

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

4 (77) 2020

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

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

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

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

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

Підписано до друку 30.12.2020 р.
Формат 60×84 1/8. Друк офсетний.
Папір «SvetoCory», new, 80 г/м².
Наклад 300 примірників.

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

З М І С Т

Техніка і технології

- 7 **Технологія перетворення матеріалів енергетичних і нафтопереробних об'єктів**
*Л. І. Челядин, В. С. Рібун, В. В. Візінович,
І. В. Тарасюк*

Дослідження і методи аналізу

- 16 **Дослідження впливу гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини**
Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Хайдарова
- 23 **Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення темпу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту**
*О. Р. Кондрат, С. В. Матківський,
О. В. Бурачок, Л. І. Хайдарова*
- 31 **Аналіз досліджень впливу закручування потоку на характеристику свердловинних струминних насосів**
Д. О. Паневник
- 41 **Аналіз напружено-деформованого стану підсиленої циліндричної оболонки при вільних поперечних коливаннях**
П. В. Ясній, Ю. І. Пиндус, М. І. Гудь

Наука — виробництву

- Альтернативний алгоритм ранжування проєктних пошукових свердловин, які одночасно розкривають пастки структурного, літологічного та змішаного генезису (в межах Північного борту ДДЗ)** 50
І. Л. Михалевич, П. М. Кузьменко, С. Л. Архіпова, А. П. Тищенко
- Вплив геомеханічних процесів на пластовий тиск при тривалій експлуатації газових родовищ** 62
А. Ф. Булат, В. В. Лукинов, К. А. Безручко, О. В. Приходченко
- Напрямки удосконалення системи управління якістю спорудження нафтогазових свердловин** 77
В. М. Чарковський
- Вимоги до оформлення статей** 90

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ**4 (77) 2020****Головний редактор:****Кондрат О. Р.**, д-р техн. наук**Відповідальний секретар:****Грицанчук А. В.**, канд. техн. наук**РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:****Багрій С. М.**, канд. геол. наук**Біщак Р. Т.**, канд. техн. наук**Величкович А. С.**, канд. техн. наук**Витязь О. Ю.**, канд. техн. наук**Віра В. В.**, канд. техн. наук**Гедзик Н. М.**, канд. техн. наук**Джус А. П.**, д-р техн. наук**Добротворський С. С.**, д-р техн. наук**Долгов М. А.**, д-р техн. наук**Дреус А. Ю.**, д-р техн. наук**Здерка Т. В.**, канд. геол. наук**Іванов В. О.**, канд. техн. наук**Касіянчук Д. В.**, канд. геол. наук**Кондрат Р. М.**, д-р техн. наук**Корнута В. А.**, канд. техн. наук**Криштопа С. І.**, д-р техн. наук**Кузьменко Е. Д.**, д-р геол.-мінерал. наук**Куровець С. С.**, д-р геол. наук**Мислюк М. А.**, д-р техн. наук**Мойсишин В. М.**, д-р техн. наук**Панчук В. Г.**, д-р техн. наук**Петрина Д. Ю.**, д-р техн. наук**Піріг Т. Ю.**, канд. техн. наук**Савик В. М.**, канд. техн. наук**Семенюк Ю. В.**, д-р техн. наук**Студент М. М.**, д-р техн. наук**Судаков А. К.**, д-р техн. наук**Судакова Д. А.**, канд. техн. наук**Тяпкін О. К.**, д-р геол. наук**Удалов І. В.**, д-р геол. наук**Федоришин Д. Д.**, д-р геол. наук**Хомин В. Р.**, д-р геол. наук**Чепурна Т. Б.**, канд. геол. наук**Шлапак Л. С.**, д-р техн. наук**Jacko Stanislav**, PhD (Словаччина)**Kotwica Krzysztof**, PhD (Польща)**Piestrzynski Adam**, Dr. hab. (Польща)**Ziaja Jan Dariusz**, Dr. hab. (Польща)**Адреса редакції:**76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

тел.: (0342) 50-77-96

тел./факс: (0342) 54-58-26

ел.пошта: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

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

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

4 (77) 2020

*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 30.12.2020
Printed layout 60×84 1/8. Offset printing.
Paper «SvetoCopy», new, 80 g/m².
Pressrun is 300 copies.

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

C O N T E N T S

Technics and technology

- 7 Technology of conversion of materials
of power and oil refining objects
*L. I. Chelyadyn, V. S. Ribun, V. V. Vizinovych,
I. V. Tarasiuk*
-

Research and methods of analysis

- 16 Investigation of the influence of gravel stuffing
in an open drill on the productive characteristics
of the well
R. M. Kondrat, N. S. Dremlukh, L. I. Haidarova
- 23 Effects of the rate of carbon dioxide injection
at the initial gas-water contact on the recovery
factor
*O. R. Kondrat, S. V. Matkivskyi,
O. V. Burachok, L. I. Haidarova*
- 31 Investigation of the flow twist influence
on the well jet pumps characteristic
D. O. Panevnyk
- 41 Analysis of the stress-strain state
of a reinforced cylindrical shell
with free transverse oscillations
P. V. Yasniy, Yu. I. Pyndus, M. I. Hud

CONTENTS

Science — production

- Alternative ranking algorithm of the exploration wells, which simultaneously has structural, lithological and mixed genesis (within the northern bank of the DDB)
I. L. Mykhalevych, P. M. Kuzmenko, S. L. Arkhipova, A. P. Tyshchenko 50
- Impact of geomechanical processes on formation pressure during the long-term operation of gas deposits
A. F. Bulat, V. V. Lukin, K. A. Bezruchko, O. V. Prykhodchenko 62
- Directions of improvement of the quality management system for the construction of oil and gas wells
V. M. Charkovskyy 77
- Requirements for the article 90

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 4 (77) 2020

Editor in Chief:

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

Executive Secretary:

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

EDITORIAL BOARD:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Kondrat R. Dr. Sc. (Tech.)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Jacko Stanislav, PhD (Slovakia)

Kotwica Krzysztof, PhD (Poland)

Piestrzynski Adam, Dr. hab. (Poland)

Ziaja Jan Dariusz, Dr. hab. (Poland)

The Address of the Editorial Office:

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

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

tel.: (0342) 50-77-96

fax: (0342) 54-58-26

e-mail: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

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

Техніка і технології

УДК 656:665.7

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-4(77)-7-15

ТЕХНОЛОГІЯ ПЕРЕТВОРЕННЯ МАТЕРІАЛІВ ЕНЕРГЕТИЧНИХ І НАФТОПЕРЕРОБНИХ ОБ'ЄКТІВ

¹Л. І. Челядин, ²В. С. Рібун*, ¹В. В. Візінович, ³І. В. Тарасюк

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: chelyadyn@ukr.net

²ДВНЗ «Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника»;
м. Івано-Франківськ, вул. Шевченка 57, e-mail: ribun.vika@gmail.com

³Національний університет «Львівська політехніка»; м. Львів, вул. Степана Бандери, 12,
e-mail: rrinatarasiukk@gmail.com

Наведено кількісну і якісну характеристику багатотоннажних відходів, що містять енергетичні компоненти, в Україні та Івано-Франківській області зокрема. Шлами водоочищення з вмістом нафтопродуктів запропоновано переробляти методом підготовки сировинної суміші з таких техногенних речовин: нафтошлам, зола, відсів цеоліту, кальційвмісні сполуки та в'язкі матеріали. Оптимальний склад сировинної суміші для заповнювача будівельних виробів (бетонів) наступний: золи – 60-65 %, розчину рідкого скла – 5-7 %, вапняного борошна – 3-5 %, органічних добавок – 7-10 %, соди кальцинованої – 10-12 %. Дану суміш гранулюють та піддають термообробці за температури 120-140 °С. Результати досліджень і технічні характеристики отриманих гранул матеріалів з суміші, що містить значну кількість шлама вуглеводневого, відрізняються меншою міцністю, але більшою пористістю та нижчим коефіцієнтом теплопровідності. Гранули з суміші № 4-7 характеризуються вищою міцністю і за своїми властивостями відносяться до конструкційно-теплоізоляційних матеріалів. Описана технологія одержання сировинної суміші для содового виробництва базується на процесах Леблана, тобто взаємодії на другій стадії сульфату натрію, вуглецю і карбонату кальцію з утворенням сульфідів кальцію, карбонату натрію та карбону (IV) оксиду. Пропонується готувати сировинну суміш для отримання натрій карбонату з натрій сульфату з вмістом нафтопродукту, який утворюється за технологією одержання оксигеновмісних добавок, і шламів з вмістом нафтопродуктів, що забезпечить отримання необхідної для одержання соди високої температури. Переробка шламів нафтопереробного і енергетичного об'єктів у гранульовані матеріали забезпечить можливість їх використання в будівельній галузі та содовому виробництві, що зменшить енерговитратність процесів одержання таких матеріалів.

Ключові слова: шлами, нафтопродукти, зола, переробка, технології, показники, енергозатратність.

Приведена количественная и качественная характеристика крупнотоннажных материалов, содержащих энергетические компоненты, в Украине и в Ивано-Франковской области. Шламы водоочистки с содержанием нефтепродуктов предложено перерабатывать по методу подготовки сырьевой смеси из таких техногенных веществ: нефтешлам, зола, отсева цеолита, кальцийсодержащие соединения и вязкие материалы. Оптимальный состав сырьевой смеси как заполнителя строительных изделий (бетонов) следующий: зола – 60-65 %, раствора жидкого стекла – 5-7%, известковой муки – 3-5%, органических добавок – 7-10 %, соды кальцинированной – 10-12 %. Смесь гранулируют и подвергают термообработке при 120-140 °С. Результаты исследований и технические характеристики полученных гранул материалов из смеси, содержащей значительный по количеству объем шлама углеводородного, отличаются меньшей

прочністю, но більшої пористістю і низьким коефіцієнтом теплопровідності. Гранули з суміші № 4-7 характеризуються високою прочністю, і стосуються по своїм властивостям до конструкційно-теплоізоляційним матеріалам. Описана технологія отримання сирової суміші для содового виробництва, заснована на процесі Леблана – взаємодії на другій стадії сульфата натрію, вуглецю і карбонату кальцію з утворенням сульфиду кальцію, карбонату натрію і карбону (IV) оксиду. Пропонується виготовляти сирову суміш для отримання натрій карбонату з натрій сульфата з вмістом нафтопродукту, який утворюється при технології отримання оксигеносодержащих добавок і шламов з вмістом нафтопродуктів, що забезпечить високу температуру процесу отримання соди. Переробка шламов нафтопереробляючого і енергетичного об'єктів в гранульовані матеріали забезпечить їх використання в будівельній промисловості і содовому виробництві, що зменшить енергозатратність процесів отримання таких матеріалів.

Ключевые слова: шламы, нефтепродукты, зола, переработка, технологии, показатели, энергозатратность.

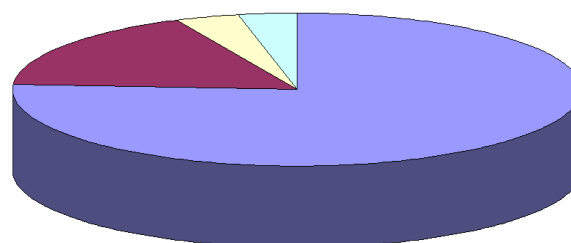
Quantitative and qualitative characteristics of multi-ton materials in Ukraine and in Ivano-Frankivsk region, which contain energy components, are given. It is proposed to process water treatment sludges containing petroleum products by preparing a raw material mixture from the following man-made substances: oil sludge, ash, zeolite screenings, calcium-containing compounds and viscous materials. The optimal composition of the raw material mixture is as follows: as a filler for construction products (concrete): ash – 60-65 %, liquid glass solution – 5-7 %, limestone dust – 3-5 %, organic additives – 7-10 %, soda ash – 10-12 %, which is granulated and heat treated at 120-140 °C. The research results and technical characteristics of the obtained granular materials, which are formed from a mixture containing a significant amount of hydrocarbon sludge, have lower strength, but greater porosity and lower thermal conductivity. Granules from a mixture № 4-7 are characterized by higher strength, and due to their properties they belong to the structural and thermal insulation materials. The technology of obtaining a raw material mixture for soda production is based on the LeBlanc process – the interaction in the second stage of sodium sulfate, carbon and calcium carbonate with the formation of calcium sulfide, sodium carbonate and carbon (IV) oxide. It is proposed to prepare a raw mixture for the production of sodium carbonate from sodium sulfate containing petroleum product, which is formed by the technology of obtaining oxygen-containing additives, and sludge containing petroleum products, which will provide a high temperature during the soda production process. The processing of sludge from oil refining and energy facilities into granular materials shows that they can be used in the construction industry and soda production, which reduces the energy consumption of the processes of obtaining such materials.

Keywords: sludges, oil products, ash, processing, technologies, indicators, energy consumption.

Вступ

Зменшення запасів вуглеводнів сьогодні занепокоєні всі країни світу, а тому економія енергоресурсів при виробництві продукції є надзвичайно важливою проблемою. Енергетичні комплекси в Україні з виробництва електроенергії використовують великі кількості вугілля, що спричиняє утворення щорічно до 10 млн. т золошлаків, в відвалах ще є понад 500 млн. т, а на нафтопереробних комплексах утворюються нафтовмісні шлами, які можна розглядати не тільки як фактор забруднення навколишнього середовища, але й як джерело додаткових енергетичних ресурсів. Такі шлами не потребують енергоємної переробки, мають низьку вартість, оскільки містять нафтопродукти та рівномірно розподілені по всіх регіонах України.

Багатотоннажними відходами Прикарпаття є золошлакові відходи, побутові та шлами водоочищення (рис. 1), які у великих об'ємах накопичуються на території промислових підприємств або у відвалах, шламонакопичувачах техногенних відходів.



- золошлаки – IV клас (810 тис. тонн)
- побутові – IV клас (180,5 тис. тонн)
- шлами – III клас (37,6 тис. тонн)
- шкідливі – I,II класи (36,9 тис. тонн)

Рисунок 1 – Техногенні шлами (1065 тис. тонн), утворені за 2019 р. в Івано-Франківській області

В Україні протягом 2018 р. утворилась значна кількість відходів [1], яка становить близько 366054,0 тис. т, із них в Івано-Франківській області 1948,8 тис. т, в т. ч. 6,9 тис. т зі сполуками елементів I-III класу небезпеки, а відходи згорання в кількості 1036,3 тис. т спрямовано у спеціально відведені місця чи об'єкти, наприклад, багатотоннажний відхід Бурштинської ТЕС зола в кількості 969,8 тис. т, який зберіга-

ється у золотодобуванні площею 204 га та забруднене атмосферу і водні ресурси.

У системі водопостачання в Івано-Франківській області [2]. утворилося за 2018 р. близько 150 тис. т шламів, із них на очисних спорудах м. Івано-Франківська утворилось відповідно 36,0 тис. т, а також в м. Надвірна 8,5 тис. т, із них нафтошлами 2,7 тис. т, які зберігаються на мулових полях або амбарах та забруднюють довкілля.

Нафтошлами (нафтові шлами) [3] – це складні фізико-хімічні суміші, які складаються з нафтопродуктів, механічних домішок (глини, оксидів металів, піску) і води. За складом нафтошлами – це стійкі багатокомпонентні утворення, що складаються з різних нафтопродуктів, води і мінеральних включень у вигляді піску, мулу, оксидів металів.

Перетворення нафтовмісних та інших багатотоннажних матеріалів – золи, нафтошламу, відходів мастил, шламів водоочищення та інших, що накопичились на промислових об'єктах та за їх межами, є важливим енергетичним, екологічним та економічним завданням для підприємств різних галузей.

Отже, переробка та утилізація нафтошламів та інших багатотоннажних матеріалів на основі рентабельних та екологічно безпечних технологій дасть змогу більш повно використовувати енергоносії, які є у шламах, та зменшить енергозатрати на випуск продукції у деяких галузях і виробництвах.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Утилізація шламів технологічних або водоочищення з вмістом нафтопродуктів пропонуються різними методами. Наприклад, їх спалюють, а потім додають в різні будівельні суміші як наповнювач, або застосовують у деяких енергоємних виробництвах.

На даний час використовується декілька методів утилізації нафтошламу: розкладання за допомогою найсучасніших центрифуг, сепараторів і декантерів на нафтопродукт, воду, тверді механічні залишки або спалювання частково зневодненого нафтошламу у спеціальних печах, які описані нижче.

Відомий спосіб переробки сухого чи зволоженого нафтошламу [4] шляхом екстракції нафтопродуктів з поверхонь твердофазних частинок розчинником, який відрізняється тим, що сухий чи зволожений нафтошлам змішують з розчинником за температури до 70-80 °С. Нафтопродукти вилучають і циклічно використовують для промивання наступних порцій нафтошламу, а нафтопродукти, що залишилися пі-

сля вилучення розчинника з відтисненого розчину, виводять з процесу, як і твердофазний очищений залишок.

Спосіб термічної утилізації нафтошламів [5] включає піроліз нафтошламів без доступу повітря з одержанням твердого вуглецевого залишку та багатокомпонентної парогазової суміші, багатоступеневе циркуляційне охолодження парогазової суміші, розподіл її на компоненти у вигляді конденсату різних фракцій, повернення конденсату важкої фракції у реактор піролізу до одержання більш легких фракцій і конденсацію вихідної парогазової суміші у вихідному конденсаторі з одержанням піролізного газу та рідкого палива.

Переробка стійких нафтових емульсій та застарілих нафтошламів [6] включає нагрівання водяною парою та відстоювання до вмісту води в нафтошламі 50 мас. %, а потім видалення нафтопродуктів для отримання мазуту.

Термічна утилізація нафтошламів проводиться в установці [7], яка містить реактор піролізу зі шнеком, системою зовнішнього обігріву, бункери завантаження та розвантаження і патрубков для відведення парогазової суміші, охолоджувач парогазової суміші і вихідний конденсатор з водяним охолодженням.

У дослідженнях, що наведені у роботі [8], наведено технології та устаткування з утилізації вуглецевих відходів методом їхньої газифікації. На основі проведених досліджень та їхніх результатів запропоновано технологічну схему, яка дає можливість отримати газ із високим вмістом метану, достатнім для використання його як моторного пального, та паливний газ із підтримання процесу поетапного високотемпературного оброблення відходів у термохімічному газогенераторі та додаткової газифікації в плазмовому газогенераторі, що пов'язані з викидом паливного газу, який може бути вторинним енергетичним ресурсом, що забезпечує зниження витрат електроенергії.

Процес переробки золи наведено у роботі [9], де на основі золи ТЕС відповідної фракції запропоновано «Сировинну суміші і спосіб одержання пористого теплоізоляційного матеріалу», який оформлено у патент [10]. Основні теоретичні та експериментальні дослідження, описані у роботі, стосуються визначення оптимального складу сировинної суміші та властивостей одержаного теплоізоляційного матеріалу.

В роботі [11] показано, що з використанням золи-винесення Бурштинської ТЕС розроблено високоміцні самоущільнювальні бетони з вмістом золи-винесення в складі в'язучої композиції до 55 мас. % та газобетони, де золу-

Таблиця 1 – Склад окремих проб нафтошламів об'єктів

Компонент	Назва об'єктів								
	ННПЗ			БТЕС			ДНП		
Проби	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нафтопродукт, %	42.4	47.3	50.8	6.2	6.3	6.5	15.1	19.5	23.4
Вода, %	55.5	28.4	41.7	80.4	81.1	80.9	72.9	73.7	71.8
Мех. домішки, %	8.4	12.1	5,5	6.4	7.7	9.4	9.8	11.5	8.3
Інші, %	3.7	2.2	2.0	7.0	4.9	3.2	2.2	3.3	6.5

винесення використовували як наповнювач для одержання конструкційно-теплоізоляційних композитів.

У статті [12] показано, що основним напрямком зменшення негативного впливу на навколишнє середовище техногенних відходів, є їхня переробка в будівельні матеріали та виробу. З техногенних відходів змішують шихту у співвідношенні, мас. %: зола – 80-85, соди – 5-8, деревних тирси – 7-9, карбонатних відходів – 6-8, рідкого скла – 5-9 і піддають її грануляції, термообробці за температур в інтервалі 80-110 °С, у результаті чого утворюються піносілікатні матеріали.

Патент [13] описує склад сировинної суміші, яка включає неорганічні і органічні матеріали в таких співвідношеннях, мас. %: зола ТЕС – 65,0-75,0; відходи карбонатних сполук – 5,0-10,0; решта – полімерні відходи.

На основі результатів досліджень встановлено, що шлами нафтоочищення стічних вод НПЗ можна використовувати як енерговмісну добавку у технології одержання вуглецево-мінеральних матеріалів, які досліджені у процесах водоочищення як фільтрувальний матеріал [14], а також як сорбент забруднених газових викидів та заповнювачів будівельних виробів.

Однак зола ТЕС і нафтовмісні шлами переробляються в реальності не більше як 15% від утвореної кількості. У золошлакових відходах ТЕС є значна кількість оксиду кремнію (за вмістом у цементній суміші займає 2 місце) і кальційвмісних сполук, які є основною складовою цементу та впливають на його якість. Виробництво цементу є енергомістким процесом, а шлами водоочищення НПЗ вміщують вуглеводні, що при згорянні виділяють тепло, тому наявність такого компоненту у шихті є бажаним. Отже, сировинна суміш із золошлакових відходів та шламів водоочищення НПЗ і інших добавок може бути ефективною добавкою до сировинної шихти у виробництві цементу.

