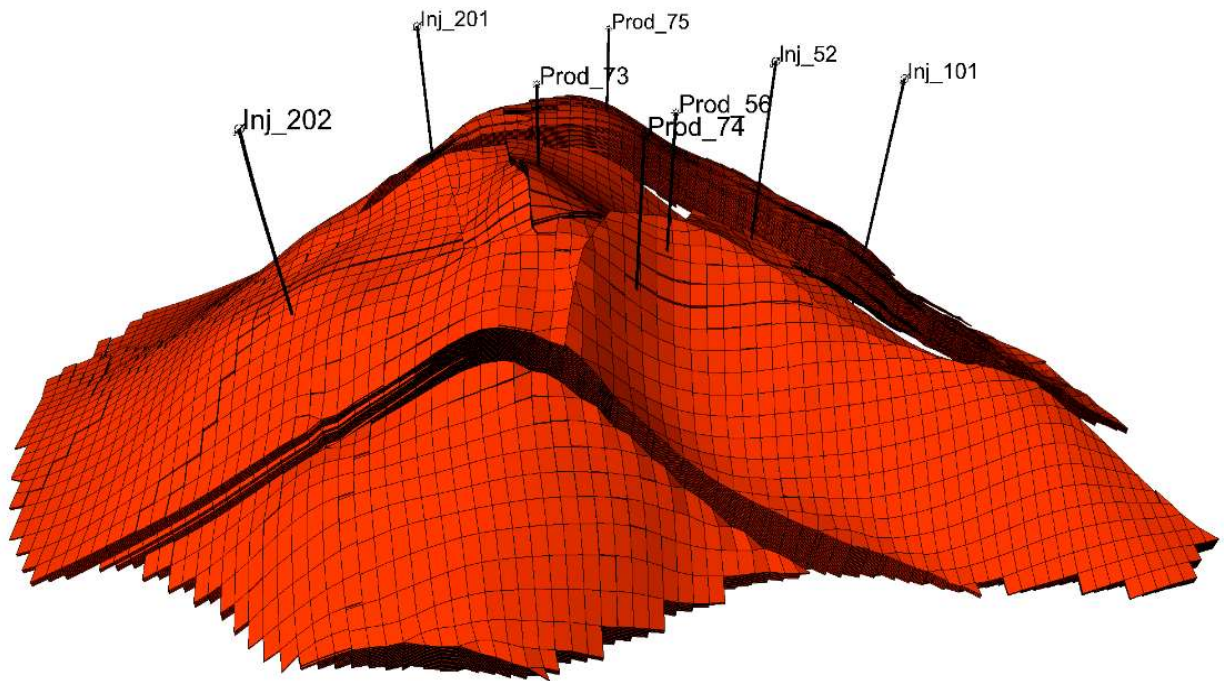
впровадженню даної технології видобувається частина защемленого водою газу. В зонах нагнітання діоксиду вуглецю різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює надходження пластової води в продуктивні пласти. Впровадження технології підтримання пластового тиску призводить до нарощення видобутку конденсату та забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. У випадку нагнітання діоксиду вуглецю досягається коефіцієнт вилучення конденсату на рівні 80 %, а під час нагнітання сухого газу – 60 %. При використанні димових газів як агентів нагнітання кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату знаходиться в межах 55-60 %. Найменш ефективним варіантом відповідно до, згідно з результатами моделювання для умов досліджуваного родовища виявився варіант з нагнітанням азоту [24].

Чисельне моделювання розробки родовища Хічкок (штат Техас) дозволило вдосконалити існуючу технологію розробки виснажених покладів, забезпечивши при цьому значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Розрахунок різних варіантів розробки родовища дозволив обґрунтувати оптимальні темпи відбору вуглеводневої продукції та вибрати раціональну систему розробки родовища [25].

Результати моделювання свідчать про те, що кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів залежить від ступеня неоднорідності та фільтраційно-ємнісних параметрів породи-колектора, структури порового простору, капілярних тисків на межі газоводяного контакту, щільності сітки нагнітальних свердловин та схеми розміщення їх по площі покладів, що акумулюють залишкові запаси вуглеводнів.