У процесі отримання синтетичних жирних кислот [15] утворюється натрій сульфат в великих кількостях, що використовується при виробництві скла, а в розробленій новій технології

оксигеновмісних добавок до палива, що описано в публікації [16], утворюється натрій сульфат з вмістом нафтопродуктів, який в даний час не використовується, оскільки забруднений і не може застосовуватись при виробництві скла, а тому можливо такий кристалічний продукт використати у виробництві соди.

Метою досліджень є встановлення оптимального компонентного складу сировинної суміші нафтовмісних шламів з техногенними і природними добавками та розробка нової технології перетворення її у ресурсоенергетичний гранульований матеріал для будівельної галузі та содового виробництва.

Виклад основного матеріалу дослідження

Об'єктом досліджень стали нафтошлами і зола ТЕС, що утворюються на очисних спорудах Долинського нафтопромислу, ПАТ «Нафтопереробка» (м. Надвірна) та Бурштинській ТЕС, інші природні і техногенні відходи, які є основою для формування вуглецево-мінеральних матеріалів для інших виробств.

Для переробки зазначених вище шламів важливо знати їх усереднений склад. Вміст нафтошламів Надвірнянського нафтопереробного заводу наступний: масова частка нафтопродукту – 45-70 %; води – 20-40 %; механічних домішок – 5-10 %; інше – 1-5 %. Склад окремих проб нафтошламів і шламів водоочищення стічних вод таких об'єктів, як Надвірнянський НПЗ (ННПЗ), Бурштинська ТЕС (БТЕС), Долинського нафтопромислу (ДНП) наведено у табл. 1.

З метою більш повної переробки техногенних матеріалів з незначним вмістом шкідливих компонентів досліджували метод утилізації золи ТЕС та нафтовмісного шламу. Хімічний склад золи залежить від мінеральної складової палива і коливається залежно від родовища вугілля. У золі присутнє незгоріле паливо до 1-6%, а у шлаках, як правило, воно відсутнє. У таблиці 2 наведено середній хімічний склад золи, шламу та добавок для переробки, визначений з використанням спектрометра ARL-9800-262XP.

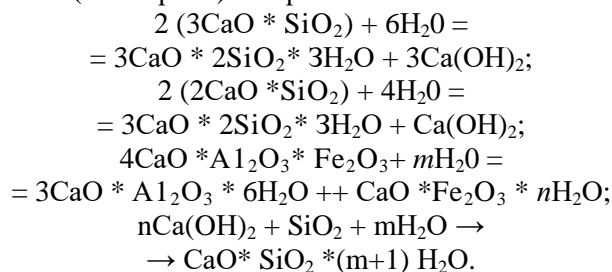
Таблиця 2 – Середній хімічний склад сировинних матеріалів

Компонент, % мас.	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	Na ₂ O+K ₂ O	MgO	CxHy	ВПП+H ₂ O
Зола ТЕС	48,46	24,90	15,93	2,73	3,5	3,45	3,45	1,03
Шлам нафтовмісний	1,3	0,3	0,5	0,2	0,1	0,05	47,3	50,29
Цеолітне борошно	7,60	4,80	2,10	76,10	1,18	4,32	4,32	3,90
Рідке скло	30,6	0,16	0,14	0,2	10,06	0,4	0,4	58,44
Вапнякове борошно	0,7	0,2	0,1	96,5	0,05	0,3	0,05	2,1
Шлам натрій сульфату	1,2	0,1	0,4	1,6	57,3	-	4,8	35,8

Хімічний склад вказаних вище сировинних матеріалів і домішок та їх кількісне співвідношення значно впливає на структуру і властивості утворювальних матеріалів.

Хіміко-технологічна сутність запропонованого процесу переробки шламу і золи ТЕС та техногенних відходів описується хімічними реакціями, що наведені нижче і необхідні для виготовлення пористих виробів і гранул як наповнювачів для будівельних виробів.

Пориста структура виробів забезпечується введенням у масу пороутворювальних добавок. Гідросилікати кальцію, утворювані при цьому, являють собою речовину різного складу, яка зв'язує зерна заповнювача в міцний і водостійкий штучний кам'яний матеріал. Реакції взаємодії між золою та гелем кремнієвої кислоти, яка виділяється при взаємодії рідкого скла з оксидами золи, аналогічна до реакції гідратації цементних (клінкерних) мінералів



Дослідження з переробки золошламових відходів проводили наступним чином. Зважували компоненти сировинної суміші і змішували їх у певних співвідношеннях. У лабораторному змішувачі спочатку перемішували окремо золу та цеолітну муку, а потім дві суміші перемішували разом. Гранулювання суміші проводили за допомогою шнекового типу і вироби піддавали термообробці протягом 10 хвилин в муфельній камері лабораторного типу. Для випробувань суміші формували у зразки циліндричної форми діаметром 5 см і висотою 5 см, а потім визначали їх інші фізико-хімічні властивості [17, 18].

Способи отримання таких матеріалів включають підготовку сировинної суміші та наступну її обробку (гранулювання, профілювання, термообробку) і деякі описані нижче.

Експериментальні дослідження

Для перетворення золи ТЕС та інших додатків і техногенних відходів у матеріали, що можуть знайти застосування в будівельній галузі, провели наступні дослідження.

Одержання пористого матеріалу (ПМ) передбачає створення сировинної суміші, яку формували у гранули циліндричної форми діаметром 1 см і довжиною 2 см та піддавали її термообробці за різних температур. Сировинну суміш для будівельної галузі на I-му етапі досліджень як наповнювач виробів пористої структури готували із компонентів, що вказані у таблиці 3. В лабораторних умовах спочатку зважували компоненти сировинної суміші і змішували їх у відповідних співвідношеннях, а потім проводили гранулювання, профілювання і термообробку. Наважки компонентів зважували за допомогою ваги ВТКЛ і змішували в лабораторному змішувачі золу, вапняне борошно (карбонат кальцію) і шлам вуглеводневий.

Суміші готували з компонентів у відповідних співвідношеннях, що наведені у таблиці 3, та проводили їх термообробку за різних температур у металевих формах розміром 7=7=7 і в гранулах циліндричної форми.

У експерименті I досліджували вплив складу суміші 1А, 2А, 3А, в яких вміст золи складав 50-80 %, решта – інші складові, що вказані у таблиці 3. Одну частину суміші вкладали у кубічну металеву форму на висоту 3 см, а другу гранулювали і разом поміщали в муфельну піч, нагріваючи до температур 250-300°C 15 хвилин, а потім виймали з печі і різко охолоджували.

За результатами I експерименту встановили, що проба у формі збільшилась на висоту 5,0 см в порівнянні з початковою висотою в 3 см, а гранули збільшились в об'ємі на близько 30%, що показано на (рис. 2).

На основі результатів лабораторних досліджень з термообробки гранул різних проб будівельних сумішей встановлено, що одержані матеріали дуже малої міцності, однак мають певну пористість (табл. 4).

Таблиця 3 – Середній склад сумішей сировинної шихти техногенних матеріалів

№ проби суміші	1			2			3		
	1а, г / %мас.	1б	1в	2а, г / % мас.	2б	2в	3а	3б	3в
Компонент,									
Сода (NaHCO ₃)	12 / 5	16/8	20	-	-	-	15	15	15
Зола	180 / 80	180	180	340 / 80	300	300	340 / 80	300	320
Шлам нафтовмісний	10	7	5	350	35	25	-	13-	17-
Вапняк CaCO ₃	12 / 5	16	12	24 / 5	32	36	24 / 5	32	33
Рідке скло	18 / 8	15	8	54 / 13	54	54	50 / 11	50	50
Всього, г:	222	220	225	418	412	420	423	430	435



Рисунок 2 – Пористі гранули і матеріали експерименту № 1

Таблиця 4 – Фізико-механічні показники пористих матеріалів

№ суміші	Показники				
	Водопоглинання, %	Середня насипна густина, кг/м ³	Міцність, МПа	Пористість, %	Коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м*К)
1	5,9	145	0,34	79,6	0,051
1А	5,8	163	0,35	82,3	0,060
2	5,6	181	0,64	84,6	0,068
2Б	5,3	197	0,89	86,1	0,071
3В	5,2	208	0,81	92,2	0,067

Результати показують, що проба 1 збільшилась в об'ємі на висоту 0,5 см, а проба 3 – на 2,5 см порівняно з початковою висотою в 3 см.

Результати досліджень і технічні характеристики отриманих матеріалів наведені в таблиці 4. Аналіз показників одержаних гранул, які утворені з суміші, що містить значну кількість шламу вуглеводневого (табл. 3), відрізняються меншою міцністю, але більшою пористістю та нижчим коефіцієнтом теплопровідності.

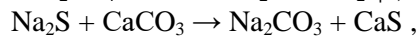
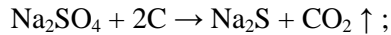
Гранули з суміші № 4-7 характеризуються вищою міцністю і відносяться за своїми властивостями до конструкційно-теплоізоляційних матеріалів.

Таким чином, залежно від складу, температури термообробки та способу формування виробів одержують матеріали різного призначення, що мають різні властивості та відрізняються за міцністю, пористістю.

Таблиця 5 – Середній склад сировинної шихти матеріалів

№ суміші (виріб)	Склад, мас. %			Параметри сушіння	
	натрій сульфат	шлам із вмістом нафтопродуктів	карбонат кальцію	температура, °С	Час, хв.
1	37	35,5	27,5	30	25
2	37	37,5	25,5	45	20
3	36	38,0	4,0	50	25
4	35	38,0		55	25
5	35	36,0	2,5	60	15

Дослідження з одержання сировинної суміші для содового виробництва базуються на технології Леблана. Реакції взаємодії на другій стадії – сульфату натрію, вуглецю і карбонату кальцію з утворенням сульфиду кальцію, карбонату натрію та оксиду вуглецю (IV), що описуються рівняннями



відбуваються за температури близько 1000 °С. Для забезпечення такої високої температури процесу сплавлення вищевказаних компонентів запропоновано готувати сировинну суміш для отримання натрій карбонату з натрій сульфату з вмістом нафтопродукту, який утворюється при технології одержання оксигеновмісних добавок і шламів з вмістом нафтопродуктів. Щоб забезпечити високу температуру при проведенні процесу одержання соди.

На I-му етапі експериментів готували сировинну суміш з вмістом натрій сульфату, шламу з вмістом нафтопродуктів і борошна кальцій карбонату. В лабораторних умовах спочатку зважували компоненти сировинної суміші за допомогою ваги ВТКЛ і змішували натрій сульфат, шлам з вмістом нафтопродуктів та борошно карбонату кальцію у співвідношеннях, які наведені в таблиці 5.

Другий етап досліджень проводили наступним чином. Перша технологічна операція запропонованого способу – це гранулювання суміші за допомогою гранулятора шнекового типу та сушіння у сушильній камері за температури 40-60 °С.

Гранули сировинної суміші, які одержані для енергоощадної екологічно безпечної технології утилізації натрій сульфату в натрій карбонат, дозволять зменшити енергозатрати в технології отримання соди, яка є важливою для багатьох галузей народного господарства.

Технологія утилізації золи ТЕС, нафтовмісних шламів, а також натрій сульфату у виробництві нових матеріалів з них, забезпечить зменшення нагромадження у відвалах додатково близько 900000 тонн на рік золи і техногенних

відходів з органічною складовою в кількості не менше 4500 тонн, що зменшить забруднення довкілля.

Отже, впровадження запропонованої технології утилізації золи і шламів з вмістом нафтопродуктів забезпечить зменшення кількості відходів, які не потраплять у відвали, що призведе до зменшення техногенного навантаження на атмосферу і гідросферу, та підвищить рівень екологічної безпеки.

Висновки

1. Оптимальний склад сировинної суміші для одержання пористого матеріалу з показником міцності, необхідним для його використання як заповнювача будівельних виробів, наступний: золи – 70-75%, розчину рідкого скла – 5-7 %, вапняного борошна – 3-5%, шламу нафтовмісного – 7-10 %, соди кальцинованої – 10-12%.

2. Впровадження запропонованої енергоощадної екологічно безпечної технології утилізації натрій сульфату і нафтошламу забезпечить зменшення кількості відходів, які не потраплять у відвали, а сировинна суміш матеріалів з вмістом нафтопродуктів зменшить енергозатратність виробництва соди.

Отже, одним з напрямків використання золи ТЕС та шламів із вмістом нафтопродуктів є технологія отримання заповнювача для виробництва будівельних матеріалів та енергетичної добавки у виробництві соди.

Література

1. Довкілля України за 2018 рік: Статистичний збірник. Київ: Державна служба статистики України, 2019. 214 с.

2. Довкілля Івано-Франківщини: Статистичний збірник. Івано-Франківськ: Головне управління статистики в Івано-Франківській області, 2019. 165 с.

3. Спосіб переробки сухого чи зволоженого нафтошламу. Патент на винахід 76956 від 16.10.2006, Бюл. № 10, 2006 р. МПК (2006) B09B 3/00, B09C 1/00, B08B 3/04, B01D 11/04) Переробка нафтошламів.

4. Спосіб термічної утилізації нафтошламів патент на винахід 74635 від 16.01.2006, Бюл. № 1, 2006 р. МПК (2006) F23G 7/00, C10G 1/00
5. Патент РФ № 2490305, МПК C10G 1/00 (2006.01), C10G 33/00 (2006.01), C02F 1/465 (2006.01), опубл. 20.08.2013 Бюл. № 23),
6. Мазлова Е.А., Мещеряков С.В. Проблемы утилизации нефтешламов и способы их переработки: монография. М.: Печ. Издательский дом «Ноосфера», 2001. 56 с.
7. Stechyshyn M., Sanytsky M., Pozniak O. Durability properties of high volume fly ash self-compacting fiber reinforced concretes. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2015. No 3/11 (75). P. 49-54.
8. Novosad P., Poznyak O., Melnyk V., Braichenko S. Porous thermal insulation materials on organic and mineral fillers. *Lecture notes in civil engineering*. 2020. Vol. 47 : Proceedings of CEE 2019. Advances in resource-saving technologies and materials in civil and environmental engineering. P. 354–360.
9. Вдовенко С.В., Бойченко С.В. Комплексний метод переробки нафтошламів. *Східноукраїнський журнал передових технологій*. 2015. Т.1. № 6(73). С. 8-12.
10. Вдовенко С. В. Анализ технологий переработки нефтяных шламов нефтеперерабатывающих заводов. *Хімічна інженерія, екологія та ресурсозбереження*. 2013. № 1. С.60-66.
11. Челядын В. Л., Новосад П. В., Челядын Л. І., Марущак У. Д. Технология комплексной переработки техногенных отходов. *Вестник Бресткого университета*. Серия 5. Химия, биология, наука об Земле. 2016. № 1. С. 5 – 12.
12. Патент на корисну модель 122605 Україна МПК C04B 18/20, B01J 20/02. Сировинна суміш з техногенних відходів / Челядин Л. І., Новосад П. В., Скорохода В. Й., Бурило О. П., Челядин В. Л.; Заявник і патенто-власник Івано–Франківський національний технічний університет нафти і газу; заявл. 12.11.2015; опубл. 25.01.2018. Бюл. № 2. 2 с.
13. Xue Li, Cong Lin. Clinoptilolite Adsorption Capability of Ammonia in Pig Farm. *Procedia Environmental Sciences*. 2010. №2. P. 1598–1612. URL https://www.researchgate.net/.../229409511_Clinoptilolite_A.
14. Челядин Л.І. Екотехнології промислових об'єктів регіону: монографія. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 254 с.
15. Історія, опис, виробництво і застосування кальцинованої соди. URL: <https://snabhim.kharkov.ua/a240959-istoriya-opisanie-proizvodstvo.html>
16. V. Ribun, S. Kurta, T. Hromovy, O. Khatsevich. Improving the technology synthesis and properties of biodiesel. *Physics and chemistry of solid state*. 2017. Vol. 19(3). P 258-269.
17. ISO 5725-2: 1994: Accuracy (Trueness and Precision) of Measurement Methods and Results-Part 2. Methods for the Determination of Repeatability and Reproducibility. International Organization for Standardization, 1994. URL: <https://www.iso.org/standard/11834.html>.
18. TC69, I. S. O. SCS–Secretariat: ISO 5479: 1997-Statistical interpretation of data-Tests for departure from the normal distribution. Published standard (2012). URL: <https://www.iso.org/standard/22506.html>.

References

1. Dovkillia Ukrainy za 2018 rik: Statystychnyi zbirnyk. Kyiv: Derzhavna sluzhba statystyky Ukrainy, 2019. 214 p. [in Ukrainian]
2. Dovkillia Ivano-Frankivshchyny: Statystychnyi zbirnyk. Ivano-Frankivsk: Holovne upravlinnia statystyky v Ivano-Frankivskii oblasti, 2019. 165 p. [in Ukrainian]
3. Sposib pererobky sukhoho chy zvolozhenoho naftoshlamu. Patent na vynakhid 76956 від 16.10.2006, Biul. № 10, 2006 р. МПК (2006) B09B 3/00, B09C 1/00, B08B 3/04, B01D 11/04 Pererobka naftoshlamiv. [in Ukrainian]
4. Sposib termichnoi utylizatsii naftoshlamiv patent na vynakhid 74635 від 16.01.2006, Biul. No 1, 2006 р. МПК (2006) F23G 7/00, C10G 1/00. [in Ukrainian]
5. Patent RF № 2490305, МПК C10G 1/00 (2006.01), C10G 33/00 (2006.01), C02F 1/465 (2006.01), opubl. 20.08.2013 Biul. №23). [in Ukrainian]
6. Mazlova E.A., Mescheryakov S.V. Problemy utilizatsii nefteshlamov i sposobyi ih pererabotki: monografiya. M.: Pech. Izdatelskiy dom «Noosfera», 2001. 56 p. [in Russian]
7. Stechyshyn M., Sanytsky M., Pozniak O. Durability properties of high volume fly ash self-compacting fiber reinforced concretes. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2015. No 3/11 (75). P. 49-54.
8. Novosad P., Poznyak O., Melnyk V., Braichenko S. Porous thermal insulation materials on organic and mineral fillers. *Lecture notes in civil engineering*. 2020. Vol. 47 : Proceedings of CEE 2019. Advances in resource-saving technologies and materials in civil and environmental engineering. P. 354–360.
9. Vdovenko S.V., Boichenko S.V.. Kompleksnyi metod pererobky naftoshlamiv. *Skhidno-*

ukrainskyi zhurnal peredovykh tekhnolohii. 2015. Т.1. No 6(73). P. 8-12. [in Ukrainian]

10. Vdovenko S. V. Analiz tehnologiy pererabotki neftyanykh shlamov neftepererabatyvayushchikh zavodov. *HimIchna InzhenerIya, ekologIya ta resursozberezhennya*. 2013. No 1. P. 60-66. [in Ukrainian]

11. Chelyadyin V. L., Novosad P. V., Chelyadyin L. I., Maruschak U. D. Tehnologiya kompleksnoy pererabotki tehnogennih othodov. *Vesnik Brestskogo universiteta. Seriya 5. Himiya, biologIya, nauka ob Zemle*. 2016. No 1. P. 5 – 12. [in Russian]

12. Patent na korysnu model 122605 Ukraina MPK C04V 18/20, V01J 20/02. Syrovynna sumish z tekhnohennykh vidkhodiv / Cheliadyn L. I., Novosad P. V., Skorokhoda V. Y., Burylo O. P., Cheliadyn V. L.; Zaiavnyk i patentovlasnyk Ivano-Frankivskyi natsionalnyi tekhnichnyi universytet nafty i hazu; zaiavl. 12.11.2015; opubl. 25.01.2018. Biul. № 2. 2 p. [in Ukrainian]

13. Xue Li, Cong Lin. Clinoptilolite Adsorption Capability of Ammonia in Pig Farm. *Procedia Environmental Sciences*. 2010. No 2. P. 1598–1612. URL https://www.researchgate.net/.../229409511_Clinoptilolite_A.

14. Cheliadyn L.I. Ekotekhnolohii promyslovykh obektiv rehionu: monohrafiia. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2018. 254 p. [in Ukrainian]

15. Istoriia, opys, vyrobnytstvo i zastosuvannia kaltsynovanoi sody. URL: <https://snabhim.kharkov.ua/a240959-istoriya-opisanie-proizvodstvo.html>. [in Ukrainian]

16. V. Ribun, S. Kurta, T. Hromovy, O. Khatsevich. Improving the technology synthesis and properties of biodiesel. *Physics and chemistry of solid state*. 2017. Vol. 19(3). P. 258-269.

17. ISO 5725-2: 1994: Accuracy (Trueness and Precision) of Measurement Methods and Results-Part 2. Methods for the Determination of Repeatability and Reproducibility. International Organization for Standardization, 1994. URL: <https://www.iso.org/standard/11834.html>.

18. TC69, I. S. O. SCS–Secretariat: ISO 5479: 1997-Statistical interpretation of data–Tests for departure from the normal distribution. Published standard (2012). URL: <https://www.iso.org/standard/22506.html>.

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.276.054

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-4(77)-16-22

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГРАВІЙНОЇ НАБИВКИ У ВІДКРИТОМУ СТОББУРІ НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ

*Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Хайдарова**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

Охарактеризовано негативні наслідки винесення піску із пласта у стовбур свердловини при експлуатації свердловин з нестійкими породами. Високоєфективним методом запобігання надходженню піску із пласта у свердловину є застосування гравійних фільтрів, які використовують в Україні і за кордоном. Наведено види гравійних фільтрів, умови їх застосування, вибір діаметра зерен гравію для створення гравійної набивки. Розглянуто різновиди встановлення гравійних фільтрів залежно від геолого-технічних умов пласта. Щоб оцінити вплив розмірів та проникності гравійної набивки на продуктивну характеристику газової свердловини, виконано розрахунки з використанням програми PipeSim компанії Schlumberger. За результатами досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності дебітів газу за наявності гравійної набивки від проникності гравійної набивки за різної її товщини. Встановлено, що дебіт газу зростає із збільшенням товщини гравійної набивки в розглянутому інтервалі її зміни до 0,9 м. При цьому вплив товщини гравійної набивки на дебіт газу зростає із збільшенням її проникності. За результатами статистичної обробки розрахункових даних з використанням методу «найменших квадратів» визначено оптимальні значення проникності гравійної набивки для різних значень її товщини. Встановлено оптимальні значення товщини і проникності гравійної набивки, вище яких значення дебіту газу мало змінюється. Розраховано розподіл тиску у стовбурі газової свердловини за наявності гравійної набивки з визначеними оптимальними значеннями її проникності і товщини. За допомогою програми PipeSim досліджено вплив ступеня відносного розкриття пласта на продуктивність газової свердловини за наявності гравійної набивки для визначених оптимальних значень проникності і товщини останньої.

Ключові слова: нестійкі колектори, проникність і товщина гравійної набивки, дебіт свердловини, відносне розкриття пласта.

Охарактеризованы негативные последствия выноса песка из пласта в ствол скважины при эксплуатации скважин с неустойчивыми породами. Высокоэффективным методом предотвращения поступления песка из пласта в скважину является применение гравийных фильтров, которые используют в Украине и за рубежом. Приведены виды гравийных фильтров, условия их применения, выбор диаметра зерен гравия для создания гравийной набивки. Рассмотрены разновидности установления гравийных фильтров в зависимости от геолого-технических условий пласта. Для оценки влияния размеров и проницаемости гравийной набивки на продуктивную характеристику газовой скважины выполнены расчеты с использованием программы PipeSim компании Schlumberger. По результатам исследований построены и проанализированы графические зависимости дебитов газа при наличии гравийной набивки от проницаемости гравийной набивки при различной ее толщине. Установлено, что дебит газа возрастает с увеличением толщины гравийной набивки в рассматриваемом интервале ее изменения до 0,9 м. При этом влияние толщины гравийной набивки на дебит газа возрастает с увеличением ее проницаемости. По результатам статистической обработки

расчетных данных с использованием метода «наименьших квадратов» определены оптимальные значения проницаемости гравийной набивки для различных значений ее толщины. Установлены оптимальные значения толщины и проницаемости гравийной набивки, выше которых значение дебита газа практически не меняется. Выполнен расчет распределения давления по стволу газовой скважины при наличии гравийной набивки с определенными оптимальными значениями ее проницаемости и толщины. С помощью программы PipeSim исследовано влияние степени относительного вскрытия пласта на производительность газовой скважины при наличии гравийной набивки для определенных оптимальных значений проницаемости и толщины последней.

Ключевые слова: неустойчивые коллекторы, проницаемость и толщина гравийной набивки, дебит скважины, относительное вскрытия пласта.

The negative consequences of sand production from the formation into the wellbore during the operation of wells with unstable rocks are characterized. A highly effective method of preventing sand from entering the well from the formation is the use of gravel packs, which are used in Ukraine and abroad. The types of gravel packs, the conditions for their application, the choice of the diameter of gravel grains for creating gravel pack are given. The types of gravel pack installation are considered depending on the geological and technical conditions of the reservoir. Calculations have been performed using Schlumberger's PipeSim software to assess the effect of gravel pack size and permeability on the performance specification of a gas well. Based on the research results, graphical dependences of gas flow rates in the presence of gravel pack on the permeability of the gravel pack at its various thicknesses have been constructed and analyzed. It has been found that the gas flow rate increases with an increase in the thickness of the gravel pack in the considered interval of its variation up to 0.9 m. The effect of the thickness of the gravel pack on the gas flow rate increases with an increase in its permeability. Based on the results of statistical processing of the calculated data using the least-squares method, the optimal values of the gravel pack permeability for various values of its thickness have been determined. The optimal values of the thickness and permeability of the gravel pack have been determined, beyond which the value of the gas flow rate practically does not change. The calculation of the pressure distribution along the bore of a gas well in the presence of gravel pack with certain optimal values of its permeability and thickness is performed. Using the PipeSim software, the influence of the degree of relative formation penetration on the productivity of a gas well in the presence of gravel packing has been investigated for determining certain optimal values of permeability and thickness of gravel packing.

Key words: unstable reservoirs, permeability and thickness of gravel pack, well flow rate, relative formation penetration.

Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Під час експлуатації свердловин з нестійкими колекторами при перевищенні депресією на пласт критичного значення відбувається руйнування привибійної зони пласта. Частинки породи виносяться із пласта у свердловину, а у привибійній зоні утворюється каверна. Якщо швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби є нижчою мінімально необхідного значення для винесення твердої фази на поверхню, частинки породи скупчуються на вибої з утворенням піщаного корка. Піщані корки стають причиною зниження дебіту свердловини і можуть спричинити прихоплення НКТ [1].

Ефективним і універсальним засобом запобігання винесенню піску із пласта у свердловини, що розкривають слабкоцементовані нестійкі пласти, є гравійно-намивні фільтри. Такий фільтр представляє собою щільний фільтр-каркас, кільцевий простір між фільтром і пластом заповнюють гравієм. В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу.

Найбільших успіхів у створенні техніки і технології запобігання піскопроявам за допомогою гравійних фільтрів за кордоном досягли фірми "Type Petroleum", "Layens", "Lokometik" (США) "Nagaoka" (Японія), "Schlumberger" (США - Франція) та ін [2].

Залежно від геолого-технічних умов гравійно-намивні фільтри встановлюють всередині перфорованої обсадної колони труб, в необсадженому трубами стовбурі свердловини. Гравійні фільтри, які намивають всередину перфорованої обсадної колони, застосовують у свердловинах, що розкривають продуктивні пласти, які утворені пачками перешарування гірських порід або мають невелику товщину, а також там, де необхідно виключати з інтервалу, що розкривається, водоносні чи газоносні прошарки [3].

Намивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність породи у привибійній зоні дає змогу розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і вищу продуктивність порівняно із внутрішньокolonними гравійними фільтрами або кріпленням привибійної зони хімічними реагентами [4].

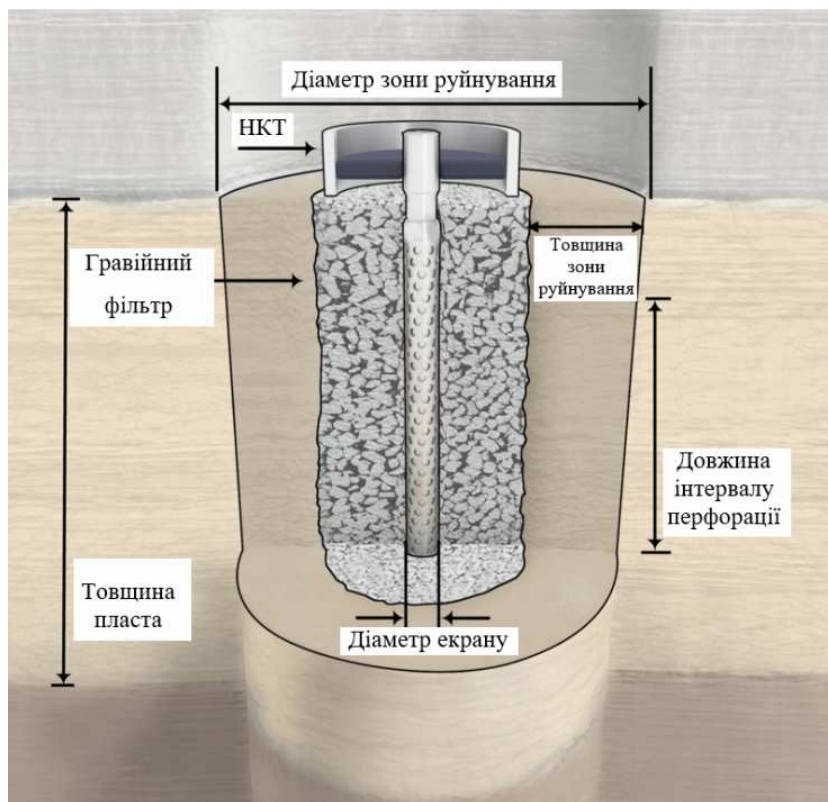


Рисунок 1 – Вертикальна свердловина з гравійним фільтром на вибої

Основним елементом гравійного фільтру є фільтр-каркас, необхідний для створення оптимальних умов роботи гравійної набивки, а також служить внутрішнім екраном для створення гравійного масиву [5]. Довжину фільтр-каркасу визначають з умови перекриття ним всього інтервалу продуктивного пласта.

Гравійні фільтри ефективно працюють у випадку правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластового піску. Важливими є й інші параметри: характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів [3].

Розмір зерен гравію вибирають на основі ситового аналізу взірців пластового піску. У США під час вибору розміру зерен гравію для набивки керуються такими міркуваннями [6]: частинки гравію повинні бути у 5-6 разів більшими частинок пластового піску, з винесенням яких ведеться боротьба; фільтр повинен ефективно затримувати найдрібніші частинки гравію. Проникність гравійної набивки є більшою проникності продуктивного пласта. Якщо значення проникності гравійної набивки менше проникності пласта, дебіт газу різко зменшується. Така ситуація може виникнути при закупорюванні гравійного фільтра частинками твердої фази, яка виноситься із пласта, або складниками технологічних рідин, які застосовують

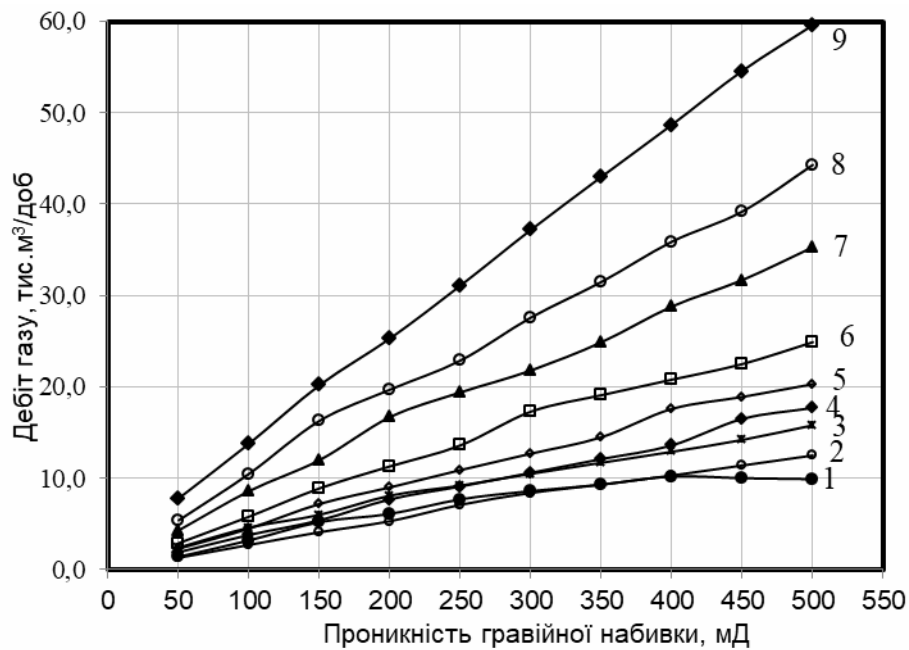
при ремонті свердловин. У процесі експлуатації та ремонту свердловин важливо запобігти забрудненню гравійного фільтра сторонніми інгредієнтами.

Для гравійного набивання використовують пісок з розміром зерен 0,84-1,67 мм. Коли із свердловини виноситься пісок з вмістом дрібних фракцій в кількості 5% і більше, для набивання використовують дрібний пісок з розміром зерен 0,42-0,84 мм [3].

На рисунку 1 зображено схему вертикальної свердловини з гравійним фільтром на вибої.

Науковий і практичний інтерес викликає оцінка впливу на продуктивність свердловини розміру попередньо розмитої і заповненої гравієм привибійної зони пласта. Однією з причин недостатньої ефективності гравійних фільтрів є необґрунтований вибір параметрів гравійного фільтра. Гравійний фільтр повинен не тільки затримувати пластовий пісок на місці його встановлення, але і зберігати проникність для пластових флюїдів.

Проаналізувавши результати вітчизняного та зарубіжного досвіду, робимо висновок, що не достатньо висвітленими залишаються питання щодо впливу розмірів та проникності гравійної набивки на продуктивну характеристику газової свердловини. Це і стало підставою для проведення додаткових досліджень.



1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5; 6 – 0,6; 7 – 0,7; 8 – 0,8; 9 – 0,9 м

Рисунок 2 – Залежності дебіту газу від проникності гравійної набивки для різних значень товщини гравійної набивки

Методика досліджень і вхідні дані

Для оцінки впливу проникності та товщини гравійної набивки на продуктивність газової свердловини виконано розрахунки за допомогою програми PipeSim компанії Schlumberger. Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: початковий пластовий тиск – 32 МПа; пластова температура – 330 К; товщина пласта – 20 м; глибина свердловини – 3050 м; радіус початкового контуру газонасності – 500 м, коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД. Дослідження виконано для різних значень проникності гравійної набивки (50; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 450; 500 мД) та її товщини ($R-r_c$) (0,1; 0,15; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9 м).

Результати досліджень

Результати досліджень зображено у вигляді залежностей дебіту газу за наявності гравійної набивки від її проникності для різних значень товщини гравійної набивки (рис. 2).

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить про те, що дебіт газової свердловини з гравійною набивкою зростає із збільшенням її товщини та проникності. Графічні залежності рисунку 2 оброблено за методом «найменших квадратів» для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м. В результаті отримано оптимальні значення проникності гравійної набивки для різних значень її товщини,

а саме: 0,1 м – 260 мД; 0,15 м – 268 мД; 0,2 м – 273 мД; 0,3 – 262 мД; 0,4 – 298 мД; 0,5 – 310 мД; 0,6 – 286 мД; 0,7 – 267 мД; 0,8 – 289 мД; 0,9 – 294 мД. Середнє значення проникності гравійної набивки, вище якого дебіт газу мало змінюється, становить 281 мД.

На рисунку 3 наведено залежності дебіту газу від різних значень товщини гравійної набивки для різних значень проникності гравійної набивки.

Аналіз графічних залежностей рисунку 3 свідчить, що дебіт газу зростає із збільшенням товщини гравійної набивки в розглянутому інтервалі її зміни від 0,1 до 0,9 м. Створення гравійної набивки великої товщини є технологічно складним і вимагає значних витрат. Товщину гравійної набивки вибирають такою, щоб градієнт тиску на її зовнішній межі у процесі експлуатації свердловин був меншим критичного градієнта тиску для руйнування порід відповідного типу.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних для інтервалу зміни проникності гравійної набивки від 50 до 500 мД визначено оптимальні значення товщини гравійної набивки для різних її проникностей: для 50 мД – 0,39 м; 100 мД – 0,37 м; 150 мД – 0,38 м; 200 мД – 0,34; 250 мД – 0,31 м; 300 мД – 0,32 м; 350 мД – 0,30 м; 400 мД – 0,28 м; 450 мД – 0,27 м; 500 мД – 0,28 м. Середнє значення товщини гравійної набивки, становить 0,32. Для встановлення оптимальних значень гравійної набивки

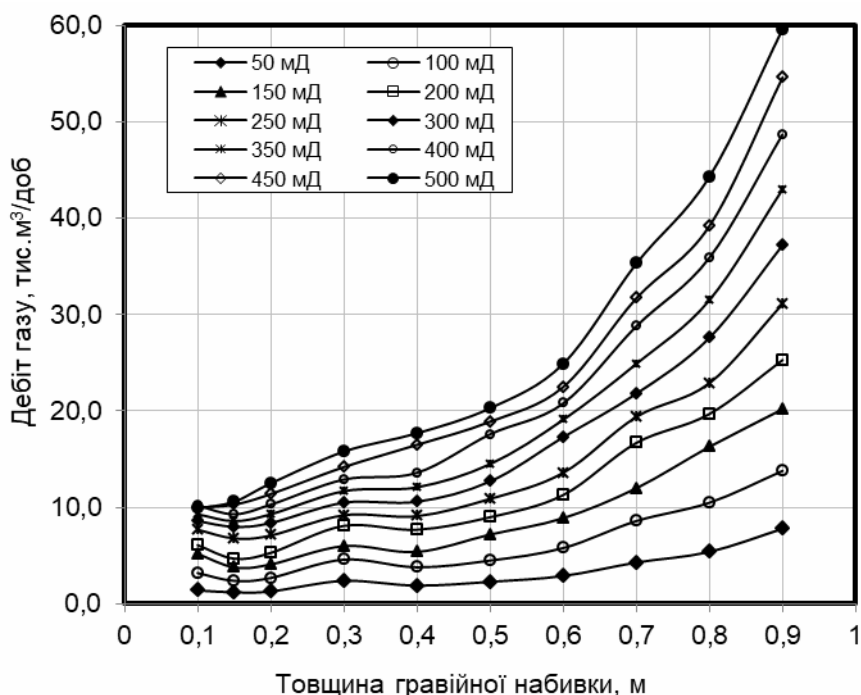


Рисунок 3 – Залежності дебіту газу від різних значень товщини гравійної набивки для різних значень проникності гравійної набивки

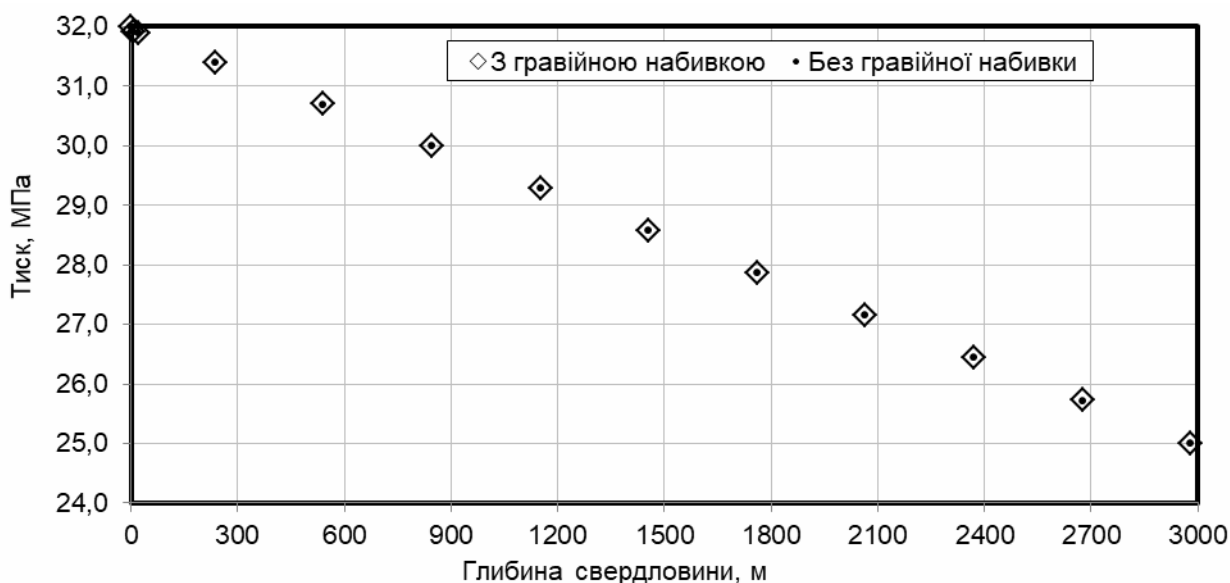


Рисунок 4 – Значення розподілу тиску по стовбуру свердловини за оптимальних значень проникності гравійної набивки (281 мД) та її товщини (0,32 м)

(проникність 281 мД та товщина 0,32 м) дебіту газу становить 10,2 тис.м³/доб.

Визначені оптимальні значення проникності гравійної набивки та її товщини необхідно враховувати при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійної набивки для умов конкретного пласта-колектора.

Для газової свердловини з товщиною гравійної набивки 0,32 м та проникністю гравійної набивки 281 мД виконано розрахунок розподілу тиску по стовбуру свердловини за допомо-

гою програмного комплексу PipeSim для свердловини з гравійною набивкою і за її відсутності. Результати досліджень зображено на рисунку 4.