### **Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми**

Проблемі підвищення вуглеводне вилучення з нафтогазових родовищ України в умовах значного пониження пластового тиску присвячено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень [26-28]. На основі проведених досліджень обґрунтовано доцільність оптимізації розробки родовищ вуглеводнів шляхом нагнітання в приконтатну 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 вищезазначених родовищ забезпечило підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення конденсату.



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

Вищезазначені дослідження проводились без врахування особливостей розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних покладів як за площею, так і за розрізом. Зважаючи на те, що неоднорідність продуктивних покладів вносить значну невизначеність в процес обґрунтування оптимальних технологій, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень з використанням постійно діючих геолого-технологічних моделей, адже саме використання цифрового моделювання дозволить оптимізувати систему розробки родовищ вуглеводнів шляхом обґрунтування оптимальних варіантів розробки, які забезпечують максимальні коефіцієнти вуглеводневилучення за мінімальних витрат.

На основі багатоваріантних розрахунків з використанням цифрових моделей можна порівняти ефективність кожного можливого заходу та оцінити економічну ефективність даних робіт.

#### **Виклад основного матеріалу**

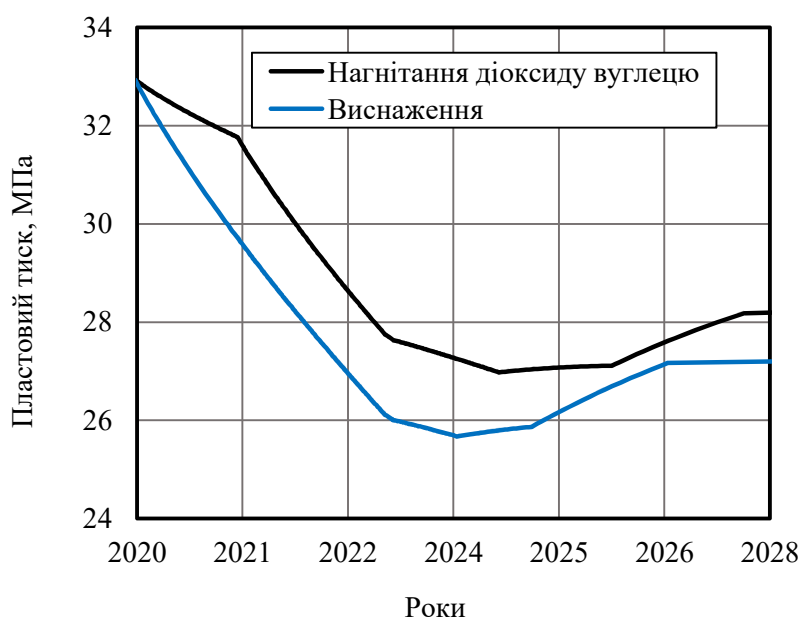
Практичне відставання нафтогазової галузі України в області застосування передових технологій підвищення вуглеводневиддачі газоконденсатних родовищ з великими питомими ресурсами конденсату зумовлює низькі фактичні коефіцієнти конденсатовилучення порівняно з досягнутим світовим рівнем. Підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення конденсату можливе за умов попередження його випадіння в

пластових умовах. Досягнути цього можливо шляхом оптимізації розробки родовищ із забезпеченням рівномірного дренажу покладів, активної дії на процес розробки, а саме, на пластовий тиск, температуру, склад пластової суміші та пористе середовище.

Одним з перспективних родовищ, що характеризується значним енергетичним потенціалом, є Гадяцьке нафтогазоконденсатне родовище. Продуктивні поклади Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища характеризуються високим потенційним вмістом рідких вуглеводнів, що вказує на перспективи підвищення кінцевого коефіцієнту вилучення конденсату за умови впровадження технологій підтримання пластового тиску із використанням неуглеводневих газів.

Для оцінки ефективності технології підтримання пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю вибрано поклад горизонту В-16 (рис. 1). Дослідження виконувались на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького родовища. Для відтворення фізичних процесів, що мають місце в продуктивному покладі при нагнітанні діоксиду вуглецю, створено композиційну PVT-модель з використанням модуля PVTi програмного забезпечення Eclipse [29-30].