Аналіз графічних залежностей рисунку 4 показує, що розподіл тиску по стовбуру свердловини для обох випадків майже однаковий. Так, значення тиску на глибині свердловини 1152 м становить 29,2917 МПа для свердловини з гравійною набивкою та 29,2876 МПа без гравійної набивки, а для глибини свердловини

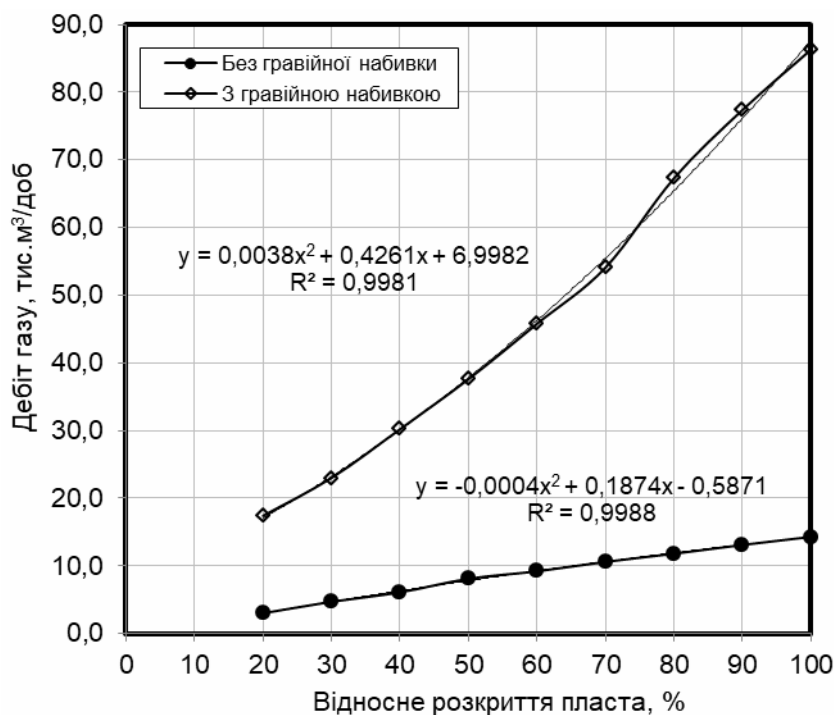


Рисунок 5 – Залежність дебіту газу від відносного розкриття пласта за оптимальних значень проникності гравійної набивки (281 мД) та товщини набивки (0,32 м)

2676 м – 25,7233 МПа та 25,7195 МПа відповідно. Значення цих параметрів свідчать про те, що на значення розподілу тиску наявність чи відсутність гравійної набивки майже не впливає.

Результати проведених досліджень за допомогою програми PipeSim є наближеними до результатів, отриманих авторами у роботі [9], що свідчать про значну збіжність теоретичних результатів досліджень та даної програми.

Відомо, що недосконалість свердловини за ступенем розкриття продуктивного пласта є одним з факторів, що впливає на її продуктивність. На практиці у більшості випадків з різних причин свердловини розкривають продуктивний пласт не повністю. Вплив ступеня розкриття на продуктивність свердловин залежить від товщини продуктивного пласта, його фільтраційних властивостей і характеру їх зміни по площі. Дослідження впливу недосконалості свердловини на їх продуктивність наведено в роботах [7-8].

У науково-технічній літературі відсутні дослідження впливу відносного розкриття пласта на продуктивність газової свердловини з гравійною набивкою, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

За допомогою програми PipeSim виконано дослідження впливу відносного розкриття пласта на дебіт свердловини без гравійної набивки та за наявності гравійної набивки з оптимальними значеннями проникності (281 мД) та товщини (0,32 м). Дослідження виконано для різ-

них значень ступеня відносного розкриття пласта (20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 100 %). Результати досліджень зображено у вигляді залежності дебіту газу від відносного розкриття пласта (рис. 5).

Аналіз графічної залежності на рисунку 5 свідчить, що із збільшенням ступеня розкриття пласта дебіт свердловини зростає і з гравійною набивкою та за її відсутності. Суттєве зростання дебіту газу спостерігається для свердловини з гравійною набивкою. При розкритті продуктивного пласта на 20 % значення дебіту газу для визначених оптимальних параметрів дорівнює 3 тис.м³/доб для свердловин без гравійної набивки та 17,4 тис.м³/доб за її наявності, а за повного розкриття продуктивного пласта дебіт газу становить 14,3 тис.м³/доб та 86,3 тис.м³/доб відповідно. Таким чином, при розкритті продуктивного пласта з 20 % до його повного розкриття дебіт газу зростає на 14,3 тис.м³/доб (у 5,8 рази) без гравійної набивки та на 72 тис.м³/доб (у 6 разів) з гравійною набивкою.

Для кожної залежності на рисунку 5 підібрано рівняння регресії і визначено коефіцієнти кореляції, які змінюються у межах 0,9981-0,9988.

Таким чином, розкриття продуктивного пласта для свердловин з гравійною набивкою або за її відсутності має значний вплив на дебіт газу. Отже, максимальні значення дебіту газу можна отримати при повному розкритті продуктивного пласта.

Висновки

Експлуатація свердловин з нестійкими породами ускладнюється руйнуванням привибійної зони пласта. Закінчування свердловин із створенням гравійного фільтра в необсадженому продуктивному інтервалі є найбільш ефективним методом запобігання виникненню піскопроявів, який забезпечує тривалу експлуатацію високодебітних свердловин без зниження їх продуктивності і зупинок на ремонт.

За результатами теоретичних досліджень обґрунтовано вибір параметрів (товщини і проникності) гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких вдається запобігти винесенню піску із пласта у свердловину.

Результати виконаних досліджень за допомогою програми PipeSim свідчать про те, що дебіт свердловини з гравійною набивкою зростає із збільшенням проникності та товщини останньої. Найсуттєвіше зростання дебіту газу отримали після досягнення проникністю гравійної набивки значень від 250 мД.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом «найменших квадратів» встановлено оптимальні значення товщини (0,32 м) та проникності гравійної набивки (281 мД), вище яких дебіт газу мало змінюється. Також показано вплив відносного розкриття пласта на дебіт свердловини за наявності гравійної набивки та за її відсутності.

Література

1. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальне дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази з вибою свердловини на поверхню. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3 (56). С. 106–112.

2. Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: справ. пособие: М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. (ППП Тип. Наука). 430 с.

3. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія / В. С. Бойко, І. А. Франчук, С. І. Іванов, Р. В. Бойко. Київ: Книгодрук, 2004. 400 с.

4. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: монографія у 2 т. Москва: ООО «Газпром экспо», 2013. 360 с. Т.1.

5. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Москва: Недра, 1986. 176 с.

6. Борьба с пескопроявлениями. *Нефтяная промышленность. Сер. нефтепромысловое дело*. 1984. №1. С.17-20.

7. Маскет М. Течение однородных гидкоствей в пористых средах. М.: Гостоптехиздат, 1949. 627 с.

8. Чарный И. А. Безнапорный приток жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам и иглофильтрам. Изв. АН СССР ОТН. 1953. №2. С. 216-224.

9. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу розміру і проникності штучно створеної при свердловинній зоні пласта на продуктивну характеристику свердловини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2016. №1(40). С.14-19.

References

1. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskyi A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalne doslidzhennia shvydkosti vynesennia hazovym potokom tverdoi fazy z vyboiu sverdlovyny na poverkhnju. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. № 3 (56). P. 106–112. [in Ukrainian]

2. Basaryigin Yu. M., Budnikov V. F., Bulatov A. I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ih stroitelstve i ekspluatatsii: sprav. posobie: M.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. (PPP Тип. Nauka). 430 p. [in Russian]

3. Ekspluatatsiia sverdlovyn u nestiikykh kolektorakh: monografiia / V. S. Boiko, I. A. Franchuk, S. I. Ivanov, R. V. Boiko. Kyiv: Knyhodruk, 2004. 400 p. [in Ukrainian]

4. Gasumov R. A., Minlikaev V. Z. Tehnika i tehnologiya remonta skvazhin: monografiya u 2 t. Moskva: ООО «Gazprom eksp», 2013. 360 p. T.1. [in Russian]

5. Syumen D., Ellis R., Snyder R. Spravochnik po kontrolyu i borbe s peskoproyavleniyami v skvazhinah. Moskva: Nedra, 1986. 176 p. [in Russian]

6. Borba s peskoproyavleniyami. *Neftyanaya promyshlennost. Ser. neftepromyislovoe delo*. 1984. No1. P.17-20. [in Russian]

7. Masket M. Tehenie odnorodnykh gidkostey v poristih seredah. M.: Gostoptehizdat, 1949. 627 p. [in Russian]

8. Charniy I. A. Beznapornyy pritok zhidkosti k gidrodinamicheski nesovershennyim skvazhinam i iglofiltram. Izv. AN SSSR OTN. 1953. No2. P. 216-224. [in Russian]

9. Kondrat R. M., Dremlukh N. S. Doslidzhennia vplyvu rozmiru i pronynosti shtuchno stvorenoi pry sverdlovynnoi zony plasta na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2016. №1(40). P.14-19. [in Ukrainian]

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ТЕМПУ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА МЕЖІ ПОЧАТКОВОГО ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТУ

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

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, oburachok@googlemail.com,
lilya.matiishun@gmail.com

²Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (0577) 331755,
e-mail: matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua

На базі цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу досліджено процес нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту за різного темпу його нагнітання. Розрахунки проведені для темпу нагнітання неуглеводного газу в продуктивний поклад на рівні 40, 50, 60, 70, 80, 90 тис.м³/добу в одну свердловину. Відповідно до отриманих результатів розрахунків встановлено, що зі збільшенням темпів нагнітання діоксиду вуглецю в газоконденсатний поклад зменшується тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву. На основі аналізу технологічних показників розробки покладу встановлено, що впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю призводить до скорочення обсягів видобутку пластової води. Завдяки нагнітання неуглеводного газу в на межі початкового газоводяного контакту створюється гідродинамічний бар'єр, завдяки якому знижується активність водонапірної системи. Також впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечує додатково умови для формування штучного бар'єру між пластовою водою та природним газом, який блокує вибіркоче просування пластової води і тим самим забезпечує стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин. На основі проведених розрахунків виведено основні залежності та закономірності. За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини оптимальне значення темпу його нагнітання в одну свердловину становить 58,17 тис.м³/добу. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю становить 63,29 %. При розробці продуктивного покладу на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу за цих умов становить 53,98%. Згідно з результатами проведених досліджень встановлено технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади.

Ключові слова: 3D модель, родовище, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, нагнітання діоксиду вуглецю.

На основе цифровой трехмерной модели газоконденсатной залежи исследован процесс нагнетания диоксида углерода на границе начального газоводяного контакта для различного темпа его нагнетания. Расчеты разработки продуктивной залежи проведены для темпа нагнетания неуглеводородного газа на уровне 40, 50, 60, 70, 80, 90 тыс.м³/сут. в одну скважину. Согласно полученным результатам расчетов установлено, что при увеличении темпов нагнетания диоксида углерода в продуктивную залежь уменьшается продолжительность периода эксплуатации добывающих скважин до момента его прорыва. На основе анализа технологических показателей разработки газоконденсатной залежи установлено, что внедрение технологии нагнетания диоксида углерода в продуктивную залежь приводит к сокращению объемов добычи пластовой воды. Благодаря нагнетанию неуглеводородного газа на границе начального газоводяного контакта создается гидродинамический барьер, благодаря которому снижается активность водонапорной системы. Также внедрение технологии нагнетания диоксида углерода позволяет дополнительно создать искусственный барьер между пластовой водой и природным газом, который блокирует выборочное продвижения пластовой воды и тем самым обеспечит стабильную безводную эксплуатацию добывающих скважин. На основе проведенных расчетов выведены основные зависимости та закономірності. По результатам статистической обработки расчетных данных определено оптимальное значение темпа нагнетания диоксида углерода в продуктивную залежь. На момент прорыва диоксида углерода в добывающую скважину оптимальное значение темпа нагнетания в одну скважину составляет 58,17 тыс.м³/сут. Конечный коэффициент

ент извлечения газа для приведенного оптимального значения темпа нагнетания диоксида углерода составляет 63,29%. При разработке продуктивной залежи на истощение конечный коэффициент извлечения природного газа при этих условиях составляет 53,98%. Согласно результатам проведенных исследований, установлено технологическую эффективность нагнетания диоксида углерода на границе начального газодного контакта с целью замедления продвижения пластовой воды в продуктивную залежь.

Ключевые слова: 3D модель, месторождение, газоконденсатная залежь, водонапорный режим, нагнетание диоксида углерода.

The process of carbon dioxide injection into the initial gas-water contact with different rates of its injection, using a 3D model of a gas condensate reservoir, has been investigated. Calculations were carried out for one well injection rate of non-hydrocarbon gas: 40, 50, 60, 70, 80, 90 th.m³/day. According to the calculated results, it has been found that with an increased rate of the carbon dioxide injection into a productive reservoir, the operation duration of production wells decreases until the moment of the carbon dioxide breakthrough. Based on the technological indicators' analysis of the gas condensate reservoir's development, it has been found that the introduction of the carbon dioxide injecting technology leads to a reduction in the production of formation water. Due to the injection of non-hydrocarbon gases, a hydrodynamic barrier is created on the initial gas-water contact boundary, which decreases the water influx. Also, the introduction of carbon dioxide injection technology will additionally create an artificial barrier between water and natural gas, which blocks the selective water encroaching and thereby ensure stable waterless operation of production wells. Based on the conducted calculations, the main dependencies have been derived and the corresponding patterns between them have been established. According to the results of the statistical processing of the calculated data, the optimal carbon dioxide injection rate has been determined. At the time of the carbon dioxide breakthrough into the producing well, its optimal well injection rate is 58.17 th.m³/day. The ultimate gas recovery factor for the optimal carbon dioxide injection rate is 63.29 %. Under the same conditions during depletion, the ultimate natural gas recovery factor is 53.98%. The results of the carried out studies indicate the technological efficiency of carbon dioxide injection into the initial gas-water contact in order to slow down the formation water encroaching into productive reservoir.

Key words: 3D model, field, gas condensate reservoir, water drive, injection of carbon dioxide.

Вступ

Переважна більшість родовищ природних газів пристосована до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах прояву водонапірного режиму, який полягає в надходженні в газонасичені поклади підшовних чи крайових вод, та защемленні водою в пористому середовищі значних об'ємів газу, а також обводненні свердловин [1].

При водонапірному режимі розробки родовищ свердловини виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Пов'язано це з особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які за технологічних і економічних міркувань не розраховуються на збір і підготовку продукції з великим вмістом води [2].

Проведення робіт з ізоляції припливу пластової води на свердловинах дуже часто позитивних результатів не дають і виявляються малоефективними. Свердловини змушено переводяться на вищезалігаючі поклади горизонтів у зв'язку з неможливістю відновлення їх експлуатації на поточний горизонт.

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за просуванням пластової води в продуктивні поклади та обводненням видобувних свердловин. Однак проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ, які розробляються в

умовах прояву водонапірного режиму розробки, залишається актуальною і важливою до сьогодні.

Постановка проблеми

Розробка газоконденсатних родовищ в умовах водонапірного режиму характеризується нерівномірним переміщенням газодного контакту. Причиною цього є неоднорідність продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною. Це призводить до "язикового" обводнення та защемлення водою залишкових запасів газу. В обводненій частині покладу залишається мікрозащемлений газ через неповне його витіснення водою, а також значний об'єм макрозащемленого газу, зумовлений нерівномірним просуванням фронту води [5].

Враховуючи величину залишкових запасів природного газу та складність видобутку вуглеводнів в умовах інтенсивного просування пластової води в продуктивні поклади, доцільним було б впроваджувати технології, які б певним чином сповільнили процес обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин [4].

У зв'язку з цим існує необхідність в проведенні додаткових досліджень щодо проектування раціональної системи розробки продуктивних покладів шляхом обґрунтування оптимальної кількості свердловин, системи розмі-

чення їх на площі, інтервалів розкриття в них продуктивних пластів, технологічних режимів експлуатації, які би забезпечували рівномірне просування пластової води в родовище [5].

За результатами досліджень необхідно вдосконалити існуючі технології видобування природного газу в умовах водонапірного режиму розробки таким чином, щоб забезпечити максимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів при мінімальних витратах.

Виклад основного матеріалу

Раціональна система розробки родовищ природних газів повинна передбачати систематичний контроль та аналіз динаміки фактичних показників розробки, ступеня вироблення окремих пропластків та ділянок родовищ, надходження пластових вод та обводнення свердловин. За результатами виконаного аналізу повинні бути встановлені особливості процесу розробки родовища та чинники, які негативно впливають на процес видобування природного газу [6-7].

На стадії проектування розробки родовища не повністю відомі всі особливості будови газоносних відкладів, що в подальшому призводить до нерівномірного просування фронту води та зумовлює мікро- та макрозачемлення природного газу пластовою водою. Мікрозачемлення природного газу обумовлено особливостями структури порового простору порід. Макрозачемлений газ переважно знаходиться в низькопроникних ділянках покладу, які вода обійшла через просторову неоднорідність продуктивних покладів та нерівномірне розміщення видобувних свердловин на площі газонасності [3].

Згідно з промисловими даними завершених розробкою продуктивних покладів та родовищ природного газу в умовах водонапірного режиму розробки кінцевий коефіцієнт газовилучення в середньому становить 70-85 % [4].

Поряд із проблемою регулювання надходження законтурних вод в продуктивні горизонти актуальним напрямом є видобування зачемленого газу з обводнених пластів. Впровадження технології підвищення газовилучення з обводнених покладів шляхом зниження в них тиску зумовлює необхідність видобутку та утилізації значних об'ємів пластової води. Зменшити об'єми законтурної води можна шляхом нагнітання в продуктивні поклади неуглеводневих газів. Завдяки впровадженню вищезазначеної технології на межі початкового газоводяного контакту вдається створити гідродинаміч-

ний бар'єр, який частково блокує рух пластової води.

Ефективність такого методу регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади підтверджена результатами лабораторних та теоретичних досліджень [8-13].

Серед неуглеводневих газів найбільш дешевим і доступним для використання є повітря. Недоліком нагнітання повітря в продуктивні поклади є те, що при змішуванні із природним газом утворюється вибухонебезпечна суміш за певного вмісту газу у повітрі.

На основі аналізу результатів теоретичних та експериментальних досліджень встановлено найбільшу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання [14-16] в умовах прояву водонапірного режиму продуктивних покладів.

Встановлено, що найвищий кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення забезпечується у випадку розробки продуктивного покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим нагнітанням діоксиду вуглецю в продуктивний поклад [17-18].

З метою вдосконалення існуючих технологій нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади з метою сповільнення просування пластової води в газонасичені горизонти проведено додаткові дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger.

У ході проведення досліджень використано цифрову модель розроблюваного на виснаження газоконденсатного покладу з використанням п'яти видобувних свердловин, які експлуатуються з дебітом газу 56 тис.м³/доб. Свердловини на площі газонасності газоконденсатного покладу розміщені таким чином, що в центрі покладу знаходиться видобувна свердловина, а в радіусі 400 м від центральної свердловини рівномірно розміщено чотири видобувні свердловини. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з використанням шести нагнітальних свердловин, які розміщені в радіусі 800 м від центральної свердловини та рівномірно розподілені по периметру початкового газоводяного контакту. Нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади здійснюється впродовж 16 місяців.

Дослідження виконано для нагнітання діоксиду вуглецю з дебітами: 40, 50, 60, 70, 80 та 90 тис.м³/доб. Співвідношення між дебітами нагнітання діоксиду вуглецю та дебітом видобутку природного газу становить: 0,72:1; 0,89:1; 1,07:1; 1,25:1; 1,43:1; 1,61:1 (співвідношення між темпами нагнітання діоксиду вуглецю та

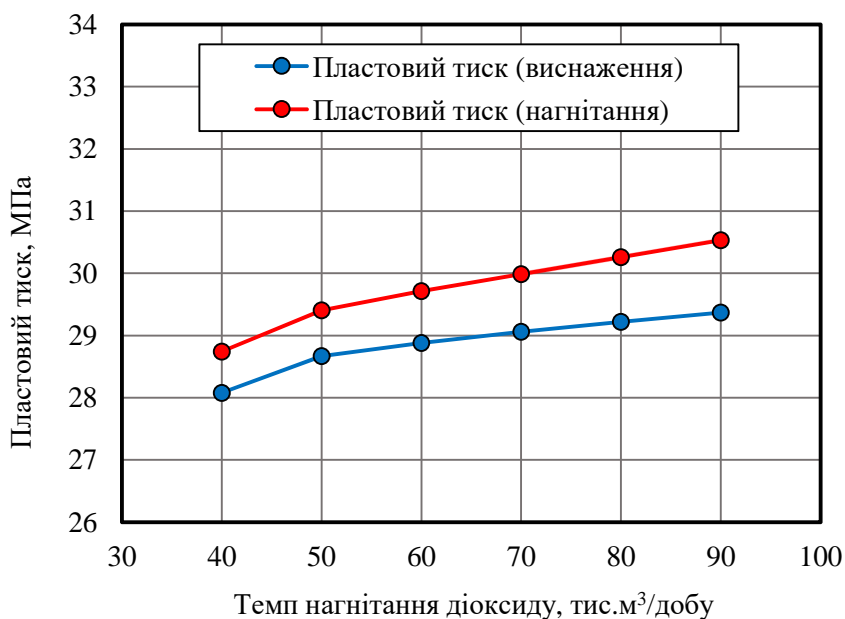


Рисунок 1 – Залежності пластового тиску від темпів нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на момент його прориву до видобувних свердловин

темпом видобутку природного газу: 0,86:1; 1,07:1; 1,29:1; 1,5:1; 1,72:1; 1,93:1).

Для урахування фізичних процесів, що мають місце при фільтрації газу в пласті при нагнітанні діоксиду вуглецю, використано композиційну РVT [19-20]. Розробка продуктивного покладу здійснювалася до моменту прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину.

Аналізуючи результати проведених розрахунків, встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газодяного контакту забезпечується підтримання пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з розробкою продуктивного покладу на виснаження.

Залежності пластового тиску від темпів нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на момент його прориву до видобувних свердловин наведено на рисунку 1.