Газоконденсатний поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища не розробляється з середини 2015 року у зв'язку з обводненням практично всіх видобув-



**Рисунок 2 – Динаміка пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю**

них свердловин. Тому практична реалізація технології підтримання пластового тиску неможлива без проведення додаткових оргтехзаходів. З метою ефективного використання наявного фонду пробурених свердловин на Гадяцькому родовищі пропонується залучити залишкові запаси природного газу покладу горизонту В-16 в розробку шляхом переведення свердловин №№ 73, 74, 75 з нижчезалегаючих покладів горизонтів В-17-18 після закінчення їх розробки.

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в якості нагнітальних використано вже пробурені на родовищі свердловини, які знаходяться в бездії з причини обводнення. Для нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 вибрано свердловини №№ 52, 101, 201, 202. Нагнітання неуглеводневого газу в продуктивний поклад передбачено протягом 16 місяців з приймальністю 50 тис.м<sup>3</sup>/добу з розрахунку на одну свердловину. Дебіт газу видобувних свердловин прийнято на рівні 50 тис.м<sup>3</sup>/добу з метою попередження передчасного обводнення. Розробку покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в останню з видобувних свердловин.

На основі проведених досліджень розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького родовища встановлено, що завдяки нагнітанню діоксиду вуглецю підтримується пластовий тиск на значно вищому рівні порівняно з розробкою покладу на виснаження (рис. 2).

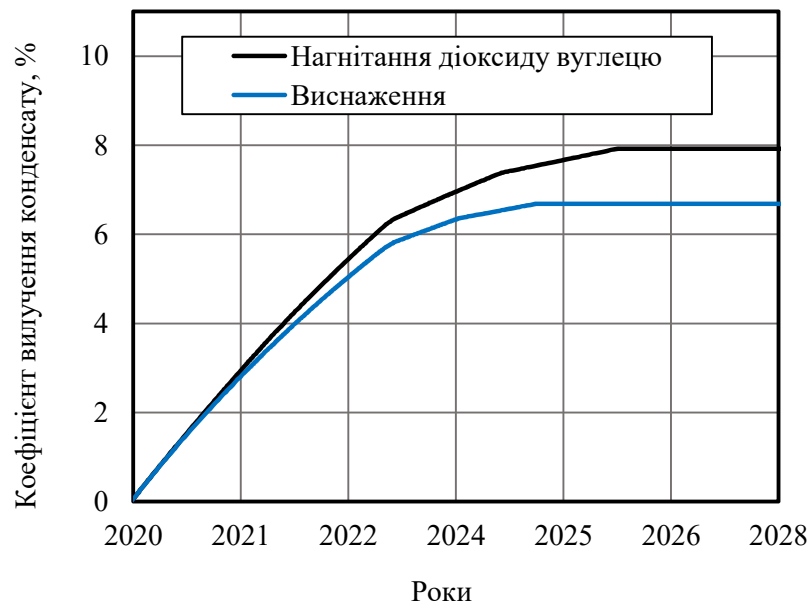
Динаміку пластового тиску в часі при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю наведено на рисунку 2.

Аналізуючи основні технологічні показники розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, слід відмітити, що завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується додатковий видобуток конденсату. На основі результатів моделювання здійснено розрахунок прогнозного коефіцієнту вилучення конденсату.

Динаміку прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю наведено на рисунку 3.

Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату при нагнітанні діоксиду вуглецю на момент його прориву в останню з видобувних свердловин становить 7,92 % від залишкових запасів конденсату. При розробці продуктивного покладу на виснаження за цих умов коефіцієнт вилучення конденсату становить 6,68 %. За результатами проведених розрахунків встановлено, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю підвищується кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату на 1,24 %.

Результати проведених досліджень свідчать про перспективи оптимізації існуючої сис-



**Рисунок 3 – Динаміка прогнозного коефіцієнта вилучення конденсату при розробці покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю**

теми розробки Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Згідно з результатами моделювання у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 можна забезпечити значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів в порівнянні з розробкою на виснаження.

Остаточне рішення щодо доцільності впровадження досліджуваної технології може бути прийнято на основі всебічного техніко-економічного аналізу, оскільки саме економічна оцінка відіграє вирішальну роль в прийнятті остаточного рішення. Зазвичай, відповідно до результатів проведених досліджень ефективні одні технології, а рекомендовані до впровадження за результатами розрахунків економічних показників зовсім інші.