Аналізуючи дану залежність, можна зробити висновок, що чим більший темп нагнітання, тим швидше діоксид вуглецю проривається у видобувні свердловини. При темпі нагнітання на рівні 40 тис.м³/доб час прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину складає 46 місяців, а при збільшенні темпу нагнітання до 90 тис. м³/доб час прориву зменшується до 35 місяців.

Аналізуючи отримані результати моделювання, слід вказати, що при нагнітанні діоксиду вуглецю на рівні 40 тис.м³/доб в одну свердловину забезпечується найбільший видобуток води – 6,602 тис. м³. Для порівняння, при розроб-

ці продуктивного покладу на виснаження на момент прориву діоксиду вуглецю видобувається 9,578 тис.м³ води. Завдяки збільшенню темпів нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад обсяги видобутку пластової води зменшуються як у варіанті на виснаження, так і у варіантах з нагнітанням діоксиду вуглецю.

Динаміка накопиченого видобутку води в залежності від темпу нагнітання діоксиду вуглецю наведена на рисунку 2.

На основі проведених гідродинамічних досліджень, можна зробити висновок про ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та попередження передчасного обводнення видобувних свердловин.

Аналізуючи залежність коефіцієнта вилучення газу від темпу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини, встановлено, що збільшення темпу нагнітання призводить до зменшення коефіцієнта вилучення газу. Збільшуючи темп нагнітання діоксиду вуглецю, зменшують тривалість розробки продуктивного покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від темпу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведена на рисунку 3.

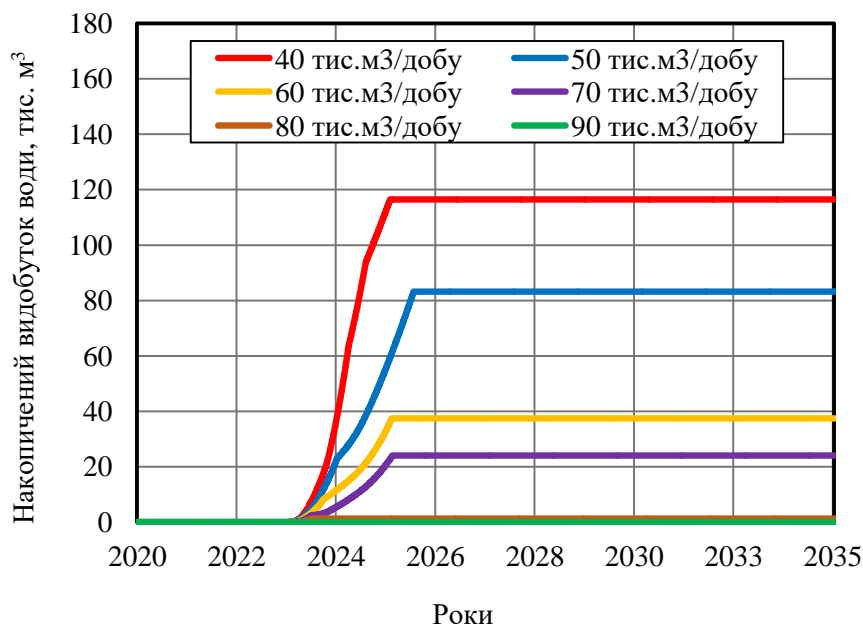


Рисунок 2 – Динаміка накопиченого видобутку пластової води залежно від темпу нагнітання діоксиду вуглецю

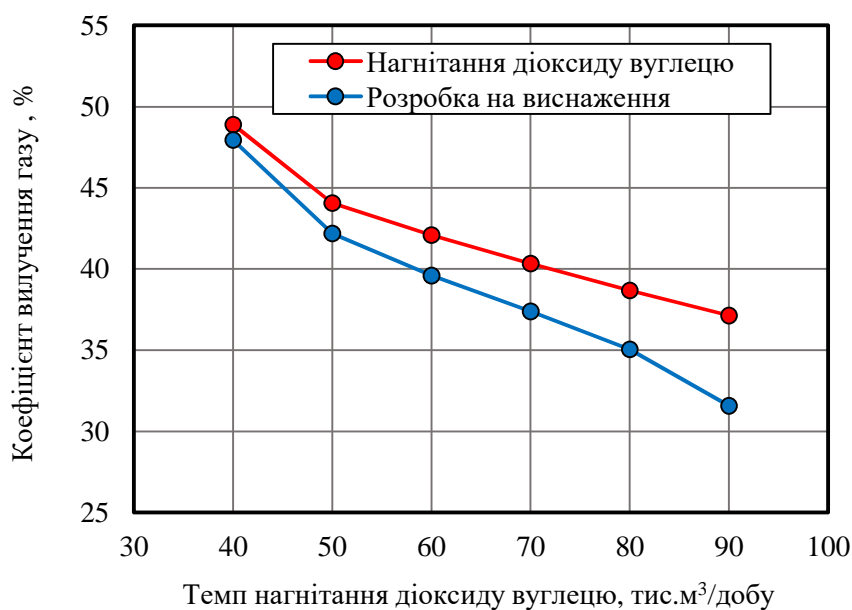


Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від темпів нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження

Коефіцієнт вилучення газу залежно від темпу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини становить: 40 тис. м³/добу – 48,90 %; 50 тис. м³/добу – 44,06 %; 60 тис. м³/добу – 42,09 %; 70 тис. м³/добу – 40,33 %; 80 тис. м³/добу – 38,68 %; 90 тис. м³/добу – 37,13 %.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад по периметру початкового газоводяного контакту, за межами якого ко-

ефіцієнт газовилучення змінюється не суттєво. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення дебіту нагнітання в одну свердловину становить 58,17 тис.м³/добу. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю становить 63,29 %. При розробці продуктивного покладу на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу за цих умов становить 53,98%.

Висновок

Використовуючи тривимірну цифрову модель газоконденсатного покладу, досліджено вплив темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту на коефіцієнт вилучення природного газу.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення темпу нагнітання становить 58,17 тис.м³/доб. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю становить 63,29 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу за цих умов дорівнює 53,98%. Впровадження технології нагнітання неуглеводневого газу в продуктивний поклад дозволяє збільшити кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу на 9,31%.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

Література

1. Бойко В. С., Кондрат Р. М., Яремійчук Р. С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.

2. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.

3. Кондрат Р.М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*, 2005. Т1. №5. С.12-23.

4. Akindele F. and Tiab D. (1982). Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs - Methods and Economics, University of Oklahoma, SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6.

5. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у

виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40.

6. Матківський С. В., Ковальчук С.І., Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №2 (75). С. 43–51.

7. Кондрат О.Р., Кондрат Р.М. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2. С. 61-67. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr_2015_2_8

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

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

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

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

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

13. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. (2005). CO2 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.

14. 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.

15. Матківський С. В., Кондрат О. Р. Вплив тривалості періоду нагнітання діоксиду вугле-

цю на газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму. Тези V Міжнародної науково-практичної конференції. Осло, Норвегія 2020. С.135-139.

16. 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. №5/1 (55). С. 12-17.

17. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

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

19. 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. № 1(74). С. 82-88.

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

References

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

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

3. Kondrat R.M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta innovatsii*, 2005. T1. №5. S.12-23. [in Ukrainian]

4. Akindele F. and Tiab D. Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs - Methods and Economics, University of Oklahoma, SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6.

5. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv system ploshchovoho rozmishchennia vydobuvnykh i nahnitalnykh sverdlovyh pry nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad na

koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. №.1(70). С. 33-40. [in Ukrainian]

6. Matkivskiy S. V., Kovalchuk S. I., Burachok O. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu neznachnogo proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnogo balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. №2 (75). P. 43-51. [in Ukrainian]

7. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Doslidzhennia vplyvu zonalnoi neodnorodnosti produktyvnykh plastiv na kharakter zalezhnosti zvedenoho serednoho plastovoho tysku vid nakopychenoho vydobutku hazu z rodovyshcha. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. № 2. P. 61-67. [in Ukrainian] URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr_2015_2_8

8. Vyitesnenie zaschemlennogo gaza azotom iz obvodnivshegosya plasta / V. G. Podyuk, R. M. Ter-Sarkisov, V. [i dr.]. *Gazovaya promyshlennost*. 2000. No12. P. 33-34. [in Russian]

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

10. Ter-Sarkisov R. M. Tehnologiya zakachki azota dlya dobychi zaschemlennogo i nizkonapornogo gaza. *Gazovaya promyshlennost*. 2006. No4. P.24-26. [in Russian]

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

12. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho hirnychoho universytetu*. 2017. № 5. P. 23-28. [in Ukrainian]

13. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7.

14. 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.

15. Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. Vplyv tryvalosti periodu nahnitannia dioksydu vuhletsiu na hazovyluchennia v umovakh proiavu vodonapirnoho rezhymu. Tezy V Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii. Oslo, Norvehiiia. 2020. P.135-139. [in Ukrainian]

16. 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. №5/1 (55). P. 12-17.

17. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

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

19. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennia rivniannia stanu hazokondensatnykh sumishei za umovy obmezhenoi vkhidnoi informatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. № 1(74). P. 82-88. [in Ukrainian]

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

АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНЬ ВПЛИВУ ЗАКРУЧУВАННЯ ПОТОКУ НА ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИННИХ СТРУМИННИХ НАСОСІВ

Д. О. Паневник

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,
e-mail: den.panevnik@gmail.com

Область використання свердловинних ежекційних систем обмежена низьким значенням коефіцієнта корисної дії струминного насоса, величина якого зазвичай не перевищує 35 %. Значні втрати енергії при змішуванні потоків є причиною низького коефіцієнта корисної дії струминного насоса. Енергетичні показники свердловинної ежекційної системи можуть бути підвищені шляхом створення в проточній частині струминного насоса закручених вихрових циркуляційних течій. При цьому оптимізується характер змішування потоків та зростають енергетичні показники струминного насоса. В процесі дослідження конструкцій, особливостей робочого процесу та досвіду використання призначених для буріння ежекційних систем, експлуатації та ремонту нафтогазових свердловин встановлено, що закручування робочого середовища в свердловинних струминних насосах може здійснюватись застосуванням направляючих елементів, розміщених під певним кутом в набігаючому потоці, та обертанням окремих деталей ежекційної системи за допомогою зовнішнього привода і гідравлічних турбін. Використання направляючих елементів та гідравлічних турбін зумовлює необхідність застосування для закручування робочого середовища частини енергії робочого потоку, яка приводить в дію свердловинний струминний насос. В нафтогазових ежекційних системах може реалізовуватись закручування робочого, інжектованого та змішаного потоків, а також комбіноване одночасне закручування декількох потоків. Аналізуючи досвід використання вихрових струминних апаратів встановили, що закручування потоку дає змогу підвищити величину коефіцієнта інжекції струминного насоса на 38,1 %, ККД – до 70 %, розрідження в приймальній камері – до 40 %. Зростання основного геометричного параметра струминного насоса зменшує вплив закручування потоку на характеристики ежекційної системи. Закручування потоку в свердловинних струминних насосах може бути рекомендоване при реалізації довготривалих технологічних процесів, наприклад при видобуванні пластового флюїду, коли величина коефіцієнта корисної дії ежекційної системи суттєво впливає на собівартість нафтовидобутку.

Ключові слова: свердловинний струминний насос, ежекційна система, енергетичні показники, закручування потоку, циркуляційні течії, змішування потоків, коефіцієнт ежекції.

Область применения скважинных эжекционных систем ограничена низким значением коэффициента полезного действия струйного насоса, величина которого обычно не превышает 35 %. Значительные потери энергии при смешивании потоков являются причиной низкого коэффициента полезного действия струйного насоса. Энергетические показатели скважинной эжекционной системы могут быть повышены путем создания в проточной части струйного насоса закрученных вихревых циркуляционных течений. При этом оптимизируется характер смешивания потоков и возрастают энергетические показатели струйного насоса. В процессе исследования конструкций, особенностей рабочего процесса и опыта использования эжекционных систем, служащих для бурения, эксплуатации и ремонта нефтегазовых скважин, установлено, что закрутка рабочей среды в скважинных струйных насосах может осуществляться применением направляющих элементов, расположенных под определенным углом к набегающему потоку, и вращением отдельных деталей эжекционной системы с помощью внешнего привода и гидравлических турбин. Использование направляющих элементов и гидравлических турбин приводит к необходимости применения для закрутки рабочей среды части энергии рабочего потока, которая приводит в действие скважинный струйный насос. В нефтегазовых эжекционных системах может реализовываться закрутка рабочего, эжектированного и смешанного потоков, а также комбинированная одновременная закрутка нескольких потоков. В процессе анализа опыта использования вихревых струйных аппаратов установлено, что закрутка потока позволяет повысить величину коэффициента эжекции струйного насоса на 38,1 %, КПД – до 70 %, разрежение в приемной камере – до 40 %. Возрастание основного геометрического параметра струйного насоса уменьшает влияние закрутки потока на характеристики эжекционной системы. Закрутка потока в скважинных струйных насосах может быть рекомендована при реализации длительных технологических процессов, например, при добыче пластового флюида, когда величина коэффициента полезного действия эжекционного системы существенно влияет на себестоимость нефтедобычи.

Ключевые слова: скважинный струйный насос, эжекционная система, энергетические показатели, закрутка потока, циркуляционные течения, смешивание потоков, коэффициент эжекции.

The scope of downhole ejection systems is limited by the low value of the efficiency of the jet pump, the value of which usually does not exceed 35 %. Significant energy losses when mixing flows are the reason for the low efficiency of the jet pump. The energy performance of the downhole ejection system can be increased by creating swirling vortex circulating currents in the flow part of the jet pump. This optimizes the nature of the flow mixing and increases the energy performance of the jet pump. In the process of studying the structures, features of the working process and usage experience of ejection systems designed for drilling, operation and repair of oil and gas wells, it is established that the twisting of the working medium in downhole jet pumps can be carried out using guide elements placed at a certain angle in the oncoming flow and rotation of individual parts of the ejection system by means of an external drive and hydraulic turbines. The use of guide elements and hydraulic turbines necessitates the use of part of the energy of the working flow, which drives the downhole jet pump, to spin the working medium. In oil and gas ejection systems, the twisting of working, injected and mixed streams can be realized, as well as the combined simultaneous twisting of several streams. In the process of analyzing the experience of using vortex jet devices, it has been found that the flow twist allows to increase the injection coefficient of the jet pump by 38.1 %, efficiency – up to 70 %, vacuum in the receiving chamber – up to 40 %. The increase in the basic geometric parameter of the jet pump reduces the effect of flow twist on the characteristics of the ejection system. Flow twisting in downhole jet pumps can be recommended in the implementation of long-term processes, for example, in the extraction of formation fluid, when the value of the efficiency of the ejection system significantly affects the cost of oil production.

Key words: downhole jet pump, ejection system, energy indicators, flow twist, circulating flows, flow mixing, ejection coefficient.

Вступ

Підвищення рівня світового споживання нафтопродуктів зумовлює необхідність залучення до експлуатації родовищ важкодоступних вуглеводнів. Ускладнення гірничо-геологічних умов розробки покладів вуглеводнів вимагає підвищення надійності і працездатності бурового та нафтогазопромислового обладнання, яке використовується в процесі нафтогазовидобутку. Застосування свердловинних ежекційних систем, які набули поширення при реалізації більшості виробничих процесів будівництва, експлуатації та ремонту нафтових і газових свердловин [1, 2], дозволяє суттєво покращити ефективність розробки нафтових і газових родовищ та підвищити рівень забезпечення України власними енергоресурсами.

Поширення нафтогазових струминних насосів зумовлене можливістю їх використання в агресивному середовищі та в складних умовах експлуатації свердловин [3]. Застосування наддолотних струминних насосів дає змогу підвищити ефективність первинного розкриття продуктивних горизонтів [4]. Розроблення технології заміни деталей нафтового струминного насоса гідравлічним способом без здійснення спуско-підймальних операцій та використання газового приводу наземного насосного агрегата, який використовує відсепарований нафтовий газ, дає змогу зменшити собівартість нафтовидобутку та визначає новий етап розвитку гідроструминного способу експлуатації свердловин. Комбіновані ежекційні системи дозволяють подовжити тривалість фонтанної експлуатації нафтових свердловин, підвищити дебіт свердловин, обладнаних зануреними електровідцентровими [5], глибинними штанговими [6]

та гвинтовими насосами. Нафтогазові ежектори дозволяють зменшити втрати легких фракцій нафти в системах збору та підготовки продукції свердловин [7]. В останні роки з'явилися нові нетрадиційні області використання нафтогазових струминних насосів, які дозволяють підвищити ефективність експлуатації свердловин за наявності інтенсивного гідратоутворення [8]. Розвиток технологій видобування сланцевого газу викликав розроблення методу спільного використання струминного насоса та колони гнучких труб для очищення свердловин після проведення багатостадійного гідравлічного розриву пластів. Подальше удосконалення технологій використання свердловинних ежекційних систем вимагає розвитку теоретичних питань [9], спрямованих на оптимізацію умов застосування струминних насосів в свердловині.

Поширення свердловинних струминних насосів свідчить про їх світове значення та актуальність досліджень, які дозволяють підвищити ефективність використання нафтогазових ежекційних технологій.

Виділення частини невирішеної проблеми

Область використання свердловинних ежекційних систем обмежена низьким значенням коефіцієнта корисної дії (ККД) струминного насоса, величина якого, зазвичай, не перевищує 35 % [10–12]. Низькі енергетичні показники використання струминного насоса зумовлюють необхідність створення оптимальних умов його експлуатації в свердловині. Недостатнє значення ККД наддолотного струминного насоса підвищує вартість будівництва свердловини та величину собівартості нафтовидобутку при застосуванні гідроструминного способу

експлуатації. Низькі енергетичні характеристики вибійних ежекційних систем знижують економічну привабливість їх застосування при очищенні продуктивних горизонтів. Недостатні енергетичні характеристики ежекційних систем пов'язані із недосконалістю процесу змішування потоків в камері відновлення швидкостей струминного насоса. Внаслідок суттєвої різниці швидкостей змішуваних потоків в камері змішування відбувається утворення вихрових зон із значною дисипацією енергії. Значні втрати енергії при змішуванні потоків є причиною низького ККД струминного насоса. Енергетичні показники свердловинної ежекційної системи можуть бути підвищені шляхом створення в проточній частині струминного насоса вихрових циркуляційних течій. При цьому оптимізується характер змішування потоків. Циркуляційні течії в проточній частині струминного насоса доцільно створювати за допомогою направляючих елементів, розміщених під кутом в робочому та інжектваному середовищах, або шляхом використання пристроїв для тангенціального введення потоків в камеру змішування ежекційної системи. Закручування потоку в свердловинних струминних насосах може бути рекомендоване при реалізації довготривалих технологічних процесів, наприклад, при видобуванні пластового флюїду, коли величина коефіцієнта корисної дії ежекційної системи суттєво впливає на собівартість нафтовидобутку. Вплив закручування потоку на робочий процес ежекційних систем сьогодні вивчений недостатньо, внаслідок чого розроблення конструкцій «вихрових» струминних насосів потребує теоретичного обґрунтування.

Мета досліджень

Метою досліджень, результати яких представлені в даній роботі, є встановлення оптимального, з точки зору витрачання гідравлічної енергії, способу закручування робочого середовища в проточній частині свердловинного струминного насоса; визначення виду потоку, місцеве закручування якого може бути реалізоване в конструкції сучасних ежекційних систем та аналіз ефективності експлуатації вихрових струминних апаратів, які можуть використовуватись для реалізації окремих технологічних процесів розробки нафтогазових родовищ.

Висвітлення основного матеріалу

Стосовно свердловинних струминних насосів можна виділити локальне та загальне закручування потоку. Локальне закручування потоку здійснюється застосуванням направляю-

чих елементів. Під дією сил в'язкості відбувається зміна структури потоку по довжині гідравлічного каналу та гальмування його обертотного руху. Трансформація гідродинамічної структури потоку завершується на певній відстані від місця його закручування, коли спіралеподібні лінії течії перетворюються на прямолінійні. Загальне закручування потоку реалізується обертанням струминного насоса в свердловині з колоною бурильних або насосно-компресорних труб. В цьому випадку дисипативні сили не зменшують ступеня закручування потоку.

Попри різницю в механізмах закручування потоку обидва розглянуті випадки мають однакову природу впливу на робочий процес струминного насоса. Дана обставина дозволяє розглядати особливості локального та загального закручування змішуваних потоків в одній роботі. Враховуючи схожість процесів, викликаних місцевим та загальним закручуванням, математичні моделі для заданих умов роботи свердловинних струминних насосів матимуть як подібні, так і відмінні ознаки. Відмінності математичних моделей вихрових струминних насосів визначаються також схемою їх застосування в свердловині. Розмаїття таких схем, вочевидь, передбачає різні умови їх експлуатації та вимагає різних підходів до математичного моделювання робочого процесу свердловинних вихрових струминних насосів.

Вплив закручування потоку на особливості робочого процесу струминного апарату визначається властивостями закрученого струменя. Засновниками механіки гвинтових і циркуляційних потоків вважають Бельтрані Е. (Італія) [13] та Громека І.С. (Росія) [14]. Гвинтове переміщення потоку може виникати внаслідок накладання на поступальний рух поперечної циркуляції [15]. Ступінь закручування потоку залежатиме від витрати тієї його частини, яка створює поступальний рух. Поступово-обертальний рух потоку викликає появу інерційних відцентрових сил. В цьому випадку на частинку рідини діють сили тиску (викликані зовнішньою механічною дією), сили в'язкості (внаслідок відносного руху сусідніх шарів рідини) і масові (інерційні) сили.

Спіральне закручування потоку викликає втрату стійкості ламінарної течії для чисел Рейнольдса, в 1,5 разів менших, ніж для круглої труби [16]. Закручені потоки відзначаються значними турбулентними пульсаціями, що викликає додаткове генерування кінетичної енергії пульсаційної течії [17]. При спіральному закручуванні потоку профіль швидкостей відповідає квазітвердому обертанню від пристінних

шарів рідини до шарів, близьких до центру обертання [18, 19]. Швидкість обертання частинок рідини в циліндричній камері змішування змінюється за лінійним законом і набуває нульових значень на осі струминного апарата. Закручені потоки мають більш видовжений профіль швидкостей. Ермаковим Ю.М. доведено [20] зростання довжини закрученого зануреного струменя на 30 %. Пропускна здатність насадки з елементами для закручування потоку на 25 % вища, ніж у циліндричної насадки. Гвинтовий закручений потік порівняно з прямооточним потоком відзначається в 3-4 рази більшою транспортувальною здатністю і дозволяє більш ефективно розмивати ґрунти. Довжина каналу, на якій повністю припиняються ефекти, зумовлені місцевим закручування потоку, залежить від його інтенсивності та режиму течії. Зокрема за даними експериментальних досліджень [21] довжина початкової ділянки стабілізації потоку може зрости в 4-7 разів, а коефіцієнт гідравлічного тертя зменшується до 23 %.

Вкажемо на особливості змішування закручених потоків. Комплексними теоретично-експериментальними дослідженнями [22] встановлено, що закручений потік, окрім осьової швидкості, має радіальну та обертову складову. Зростання рівня турбулізації інжектованого потоку сприяє інтенсифікації процесу змішування та більш швидкому зменшенню його осьової швидкості. Властивість закрученого потоку створювати в центральній області зону низького тиску знайшла застосування у вихрових ежекторах, першими розробниками яких в СРСР вважають М.Г. Дубинського та А.П. Меркулова. Зростання довжини траєкторії руху частинки потоку, викликане його закручуванням, збільшує ефективність обміну енергіями в камері змішування струминного насоса. Кут розширення робочого струменя в проточній частині струминного насоса залежить від ступеня закручування інжектованого потоку. При застосуванні прямолінійних насадок максимальна швидкість та кінетична енергія робочого струменя мають місце в його центральній частині. В області зсувної течії, де відбувається енергообмін активного та інжектованого потоків, швидкість центральної робочої течії набуває мінімальних значень, внаслідок чого струминний насос вирізняється незначним ККД. Зростання результуючої швидкості закрученого робочого потоку інтенсифікує його енергообмін з інжектованим середовищем. Ще однією причиною інтенсифікації масообміну, порівняно з осьовими потоками, є поява у примежовому шарі вихорів Тейлора-Гертлера із змінним на-

прямом обертання. Застосування розміщених на виході активного сопла направляючих елементів дозволяє поширити дію закрученого робочого струменя в радіальному напрямку від осі струминного апарата. Радіальне поширення активного середовища в об'ємі камери змішування збільшує поверхню взаємодії робочого та інжектованого потоків. При цьому покращуються умови передачі кінетичної енергії від активного середовища пасивному і ККД струминного апарата зростає. Закручування потоку викликає подрібнення його структури і є причиною утворення циркуляційних течій.

Гвинтовий потік перешкоджає утворенню поверхні розриву і кавітаційних каверн на границях контакту шарів течії з різними швидкостями. Поява внаслідок гвинтового руху потоку інерційних відцентрових сил та сил тиску викликає виникнення в камері змішування гідравлічних процесів, подібних до явищ, які мають місце в ежекторах з переривним (імпульсивним) робочим струменем. Закручений робочий струмінь "проштовхує" інжектований потік як шнек або поршень, внаслідок чого обмін енергіями здійснюється за рахунок створення на границях течій хвиль стиснення та розрідження. В цьому випадку ковзання та турбулентне змішування, які мають місце у звичайних ежекторах, перетворюється на "проштовхування", і вздовж осі апарата генерується пульсуюча течія. За невідтвердженими даними Ермакова Ю.А. заміна круглого робочого сопла гвинтовим збільшує продуктивність струминного насоса на 25-30 %.

Розглянемо результати порівняльних експериментальних досліджень характеристик прямооточного і вихрового струминного насосів. В Сибірському Федеральному університеті (м. Красноярськ РФ) запропонований [23] механізм підвищення ефективності видалення шламу в процесі буріння шляхом застосування пневмо-ежекційної системи з розміщеними у її всмоктувальному каналі гвинтовими направляючими елементами у вигляді шнека. В процесі лабораторних досліджень за допомогою цифрової відеозйомки визначалась швидкість переміщення по довжині моделі свердловини частинок шламу. При порівнянні експериментальних даних, отриманих для рухомого та нерухомого шнеків, встановлено, що його обертання збільшує швидкість та витрату змішаного потоку на 20 %. Обертання ежекційної системи, таким чином, інтенсифікує рециркуляцію потоку і збільшує коефіцієнт інжекції струминного апарата.

В Таразському державному університеті ім. М.Х. Дулаті (Казахстан) проведено порівня-

льні експериментальні дослідження струминного насоса для двох значень геометричного параметра $K_{сн}$ – з прямоточним та тангенціальним підведенням інжектваного потоку. Як результат, отримано зростання величини коефіцієнта інжекції в умовах тангенціального підведення інжектваного потоку на 26,3-38,1 %, причому зростання робочої витрати (крива 1 на рисунку 1) зменшує вплив закручування інжектваного середовища на характеристику струминного насоса.

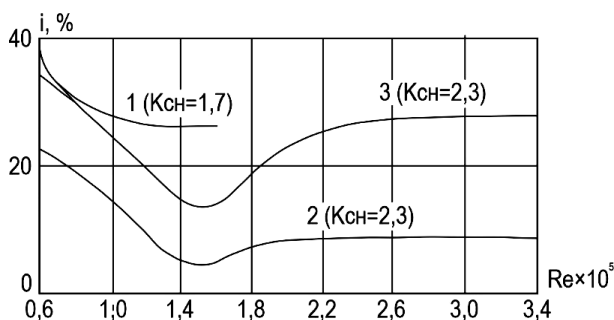


Рисунок 1 – Зростання коефіцієнта інжекції струминного насоса, викликане тангенціальним закручуванням інжектваного (1,2), інжектваного та робочого (3) потоків

Під керівництвом Абдураманова А. проведені дослідження [24], які узагальнюють результати випробувань трьох типів струминного насоса (рис. 1):

- 1) робочий і всмоктувальний потік прямоточні;
- 2) робочий потік прямоточний, а всмоктувальний – з тангенціальним підведенням;
- 3) робочий і всмоктувальний потік характеризуються тангенціальним підведенням.

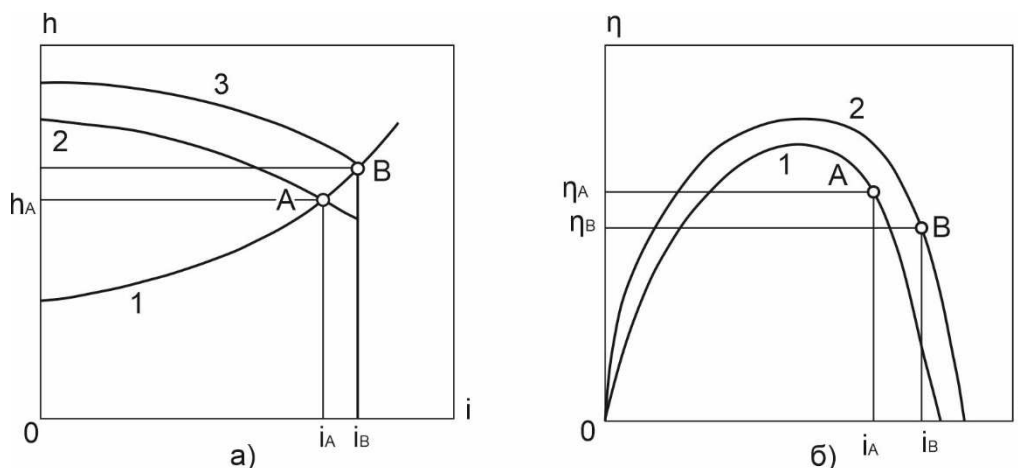
За результатами приведених досліджень автором побудовано узагальнені порівняльні залежності, відповідно до яких тангенціальне підведення інжектваного потоку збільшує коефіцієнт інжекції (відносна витрата) струминного насоса на 5,2-23,1 %, а комбіноване закручування робочого та інжектваного потоків – на 14,1–33,3 %. Таким чином, комбіноване закручування робочого та інжектваного потоків збільшує максимальну величину коефіцієнта інжекції (у порівнянні із тангенціальним закручуванням інжектваного потоку) в 1,4 рази. Зображені на рисунку 1 залежності отримані автором шляхом обробки та узагальнення експериментальних даних, наведених в роботі [24], і стосуються струминних насосів з геометричними параметрами $K_{сн}=1,7$ та $K_{сн}=2,3$.

В державній академії нафти і газу ім. І.М. Губкіна проведено експериментальні дослідження [25] струминного насоса з робо-

чим соплом, виконаним у вигляді циліндричної насадки з розгорнутими на 90° вхідним і вихідним перерізами, форма яких в процесі деформації набула овальної форми. Деформація циліндричного каналу у двох взаємоперпендикулярних напрямках змінює площу перерізу робочої насадки: площа овального перерізу в даному випадку менша площі круглого перерізу. Як наслідок, змінюється основний геометричний параметр струминного насоса $K_{сн}$, що робить некоректним порівняльні експериментальні дослідження, представлені в роботі [25].

В інституті проблем транспорту енергоресурсів проведено порівняльні експериментальні дослідження струминного апарата, робоча насадка якого містить гвинтові канали та прямоточного ежектора. Проведеними випробуваннями встановлено, що закручування робочого потоку дозволяє збільшити розрідження в приймальній камері інжектора на 30-40 %. Дослідженнями проведеними в Тараському державному університеті ім. М.Х. Дулаті упродовж 30 років доведено, що ККД струминних насосів, в яких реалізоване закручування потоку в 1,3-1,5 разів перевищує ККД прямоточних апаратів. За твердженням Овчинникова А.А. закручування потоку дозволяє порівняно з прямоточними струминними апаратами підвищити ККД в 1,75-2 рази.

Відповідно до розглянутих результатів експериментальних досліджень фактичні значення коефіцієнтів інжекції вихрових свердловинних струминних насосів перевищують прогнозовані, розраховані з використанням аналітичних характеристик прямоточних ежекційних систем. Проведений автором аналіз показує (рис. 2), що похибка у визначенні коефіцієнта інжекції може викликати суттєве погіршення умов роботи струминного насоса. Зокрема зміна положення напірної характеристики вихрового струминного насоса порівняно з характеристикою прямоточного насоса викликає зміну положення робочої точки установки, яка може бути зміщена в область кавітаційних режимів (вертикальна пряма, яка завершує напірну характеристику вихрового насоса на рисунку 2, а). При цьому спостерігається катастрофічне зниження напору ежекційної системи. Розміщення робочої точки на низхідній ділянці енергетичної характеристики (рис. 2, б) може зменшити фактичний ККД струминного насоса внаслідок зростання коефіцієнта інжекції, викликаного закручуванням потоку. Проведений автором на основі досвіду практичного використання аналіз (рис. 2) характеру можливих відхилень від оптимального режиму роботи ежекційної сис-



а) визначення напору: 1 – характеристика гідравлічної системи; 2 – напірна характеристика прямооточного насоса; 3 – напірна характеристика вихрового насоса;
 б) визначення ККД для прямооточного (1) та вихрового (2) насоса

Рисунок 2 – Вплив похибки визначення коефіцієнта інжекції на режим роботи свердловинної ежекційної системи

Таблиця 1 – Визначення тиску в характерних перерізах ежекційної системи

№	$K_{сн}$	$Q_p, л/с$	$n, об/хв$	$P_з, МПа$	$P_i, МПа$	$P_p, МПа$	h
1	4,43	6	0	4,15	3,85	6,3	0,122
2			230	4,15	3,85	6,3	0,122
3	4,43	5,75	0	4,1	3,75	6,3	0,137
4			330	4,1	3,75	6,3	0,137
5	3,25		0	0,6	0,4	2,5	0,095
6			330	0,6	0,4	2,5	0,095

теми, викликаних похибкою у визначенні коефіцієнта інжекції вихрового струминного насоса, вказує на необхідність розроблення математичної моделі його робочого процесу.

Дослідження динаміки зміни величини робочого тиску струминного насоса свідчить про відмінності у механізмах закручування потоку при застосуванні направляючих елементів та зовнішнього привода для обертання деталей проточної частини пристрою. Логічно було б передбачити зростання робочого тиску при застосуванні для закручування середовища направляючих елементів. В цьому випадку створення вихрової структури потоку потребує додаткової енергії, що повинно викликати зростання робочого тиску. При обертанні деталей струминного насоса разом з колоною труб у свердловині додаткова енергія, що витрачається на створення вихрового поля, має зовнішнє походження, внаслідок чого робочий тиск повинен залишатися незмінним. Розглянутий механізм трансформації енергії, що супроводжує закручування потоку, знайшов своє експериментальне підтвердження. Зокрема максимальна величина відносної витрати для прямооточного гідроелеватора відповідає значенню тиску пе-

ред робочою насадкою $P_p = 2,55 \cdot 10^{-2}$ МПа. Для умов тангенціального підведення інжектovanого потоку ця величина становить $P_p = 2,6 \cdot 10^{-2}$ МПа, а для одночасного закручування робочого та інжектovanого потоків – $P_p = 2,65 \cdot 10^{-2}$ МПа [24]. Перевищення тиску робочого потоку у вихрових ежекторах над робочим тиском прямооточного струминного насоса визначає необхідну величину додаткової енергії, необхідну для закручування потоку. Моделюванню умов обертання струминного насоса в свердловині присвячені роботи проведені кафедрою "Машини і агрегати нафтової та газової промисловості" РДУ ім. І.М. Губкіна [26]. В процесі порівняльних стендових випробувань визначались тиски змішаного $P_з$, робочого P_p та інжектovanого P_i потоків для умов асиметричного обертання струминного насоса (табл. 1).

Внаслідок обертання струминного насоса змішувани потоки отримують додаткову енергію. По відношенню до змішуваних потоків енергія обертання струминного насоса має зовнішнє походження, внаслідок чого значення

Таблиця 2 – Порівняльна ефективність вихрових струминних апаратів

Вид закручуваного потоку	Контрольований параметр	Ефективність, %	Автор досліджень
Робочий	Коефіцієнт інжекції	25-30	Ермаков Ю.А. (Російська Федерація)
Інжектований	Витрата змішаного потоку	20	Збинец С.В. (Російська Федерація)
Інжектований	Коефіцієнт інжекції	26,3-38,1	Сейгасанов І.С. (Казахстан)
Інжектований	Коефіцієнт інжекції	5,2-23,1	Абдураманов А.А. (Казахстан)
Робочий та інжектований	Коефіцієнт інжекції	14,1-33,3	Абдураманов А.А. (Казахстан)
Робочий та інжектований	Коефіцієнт корисної дії	30-50	Киргизбеков А.А. (Казахстан)
Робочий	Коефіцієнт корисної дії	60-70	Овчинников А.А. (Російська Федерація)
Робочий	Розрідження в приймальній камері	30-40	Гумеров А.Г. (Російська Федерація)

тисків у характерних перерізах ежекційної системи та її відносний напір $h = (P_3 - P_i) / (P_p - P_i)$ залишаються незмінними. Обертання струминного насоса, таким чином, збільшує величину коефіцієнта інжекції за незмінної величини відносного напору.

Особливу групу складають струминні насоси, обертання яких здійснюється за допомогою розміщеної в потоці турбіни, обладнаної похилими лопатками. Обертання турбіни відбувається під дією набігаючого потоку, що вимагає додаткової витрати гідравлічної енергії. Для таких ежекційних систем можна прогнозувати зростання тиску робочого потоку, що наближує даний клас пристроїв до струминних насосів, в яких потік закручується за допомогою розміщених в проточній частині направляючих елементів.

Проведений аналіз дозволяє визначити порівняльну ефективність різних методів закручування потоку. З точки зору витрачання гідравлічної енергії, найбільшою є ефективність закручування потоку при обертанні деталей струминного насоса з колоною бурильних або насосно-компресорних труб. Ефективність закручування потоку направляючими елементами менша, ніж для умов обертання струминного насоса з колоною труб, оскільки частина гідравлічної енергії витрачається на надання середовищу обертального руху. Мінімальна ефективність закручування потоку має місце у випадку обертання деталей струминного насоса за допомогою гідравлічної турбіни. В цьому випадку гідравлічна енергія витрачається для надання

обертального руху як направляючим елементам у вигляді турбіни, так і самому середовищу. Гідравлічна турбіна відіграє роль проміжної ланки, яка зменшує ефективність передачі енергії. Ефективність закручування потоку, вочевидь, визначає величину зростання ККД вихрового ежектора.

Вплив закручування потоку на характеристики струминного насоса, крім способу надання середовищу обертального руху, визначається також величиною обертальної швидкості потоку. Максимальна швидкість обертання потоку має місце при застосуванні для його закручування направляючих елементів. Мінімальна швидкість закручування потоку відповідає обертанню струминного насоса з колоною труб. Швидкість закручування потоку для цього випадку, вочевидь, визначається швидкістю обертання ротора, турбобура або гвинтового двигуна.

Враховуючи вплив багатьох чинників, фактична ефективність окремих способів закручування потоку може бути визначена шляхом багатофакторного моделювання умов роботи ежекційної системи з подальшою експериментальною перевіркою основних результатів.

Результати аналізу порівняльної ефективності струминних апаратів, в яких реалізовано закручування робочого або інжектowanego потоку, узагальнені в таблиці 2.

Необхідно відзначити, що попри позитивний вплив закручування робочого середовища на характер змішування потоків сучасні математичні моделі свердловинних ежекційних систем розроблені виключно для прямооточних струминних апаратів.

Висновки

1. Закручування робочого середовища в свердловинних струминних насосах може здійснюватись використанням направляючих елементів, розміщених під певним кутом в набігаючому потоці, обертанням окремих деталей ежекційної системи за допомогою зовнішнього привода та застосуванням гідравлічних турбін. Найбільш ефективним, з точки зору витрачання гідравлічної енергії, є закручування робочого середовища в проточній частині свердловинного струминного насоса шляхом обертання його елементів за допомогою зовнішнього привода. Мінімальна ефективність використання вихрових струминних апаратів відповідає використанню для закручування робочого середовища проміжної ланки у вигляді розміщеної в потоці гідравлічної турбіни.

2. Конструкція свердловинних струминних насосів допускає місцеве закручування робочого, інжектваного та змішаного потоків, а також комбіноване одночасне закручування декількох потоків. Максимальне зростання величини коефіцієнта інжекції реалізується при комбінованому закручуванні робочого та інжектваного потоку, яке дозволяє збільшити відносну витрату струминного насоса (у порівнянні із тангенціальним закручуванням інжектваного потоку) в 1,4 рази.

3. На основі аналізу ефективності експлуатації вихрових струминних апаратів встановлено, що закручування потоку дозволяє підвищити коефіцієнт інжекції до 38,1 %, ККД – до 70 %, розрідження в приймальній камері – до 40 %. Зростання основного геометричного параметра струминного насоса зменшує вплив закручування потоку на характеристики ежекційної системи.

Завдання подальших досліджень полягає в теоретичному обґрунтуванні підвищення ефективності використання свердловинних вихрових струминних насосів.

Література

1. Паневник Д. А., Паневник А. В. Исследование совместной работы струйного и плунжерного насосов с балансирным кривошипно-шатунным приводом. *Нефтяное хозяйство*. 2020. № 2. С.58–61.

2. Паневник Д. А., Паневник А. В. Повышение энергоэффективности использования скважинных струйных насосов. *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63. № 5. С. 462–471.

3. Zhu H.–Y., Liu Q.–Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. *Scientia Iranica B*. 2015. Vol. 22 (3) . P. 792 – 803.

4. Zhu H. Y. Liu Q.Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. *Journal of Vibroengineering*. 2014. № 8. P. 2224–2249.

5. Nunez O. A., Pough T. S., Hubbard I. Gas lift jet pump hybrid completion reduces non-productive time during unconventional well production: SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, Argentina, 1–3 June 2016. SPE – 180958 – MS. 9 p.

6. Дубей О. Я. Підвищення ефективності установок свердловинних штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів: дис. ... канд. техн. наук. Івано-Франківськ, 2017. 217 с.

7. Salu S. U., Soliman M., Ansari N. Unconventional flare gas recovery system (FGRS) : Proceeding of the SPE Annual Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi, Arabia, 21–24 April 2014. – SPE–172240–MS. – 4 p.

8. Concentric coiled tubing well vacuuming effectively removes flowline hydrates / L. Duque, Z. Guimaraes, V. Almeida, J. Chagas, R. Barros, P. Fonseca, N. Siqueira : SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention conference, Texas (Woodlands), USA, March 27–28 2012. 7 p.

9. Крижанівський Є. І., Паневник Д. О. Оптимізація конструкторських та режимних параметрів свердловинної ежекційної системи. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 2. С.73–80.

10. Gugulothy S. K., Manchikatla S. Experimental and performance analysis of single nozzle jet pump with various mixing tubes. *International Journal of Recent advances in Mechanical Engineering (IJMECH)*. 2014. Vol. 3. № 4. P.119–133.