### Висновки

Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища виконано дослідження технологічної ефективності впровадження систем розробки з підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16. Встановлено, що завдяки впровадженню досліджуваної технології досягається збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату на 1,24 % порівняно з розробкою на виснаження.

Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

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

### Література

1. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Meng X., Yu Y., Sheng J., Watson M. An Experimental Study on Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Condensate Recovery in Shale Gas Reservoirs. *Unconventional Resources Technology Conference*, 2015, 20-22 July, SanAntonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>
4. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдач ипластов. *Итоги науки и техники, сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений*. М.: ВИНТИ, 1985. Т. 16. С. 132-184.
5. Закиров С.Н., Алиев Б.А. Повышение компонентоотдачи пласта / Обзор. информ. Раз-

раб. и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгазпром, 1985. Т. 4. 46 с.

6. Meng X., Yu Y., Sheng J., Watson M. An Experimental Study on Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Condensate Recovery in Shale Gas Reservoirs. *Unconventional Resources Technology Conference*, 2015, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>

7. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*. 1994, June 12 - 15, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>

8. Burakov Yu., Ivanov V., Ulyashev E., A.P. Mikhailov A. Methods for Reviving Highly Drowned Gas Wells of the Vuktyl'skoye Field (Russian). *Society of Petroleum Engineers. SPE-117419-RU*. 2008.

9. Талдай И.В. Повышение конденсатоотдачи частично истощенной газоконденсатной залежи. *Газовая промышленность*. 1989. № 11. С. 42-43.

10. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгль П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: Недр, 1976. 183 с.

11. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Интенсификация видобутку газу і конденсату в заключний період розробки газоконденсатних родовищ. *Матеріали 5-ої Міжнародної конференції "Нафта і газ України-98"* (Полтава, 15-17 вересня 1998 р.). Полтава: УНГА, 1998. Том 2. С. 58-59.

12. Коротаев Ю.П., Гуревич Г.Р., Мамовов И.М. Экспериментальное изучение процесса вытеснения двухфазной углеводородной смеси водой на модели пласта. *Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ*. 1976. № 9. С. 39-42.

13. Леонтьев И.А., Петренко В.И., Рассохин Г.В. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой при разработке газоконденсатных месторождений. *Газовое дело*. 1968. № 3. С. 3-5.

14. Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи) / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, О.Ф. Андреев и др. М.: ВНИИГаз, 1987. 106 с.

15. Кондрат Р.М. Повышение конденсатоотдачи продуктивных пластов с применением заводнения. *Обз. Инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1982. Вып. 7. С. 57.

16. Kryvulya S., Matkivskyi S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>

17. Kondrat O., Matkivskyi 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. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

18. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. – 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>

19. 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>

20. Peaceman D.W. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Elsevier, Amsterdam. 1977. 175 p.

21. Henry B Crichlow. Modern reservoir engineering: A simulation approach. Prentice-Hall. 1977. 354 p.

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

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

24. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, Villahermosa, Mexico, 2000. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>

25. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas. 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>

26. Бікман Є.С., Дячук В.В. Підвищення ефективності технології підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних покладів з використанням азоту. *Нафта і газ України*

ни: матеріали наукової конференції. Київ, 2002. С. 23 - 24

27. 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.

28. 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.

29. Бурачок О. В., Першин Д. В., Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 1(74), С. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)

30. 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. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / V.S. Boyko, R.M. Kondrat, R.S. Yaremychuk. K.: Lviv, 1996. 620 p.

2. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p.

3. Meng X., Yu Y., Sheng J., Watson M. An Experimental Study on Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Condensate Recovery in Shale Gas Reservoirs. *Unconventional Resources Technology Conference*, 2015, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>

4. Gurevich G.R. Sposoby povysheniya kondensatootdachi plastov.. – M.: *Itogi nauki i tekhniki, ser. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. M.: VINITI, 1985. Vol. 16. P. 132-184.

5. Zakirov S.N., Aliyev B.A. Povyshenie komponentootdachi plasta. *Obzor. inform. Razrab. i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. M.: VNIIEgazprom, 1985. Vol. 4. 46 p.