11. Ismagilov A. R., Spiridonov E. K. Operational process and characteristics of liquid-gas jet pumps with the ejected vapor-gas medium. *Procedia Engineering*. 2016. Vol. 150. P. 247–253.

12. Sheha A. A. A., Nasr M., Hosien M.A., Wahba E. M. Computational and experimental study on the water-jet pump performance. *Journal of Applied Fluid Mechanics*. 2018. Vol. 11. No 4. P. 1013–1020.

13. Алексеенко С. В., Куйбин П. А., Орлов В. Л. Введение в теорию концентрированных вихрей. Новосибирск : ин-т теплофизики СОРАН, 2003. 504 с.

14. Громека И. С. Собрание сочинений. АН СССР. М.: Издательство АН СССР, 1952. 296 с.

15. Арыкова А. И. Винтообразное движение потока в промывных устройствах гидроузлов. Алматы : Наука, 1984. 96 с.
16. Данилов Ю. И., Дзюбенко Б. В., Дрейцер Г. А., Ашмантас Л. А. Теплообмен и гидродинамика в каналах сложной формы. М.: Машиностроение, 1986. 200 с.
17. Устименко Б. П. Процессы турбулентного переноса во вращающихся течениях. Алма-Ата: Наука, 1977. 228 с.
18. Смитберг Е., Лендис Ф. Трение и характеристики теплообмена при вынужденной конвекции в трубах с завихрителями из скрученной ленты. *Труды американского общества инженеров-механиков. Теплопередача*. М.: Мир, 1964. №1. С. 52–65.
19. Щукин В. К. Теплообмен и гидродинамика внутренних потоков в полях массовых сил. М. : Машиностроение, 1980. 240 с.
20. Ермаков Ю. А. Полезный смерч. *Изобретатель и рационализатор*. 1982. №11. С. 24–25.
21. Летягин В.Г., Щукин В.К., Халатов А.А., Кожевников А. В. Гидравлическое сопротивление при течении закрученного потока в длинных трубах. *Вихревой эффект и его применение в технике: Сб.тр.Куйбышевского авиационного ин-та*, 1976. С. 203–209.
22. Баджанов Б. М., Сейтасанов И. С. Смещение струи в ограниченном стенками пространстве: *Сборник научн. трудов, посвященных 85-летию со дня рождения Р.Ж. Жулаева*. Жамбыл, 1995. С.27-28.
23. Гилев А. В., Збинец С. В. Пневмоэжекционный способ удаления буровой мелочи из технологических скважин. *Вестник Иркутского госуниверс. технич. универс.* 2009. Т.38. №2. С. 20–22.
24. Абдураманов А. А., Абиоров А. А. Результаты экспериментального исследования вихревого гидроэлеватора. *Научные исследования в мелиорации и водном хозяйстве: сб. научн. тр. ВНИИВХ*. 2004. Т.41. №1. С.19–26.
25. Ермаков Ю. М., Дроздов А. Н. Винтовые насадки в развитии струйных аппаратов. *Вестник машиностроения*. 1996. №4. С.43–44.
26. Сазонов Ю. А. Разработка устройства, снижающего дифференциальное давление на забое скважины и повышающего скорость бурения: дис. ...канд. техн. наук. М., 1989. 176 с.
- shatunniyim privodom. *Neftyanoie hozyaystvo*. 2020. No 2. P. 58–61.[in Russian]
2. Panevnik D. A., Panevnik A. V. Povyisshenie energoeffektivnosti ispolzovaniya skvazhinnyih struynnyih nasosov. *Energetika. Izv. vyssh. ucheb. zavedeniy i energ. ob'edineniy SNG*. 2020. T. 63. No 5. P. 462–471. [in Russian]
3. Zhu H.–Y., Liu Q.–Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. *Scientia Iranica B*. 2015. Vol. 22 (3) . P. 792 – 803.
4. Zhu H. Y. Liu Q.Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. *Journal of Vibroengineering*. 2014. № 8. P. 2224–2249.
5. Nunez O. A., Pough T. S., Hubbard I. Gas lift jet pump hybrid completion reduces non-productive time during unconventional well production: SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, Argentina, 1–3 june 2016. SPE – 180958 – MS. 9 p.
6. Dubei O. Ya. Pidvyshchennia efektyvnosti ustanovok sverdlovyynykh shtanhovykh nasosiv shliakhom zastosuvannia naftohazovykh ezhektoriv: dys. ... kand. tekhn. nauk. Ivano-Frankivsk, 2017. 217 p. [in Ukrainian]
7. Salu S. U., Soliman M., Ansari N. Unconventional flare gas recovery system (FGRS) : Proceeding of the SPE Annual Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi, Arabia, 21–24 april 2014. – SPE–172240–MS. – 4 p.
8. Concentric coiled tubing well vacuuming effectively removes flowline hydrates / L. Duque, Z. Guimaraes, V. Almeida, J. Chagas, R. Barros, P. Fonseca, N. Siqueira : SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention conference, Texas (Woodlands), USA, March 27–28 2012. 7 p.
9. Kryzhanivskiy Ye. I., Panevnyk D. O. Optymizatsiia konstruktorskykh ta rezhymnykh parametriv sverdlovyynnoi ezhektiinoi systemy. *Naftohazova enerhetyka*. 2020. № 2. P.73–80. [in Ukrainian]
10. Gugulothy S. K., Manchikatla S. Experimental and performance analysis of single nozzle jet pump with various mixing tubes. *International Journal of Recent advances in Mechanical Engineering (IJMECH)*. 2014. Vol. 3. № 4. P.119–133.
11. Ismagilov A. R., Spiridonov E. K. Operational process and characteristics of liquid-gas jet pumps with the ejected vapor-gas medium. *Procedia Engineering*. 2016. Vol. 150. P. 247–253.
12. Sheha A. A. A., Nasr M., Hosien M.A., Wahba E. M. Computational and experimental study on the water-jet pump performance. *Journal*

References

1. Panevnik D. A., Panevnik A. V. Issledovanie sovmestnoy raboty struynogo i plunzher-nogo nasosov s balansirnyim krivoshipno-

of *Applied Fluid Mechanics*. 2018. Vol. 11. No 4. P. 1013–1020.

13. Alekseenko S.V., Kuybin P.A., Orlov V.L. *Vvedenie v teoriyu kontsentririvannykh vihrey*. Novosibirsk : in-t teplofiziki SORAN, 2003. 504 p. [in Russian]

14. Gromeka I. S. *Sobranie sochineniy*. AN SSSR. M.: Izdatelstvo AN SSSR, 1952. 296 p. [in Russian]

15. Aryikova A. I. *Vintoobraznoe dvizhenie potoka v promyivnykh ustroystvakh gidrouzlov*. Almaty : Nauka, 1984. 96 p. [in Russian]

16. Danilov Yu. I., Dzyubenko B. V., Dreytser G. A., Ashmantas L. A. *Teploobmen i gidrodinamika v kanalakh slozhnoy formy*. M.: Mashinostroenie, 1986. 200 p. [in Russian]

17. Ustimenko B. P. *Protsessyi turbulentnogo perenosa vo vraschayushchisya techeniyah*. Alma-Ata: Nauka, 1977. 228 p. [in Russian]

18. Smitberg E., Lendis F. *Trenie i harakteristiki teploobmena pri vyinuzhdennoy konveksii v trubakh s zavihritelyami iz skruchennoy lenty*. *Trudy amerikanskogo obshchestva inzhenerov-mehnikov. Teploperedacha*. M.: Mir, 1964. No 1. P. 52–65. [in Russian]

19. Schukin V. K. *Teploobmen i gidrodinamika vnutrennih potokov v polyah massovykh sil*. M.: Mashinostroenie, 1980. 240 p. [in Russian]

20. Ermakov Yu. A. *Poleznyy smerch. Izobretatel i ratsionalizator*. 1982. No 11. P. 24 – 25. [in Russian]

21. Letyagin V. G., Schukin V. K., Halatov A. A., Kozhevnikov A. V. *Gidravlichesкое soprotivlenie pri techenii zakruchennogo potoka v dlinnykh trubakh. Vihrevoy effekt i ego primenenie v tehnikе*: Sb.tr.Kuybyishevskogo aviatsionnogo in-ta, 1976. P. 203–209. [in Russian]

22. Badzhanov B. M., Seytasanov I. S. *Smeshenie strui v ogranichenom stenkami prostanstve*: Sbornik nauchn. trudov, posvyaschennykh 85-letiyu so dnya rozhdeniya R.Zh. Zhulaeva. Zhambyl, 1995. P.27-28. [in Russian]

23. Gilev A. V., Zbinets S. V. *Pnevmozeheksionnyy sposob udaleniya burovoy melochi iz tehnologicheskikh skvazhin*. *Vestnik Irkutskogo gosudarstv. tehnic. univers.* 2009. Vol.38. No 2. P. 20–22. [in Russian]

24. Abduramanov A. A., Abirov A. A. *Rezultaty eksperimentalnogo issledovaniya vihrevogo gidroelevatora*. *Nauchnyie issledovaniya v melioratsii i vodnom hozyaystke: sb. na-uchn. tr. VNIIVH*. 2004. Vol.41. No1. P.19–26. [in Russian]

25. Ermakov Yu. M., Drozdov A. N. *Vintovyye nasadki v razvitii struynnykh apparatov*. *Vestnik mashinostroeniya*. 1996. No 4. P. 43–44. [in Russian]

26. Sazonov Yu. A. *Razrabotka ustroystva, snizhayuschego differentsialnoe davlenie na zaboe skvazhiny i povyishayuschego skorost bureniya: dis. ...kand. tehn. nauk*. M., 1989. 176 p. [in Russian]

АНАЛІЗ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ПІДСИЛЕНОЇ ЦИЛІНДРИЧНОЇ ОБОЛОНКИ ПРИ ВІЛЬНИХ ПОПЕРЕЧНИХ КОЛИВАННЯХ

П. В. Ясній, Ю. І. Пиндус, М. І. Гудь*

ТНТУ;46001, м. Тернопіль, вул. Руська, 56,
e-mail: mishagud77@gmail.com

В роботі, базуючись на отриманих раніше результатах модального аналізу вільних поперечних коливань горизонтально орієнтованої циліндричної оболонки, яка підсилена зсередини стрингерами, виконано оцінку впливу частот і форм власних коливань на напружено-деформований стан для великого числа мод. Для визначення значень напружень при виникненні власних поперечних коливань застосовували метод скінченних елементів. Скінченноелементну модель тонкостінного підсиленого циліндра створювали в декартовій системі координат. Початок координат розміщений у центрі торця циліндра, у площині YZ . Побудову циліндра виконували вздовж осі X . Для побудови скінченно-елементної моделі оболонки використовували чотиривузловий елемент $SHELL181$, що характеризується шістьма ступенями свободи в кожному із вузлів. При скінченно-елементному моделюванні стрингерів використали лінійний двовузловий просторовий балковий елемент $BEAM188$ з шістьма ступенями свободи у кожному вузлі. Дані елементи придатні для лінійних, а також нелінійних задач з великими поворотами і (або) великими деформаціями. Геометричні параметри скінченноелементної моделі аналогічні I ступені ракети-носія, відповідно довжина циліндра – 6,3 м, діаметр – 1,8 м, товщина стінки – 0,0015 м. Для підсилення моделі використовували стрингери $PR109-4$ і $PR109-12$, які розташовували на внутрішній поверхні оболонки симетрично та з постійним кроком, відповідно до реальної конструкції. Оболонці та стрингерам надано фізико-механічні характеристики, притаманні матеріалу ДІБАТ, зокрема модуль Юнга $E = 7.2 \times 10^5$ МПа; коефіцієнт Пуассона $\nu = 0,3$; $\rho = 2,7 \cdot 10^4$ Н/м³. Досліджували характер зміни напружень при збільшенні частот власних коливань та визначали особливості розподілу. Визначали числові значення нормальних і дотичних напружень. Встановлено, що зі збільшенням частоти власних коливань відбувається зниження нормальних та дотичних напружень. Виявлено кривоплінійну характерність зміни напружень. Показано, що при другій формі коливань значення напружень внаслідок осесиметричності оболонки аналогічні першій формі. Обчислені значення дотичних напружень перевищують границю плинності матеріалу ДІБАТ.

Ключові слова: тонкостінна оболонка, циліндрична оболонка, власні коливання, стрингери, напруження.

В работе, основываясь на полученных ранее результатах модального анализа свободных поперечных колебаний горизонтально ориентированной цилиндрической оболочки, усиленной изнутри стрингерами, выполнена оценка влияния частот и форм собственных колебаний на напряженно-деформированное состояние для большого числа мод. Для определения значений напряжений при возникновении собственных поперечных колебаний применяли метод конечных элементов. Конечно-элементную модель тонкостенного усиленного цилиндра создавали в декартовой системе координат. Начало координат располагали в центре торца цилиндра, в плоскости YZ . Построение цилиндра выполняли вдоль оси X . Для построения конечно-элементной модели оболочки использовали четырехузловой элемент $SHELL181$, характеризующийся шестью степенями свободы в каждом из узлов. При конечно-элементном моделировании стрингеров использовали линейный двухузловой пространственный балочный элемент $BEAM188$ с шестью степенями свободы в каждом узле. Данные элементы пригодны для линейных, а также нелинейных задач с большими поворотами и (или) большими деформациями. Геометрические параметры конечно-элементной модели аналогичны I степени ракеты-носителя, соответственно длина цилиндра – 6,3 м, диаметр – 1,8 м, толщина стенки – 0,0015 м. Для усиления модели использовали стрингеры $PR109-4$ и $PR109-12$, которые располагали на внутренней поверхности оболочки симметрично и с постоянным шагом, в соответствии с реальной конструкцией. Оболочке и стрингерам придавали физико-механические характеристики, присущие материалу ДІБАТ, в частности модуль Юнга $E = 7.2 \times 10^5$ МПа; коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$; $\rho = 2,7 \cdot 10^4$ Н/м³. Исследовали характер изменения напряжений при увеличении частот собственных колебаний и определяли особенности распределения. Определяли численные значения нормальных и касательных напряжений. Установлено, что с увеличением частоты собственных колебаний происходит снижение нормальных и касательных напряжений. Выявлена криволинейная характерность изменения напряжений. Показано, что при второй форме колебаний численные значения напряжений в результате осесимметричности оболочки

аналогичны первой форме. Вычисленные значения касательных напряжений превышают предел текучести материала Д16АТ.

Ключевые слова: тонкостенная оболочка, цилиндрическая оболочка, собственные колебания, стрингеры, напряжение.

In this paper, based on the previously obtained results of modal analysis of free transverse oscillations of a horizontally oriented cylindrical shell, which is reinforced from the middle by stringers, the influence of frequencies and shapes of natural oscillations on the stress-strain state for a large number of modes is estimated. The finite element method was used to determine the stress values in the event of natural transverse oscillations. A finite element model of a thin-walled reinforced cylinder was created in the Cartesian coordinate system. The origin is located in the center of the cylinder end, in the YZ plane. The construction of the cylinder was performed along the X axis. To build a finite-element model of the shell, a four-node element SHELL181 was used, which is characterized by six degrees of freedom in each of the nodes. In the finite-element modeling of stringers, a linear two-node spatial beam element BEAM 188 was used, with six degrees of freedom in each node. These elements are suitable for linear as well as nonlinear problems with large turns and (or) large deformations. The geometrical parameters of the finite element model are similar to the first stage of the launch vehicle, respectively, the length of the cylinder is 6.3 m, diameter 1.8 m, wall thickness 0.0015 m. shells symmetrically and with a constant step, according to the actual design. The shell and stringers are given physical and mechanical characteristics characteristic of the D16AT material, in particular the Young's modulus $E = 7.2 \times 10^5$ MPa; Poisson's ratio $\nu = 0,3$; $\rho = 2,7 \cdot 10^4$ H/m³. The nature of voltage changes with increasing natural frequency oscillations was investigated and the peculiarities of the distribution were determined. Numerical values of normal and tangential stresses were determined. It is established that with the increase of the frequency of natural oscillations there is a decrease of normal and tangential stresses. The curvilinear characteristic of stress change is revealed. It is shown that in the second form of oscillations the numerical values of stresses, due to the axisymmetry of the shell, are similar to the first form. The calculated values of tangential stresses exceed the yield strength of the material D16AT.

Keywords: thin-walled shell, cylindrical shell, natural oscillations, stringers, stresses.

Постановка проблеми

Циліндричні оболонки широко застосовуються у різноманітних сферах промисловості. Так, зокрема, в аерокосмічній галузі циліндричні підсилені оболонки використовуються у ракетобудуванні як базовий конструктивний елемент при виготовленні обтікачів ракет-носіїв. Роль підсилюючих елементів виконують розміщені всередині оболонки стрингери та шпангоути. За звичних експлуатаційних умов обтікачі сприймають навантаження від оточуючого газового потоку, динамічного впливу двигунів. Однак, при транспортуванні до місця старту на обтікачі діє сукупність різноманітних навантажень. Зокрема, при транспортуванні авіаційним транспортом внаслідок турбулентності повітря та вертикальних прискорень обтікачі можуть здійснювати як вільні, так і вимушені коливання. Аналіз напружено-деформованого стану підсиленних циліндричних оболонок при вільних коливаннях має важливе значення для розв'язання задач втомної міцності підсиленних циліндричних оболонок при транспортуванні, зокрема авіаційним транспортом.

Аналіз відомих результатів досліджень

Дослідженням динаміки оболонкових елементів ракет-носіїв та підсиленних оболонкових елементів присвячені праці [1-4], наближені методи розрахунку підсиленних оболонок наведені у роботі [5]. Розрахункам підсиленних обо-

лонок методом скінченних елементів присвячені праці [6, 7]. Сучасні наукові праці [8-10] свідчать, що однією із найрезультативніших технологій для вирішення завдань оцінки напружено-деформованого стану циліндричних оболонок є використання програмного комплексу зі скінченно елементним моделюванням задач міцності ANSYS. Зазначені праці стосуються досліджень окремо взятих елементів конструкції ракети-носія і загальних умов експлуатації. Специфіка експлуатації та транспортування елементів конструкції ракет-носіїв вимагає оцінки напружено-деформованого стану, відповідно, їх міцності та втомної довговічності у кожному окремому випадку.

Метою роботи є оцінка впливу частоти та форми власних поперечних коливань на напружено-деформований стан підсиленних циліндричних оболонок. Вказана мета визначається необхідністю оцінки втомної міцності підсиленних циліндричних оболонок при транспортуванні авіаційними суднами.

Постановка задачі

З використанням методу скінченних елементів (МСЕ) дослідити вплив частоти і форми власних поперечних лінійних коливань на розподіл і числові значення напружень в тонкостінній підсиленій циліндричній оболонці.

Моделювання підсиленої тонкостінної оболонки

Чисельне моделювання здійснювали із використанням програмного комплексу ANSYS APDL, який базується на застосуванні методу скінченних елементів (МСЕ). Для визначення частот і форм (мод) власних коливань конструкції використовували модальний аналіз [11].

Скінченноелементну модель тонкостінного підсиленого циліндра створювали в декартовій системі координат. Початок координат розміщували у центрі торця циліндра (рис. 1), у площині YZ. Циліндр будували вздовж осі X.

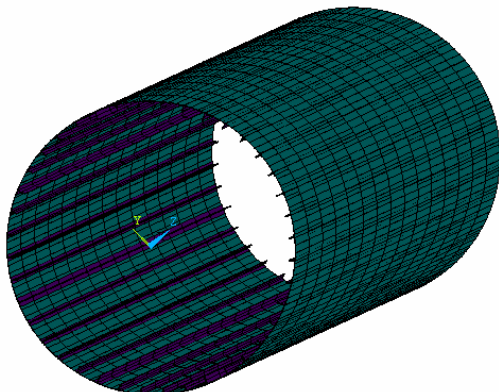


Рисунок 1 – Скінченноелементна модель тонкостінного циліндра, підсиленого стрингерами

Геометричні параметри скінченноелементної моделі аналогічні I ступені ракети-носія, відповідно довжина циліндра – 6,3 м, діаметр – 1,8 м, товщина стінки – 0,0015 м. Модель підсилювали стрингерами ПР109-4 (рис. 2 а) і ПР109-12 (рис. 2 б), які розташовували на внутрішній поверхні оболонки (рис. 3) симетрично та з постійним кроком, відповідно до реальної конструкції.

При моделюванні оболонки та стрингерів застосовували матеріал Д16АТ із такими механічними властивостями: модуль Юнга $E = 7.2 \times 10^5$ МПа; коефіцієнт Пуассона $\nu = 0,3$; $\rho = 2,7 \cdot 10^4$ Н/м³. Гравітаційне прискорення приймали рівним $g = 9,8$ м/с².

При створенні скінченноелементної моделі тонкостінного циліндра використовували елемент SHELL181 (рис. 4. а), який застосовується для розрахунку оболонкових конструкцій з малою або помірною товщиною. Елемент характеризується шістьма ступенями свободи в кожному із чотирьох вузлів: переміщення у напрямку осей X, Y і Z і повороти навколо осей X, Y і Z. Елемент може застосовуватись у лінійних і нелінійних задачах.

Стрингери моделювали, використовуючи лінійний двовузловий просторовий балковий

елемент BEAM 188 (рис. 4. б) з шістьма ступенями свободи у кожному вузлі: переміщення у напрямку осей X, Y і Z і повороти навколо вказаних осей. Даний елемент придатний для лінійних, а також нелінійних задач з великими поворотами і (або) великими деформаціями.