6. Meng X., Yu Y., Sheng J., Watson M. An Experimental Study on Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Condensate Recovery in Shale Gas Reservoirs. *Unconventional Resources Technology*

*Conference*, 2015, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2153322>

7. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*. 1994, June 12 - 15, Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/94-04>

8. Burakov Yu., Ivanov V., Ulyashev E., A.P. Mikhailov A. Methods for Reviving Highly Drowned Gas Wells of the Vuktyl'skoye Field (Russian). *Society of Petroleum Engineers. SPE-117419-RU*. 2008.

9. Talday I.V. Povysheniye kondensatootdachi chastichno istoshchennoy gazokondensatnoy zalezhi. *Gazovaya promyshlennost'*. 1989. No 11. P. 42-43.

10. Gurevich G.R., Sokolov V.A., Shmyglya P.T. Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s podderzhaniyem plastovogo davleniya. M.: Nedra, 1976. 183 p.

11. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Intensyfikatsiya vydobutku hazu i kondensatu v zaklyuchnyy period rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch. *Materialy 5-oyi Mizhnarodnoyi konferentsiyi "Nafta i haz Ukrayiny-98"* (Poltava, 15-17 veresnya 1998 r.). Poltava: UNHA, 1998. Vol. 2. P. 58-59.

12. Korotayev Yu.P., Gurevich G.R., Mamovov I.M. Eksperimental'noye izucheniye protsessa vytesneniya dvukhfaznoy uglevodородnoy smesi vodoy na modeli plasta. *Izv. VUZov, ser. Neft' i gaz*. 1976. No 9. P. 39-42.

13. Leont'yev I.A., Petrenko V.I., Rassokhin G.V. Ob effekte vymyvaniya kondensata plastovoy vodoy pri razrabotke gazokondensatnykh mestorozhdeniy. *Gazovoye delo*. 1968. No 3. P. 3-5.

14. Metodicheskoye rukovodstvo po primeneniyu metodov izvlecheniya kondensata, vypavshego v protsesse razrabotki (vtorichnyye metody povysheniya kondensatootdachi) / A.I. Gritsenko, R.M. Ter-Sarkisov, O.F. Andreyev i dr. M.: VNIIGaz, 1987. 106 p.

15. Kondrat R.M. Povysheniye kondensatootdachi produktivnykh plastov s primeneniym zavodneniya. *Obz. Inf.: Ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1982. Vol. 7. P. 57.

16. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.217780>

17. 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. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>
18. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. – 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
19. 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>
20. Peaceman D.W. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Elsevier, Amsterdam. 1977. 175 p.
21. Henry B Crichlow. Modern reservoir engineering: A simulation approach. Prentice-Hall. 1977. 354 p.
22. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers, London. 1979.
23. Thomas G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation. IHRDC Publishers, Boston, Mass, 1982. 160 p.
24. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, Villahermosa, Mexico, 2000. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>
25. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas. 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>
26. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V. Pidvyshchennya efektyvnosti tekhnolohiyi pidtrymannya plastovoho tysku pry rozrobtsi hazokondensatnykh pokladiv z vykorystannyam azotu. *Nafta i haz Ukrainy: materialy naukovoyi konferentsiyi*. Kyiv, 2002. P. 23-24
27. 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.
28. Bikman Ye.S., Dyachuk V.V. Perspektyvy vprovadzhennya tekhnolohiyi pidtrymannya plastovoho tysku z vykorystannyam azotu na hazokondensatnykh rodovyshchakh NAK “Naftohaz Ukrainy”. *Kompresornoe y enerhetycheskoe mashynostroenye*. 2010. No 2(20). P. 17-20.
29. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivs'kyy S. V., Bikman YE. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennya rivnyannya stanu hazokondensatnykh sumishey za umovy obmezhenoї vkhidnoyi informatsiyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 1(74), P. 82-88. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)
30. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivs'kyy, S. V., Kondrat, O. R. Doslidzhennya mezhi zastosuvannya PVT-modeli “chornoyi nafty” dlya modelyuvannya hazokondensatnykh pokladiv. *Mineral'ni resursy Ukrainy*. 2020. No 2, P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>