На підсилену стрингерами оболонку накладали граничні умови шляхом обмеження переміщень крайніх торцевих вузлів, що відповідають розрахунковій схемі шарнірно обпертої балки на двох опорах.

Результати досліджень

Базуючись на результатах модального аналізу [12], проведеного з використанням блокового методу Ланцоша, призначеного для пошуку значного числа мод (більше 40) для великих моделей, визначено розподіл та числові значення напружень.

Число шуканих "експандованих" мод визначалось потребами задачі (у нашому випадку – 100). Деформації конструкції під дією власної ваги враховували шляхом попереднього статичного розрахунку.

За результатами проведених обчислень напружень підсиленої циліндричної оболонки за першою модою (табл. 1) при частоті власних коливань 14,2 Гц помітно, що основні екстремуми напружень зосереджені вздовж поперечних осей оболонки.

Таблиця 1 – Максимальні значення напружень в тонкостінній підсиленій циліндричній оболонці при коливаннях з частотою в 14,2 Гц за I модою

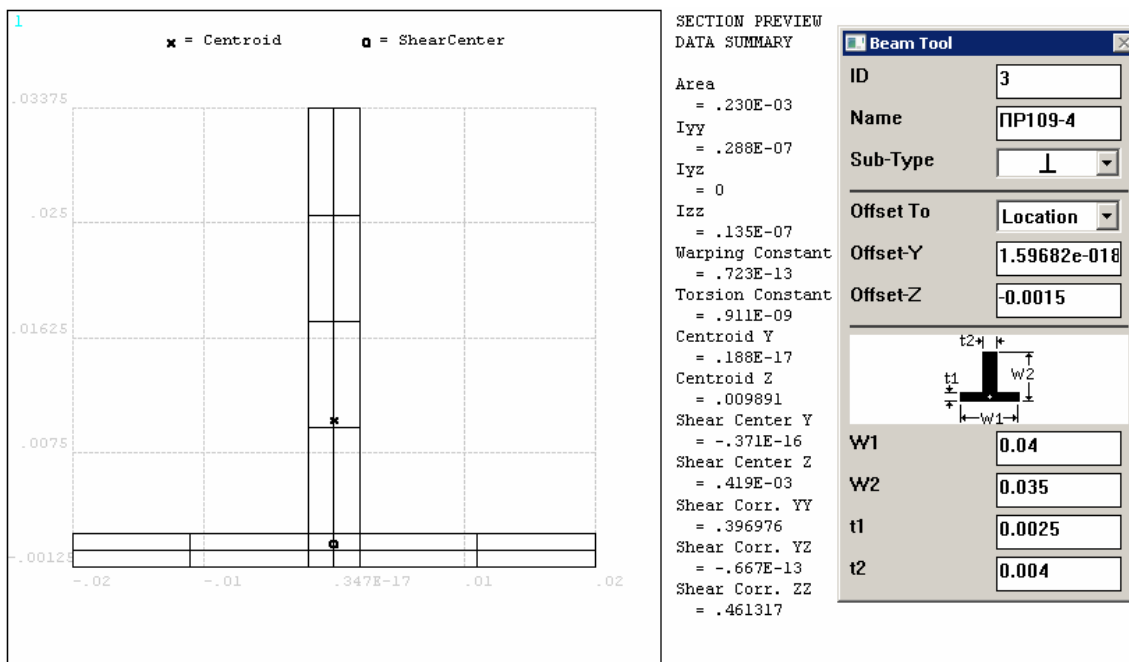
Напруження	Значення, МПа
σ_x	194,2
σ_y	337,8
σ_z	333,1
τ_{xy}	396,4
τ_{yz}	136,4
τ_{xz}	62,7

Розподіл нормальних напружень вздовж осей X, Y, Z наведено на (рис. 5-7).

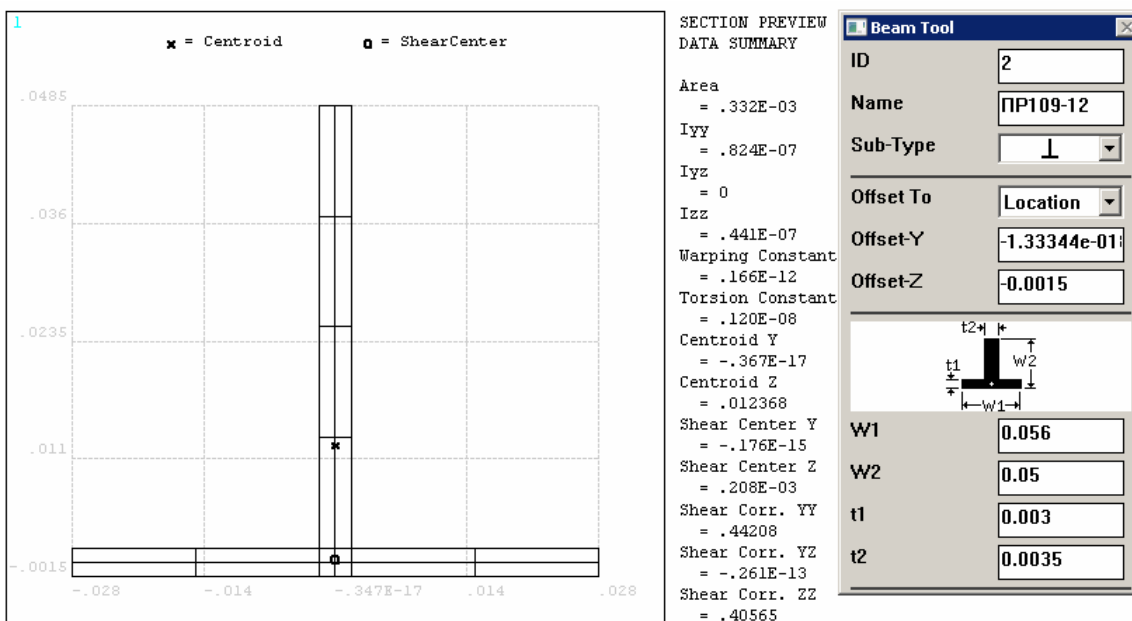
Як помітно з рис. 5-7, максимальні нормальні напруження знаходяться на вершинах поперечних та поздовжніх хвиль.

Місцями концентрації дотичних напружень, окрім вершин хвиль, є приопорні ділянки оболонки (рис. 8-10).

Результати оцінки впливу частоти власних коливань підсиленого циліндра на величину нормальних σ_y та дотичних напружень τ_{xy} , подано на рисунках 11 та 12 відповідно. Зазначені види



а)



б)

Рисунок 2 – Форма поперечного перерізу та геометричні параметри стрингерів ПР109-4 (а) і ПР109-12 (б)

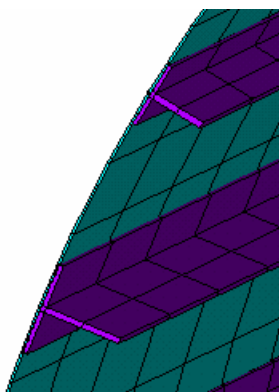
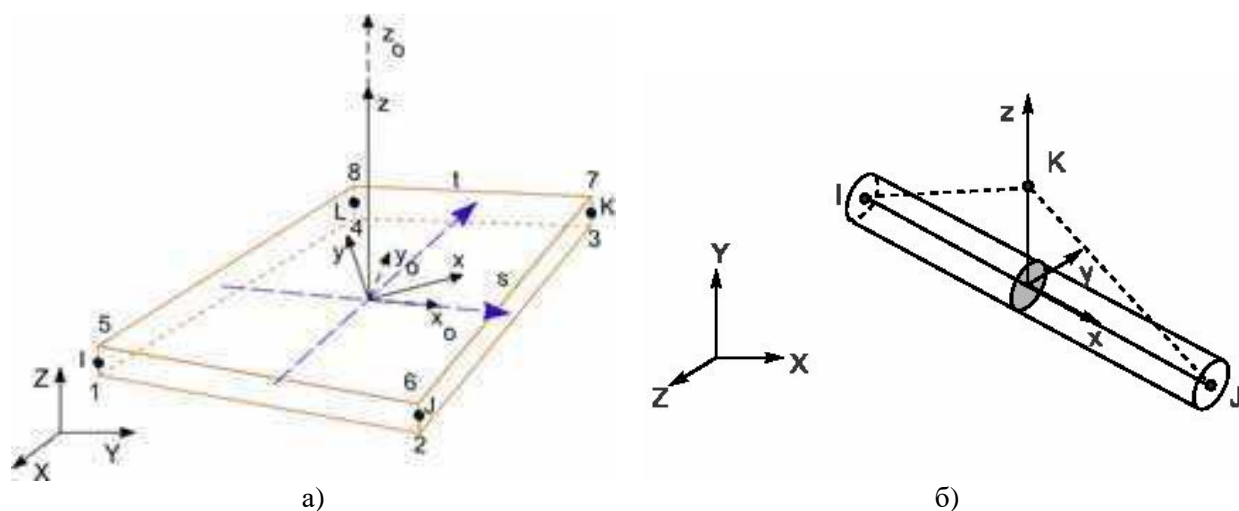


Рисунок 3 – Форма та розміщення



a – SHELL181; б – BEAM 188

Рисунок 4 – Типи елементів для створення моделі тонкостінного циліндра

напружень наведені з огляду на їх максимальне значення. В обох випадках характер зміни напружень майже обернено-пропорційний до частоти власних коливань підсиленої циліндричної оболонки. Проте, на відміну від величини нормальних напружень σ_y , значення дотичних напружень τ_{xy} перевищують границю плинності матеріалу Д16АТ.

У випадку з другою формою коливань, спостерігається аналогічне чисельне значення нормальних напружень σ_y (рис. 12).

Симетричний ефект спостерігається для другої форми коливань при виникненні дотичних напружень τ_{xy} (рис. 12).

Висновки

Чисельним методом при вертикальних прискореннях $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ досліджено вплив частот і форм власних лінійних коливань на напружено деформований стан тонкостінної циліндричної оболонки.

Виявлено:

Внаслідок осесиметричності скінченно-елементної моделі, підсиленої тонкостінної оболонки, чисельні значення нормальних та дотичних напружень при другій формі коливань збігаються.

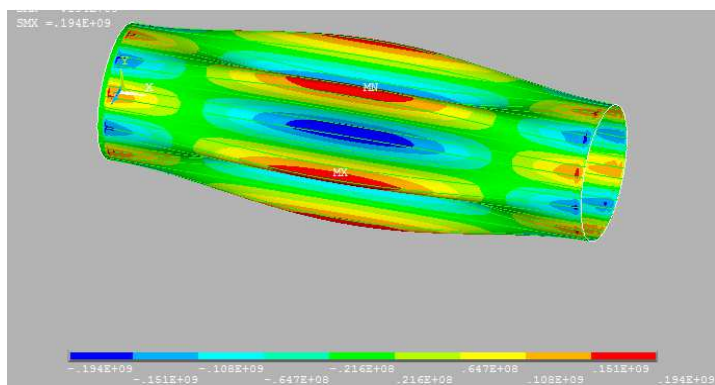
Криволінійний характер зміни нормальних σ_y та дотичних напружень τ_{xy} .

Значення нормальних та дотичних напружень знижуються із підвищенням частоти власних поперечних коливань підсиленої циліндричної оболонки.

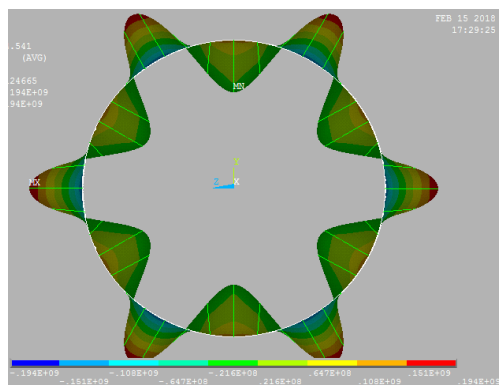
Визначені значення дотичних напружень τ_{xy} перевищують границю плинності матеріалу Д16АТ, на відміну від величини нормальних напружень σ_y .

Література

1. Прочность ракетных конструкций / В. И. Моссаковский, А. Г. Макаренко, П. И. Никитин, Ю. И. Савин, И. Н. Спиридонов. М.: Высшая школа, 1990. 358 с.
2. Амиро И. Я., Заруцкий В. А. Теория ребристых оболочек. К.: Наукова думка, 1980. 367 с.
3. Устойчивость ребристых оболочек вращения / И. Я. Амиро, О. А. Грачев, В. А. Заруцкий, А. С. Пальчевский, Ю. А. Санников. К.: Наукова думка, 1987. 180 с.
4. Андрианов И. В., Лесничая В. А., Лобода В. В., Маневич Л. И. Расчет прочности ребристых оболочек инженерных конструкций. Киев-Донецк: Вища школа, 1986. 167 с.
5. Лизин В. Т., Пяткин В. А. Проектирование тонкостенных конструкций. М.: Машиностроение, 1994. 247 с.
6. Расчеты машиностроительных конструкций методом конечных элементов: Справочник / Под общей редакцией В.И. Мяченкова. М.: Машиностроение, 1989. 456 с.
7. Кармишин А.В. Лясковец В. А., Мяченков В. И., Фролов А. Н. Статика и динамика тонкостенных оболочечных конструкций. М.: Машиностроение, 1975. 280 с.
8. Чернобрышко М. В. Аврамов К. В., Романенко В. Н., Кочуров Р. Е., Батутина Т. Я. Собственные колебания параболических обтекателей ракет-носителей. *Механіка та машинобудування*. 2013. № 1. С. 38 – 47.



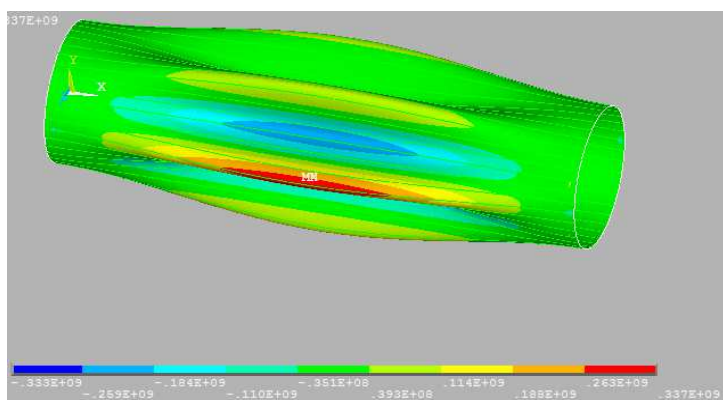
а)



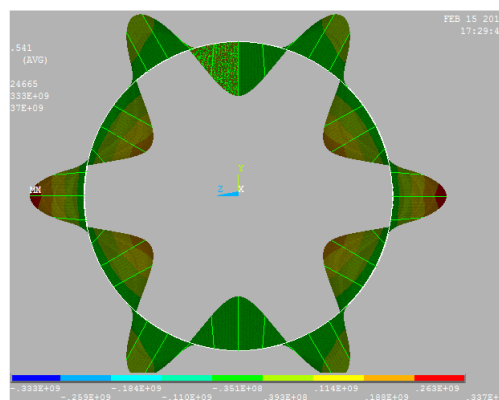
б)

а) вигляд збоку б) поперечний переріз оболонки

Рисунок 5 – Розподіл нормальних напружень вздовж осі X



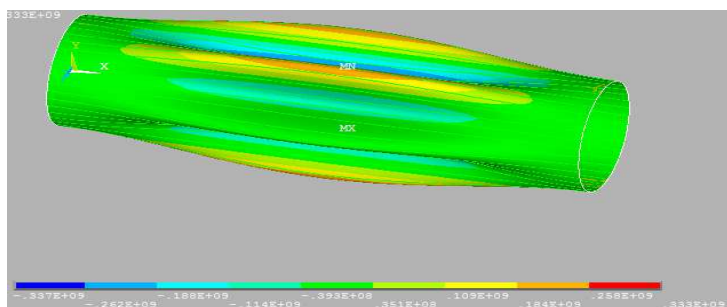
а)



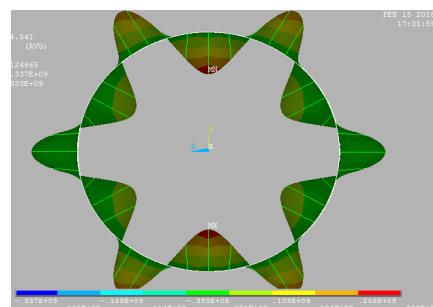
б)

а) вигляд збоку б) поперечний переріз оболонки

Рисунок 6 – Розподіл нормальних напружень вздовж осі Y



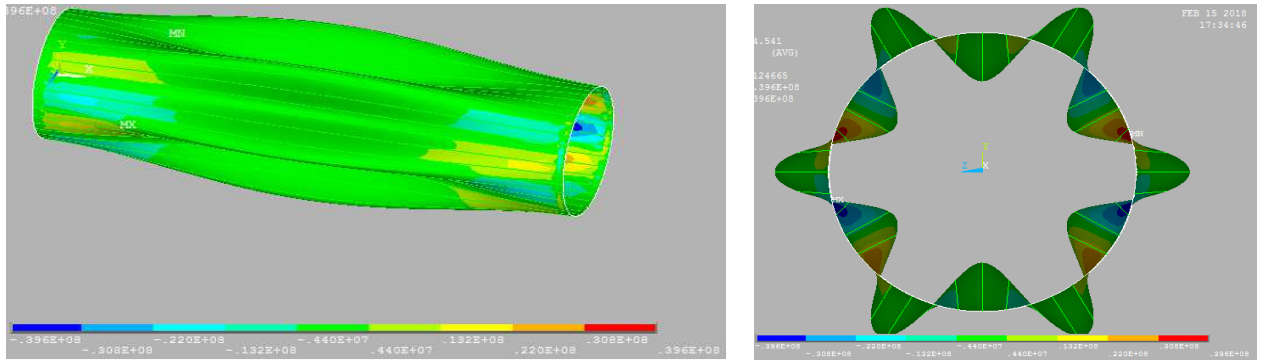
а)



б)

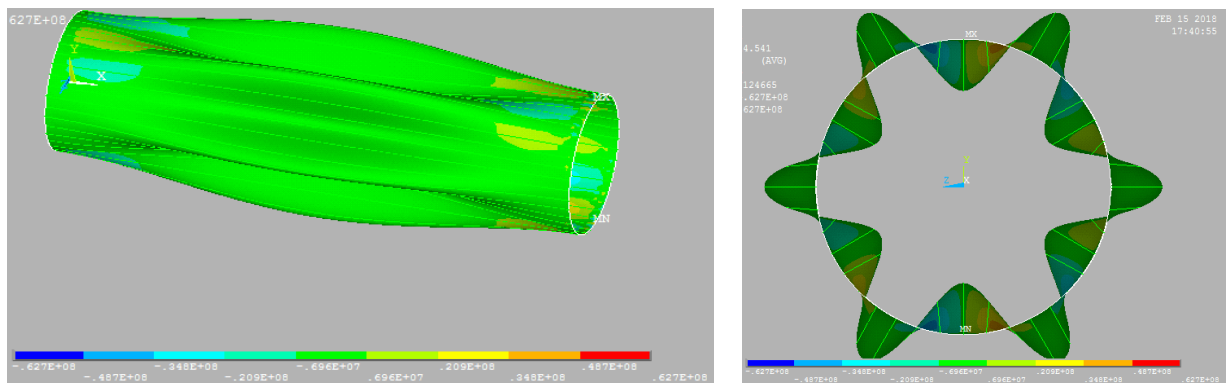
а) вигляд збоку б) поперечний переріз оболонки

Рисунок 7 – Розподіл нормальних напружень вздовж осі Z



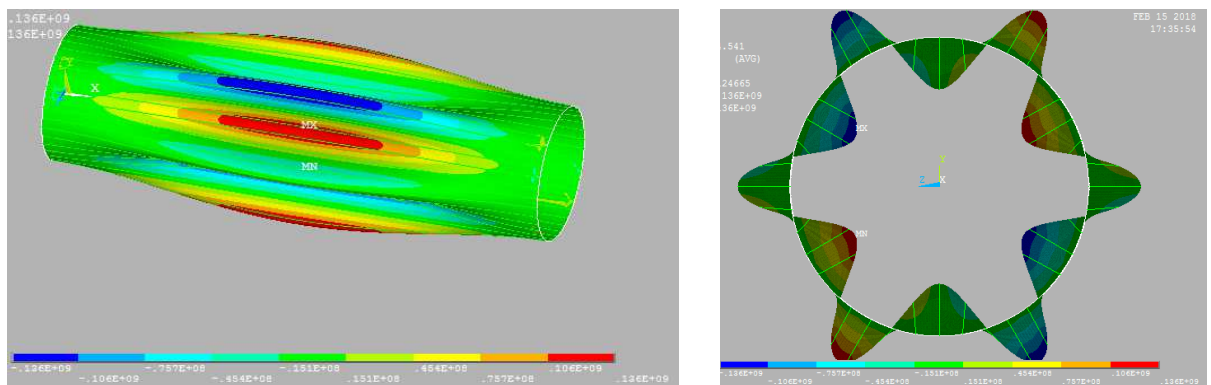
а) вигляд збоку б) поперечний переріз оболонки

Рисунок 8 – Розподіл дотичних напружень τ_{xy}



а) вигляд збоку б) поперечний переріз оболонки

Рисунок 9 – Розподіл дотичних напружень τ_{xz}



а) вигляд збоку б) поперечний переріз оболонки

Рисунок 10 – Розподіл дотичних напружень τ_{yz}

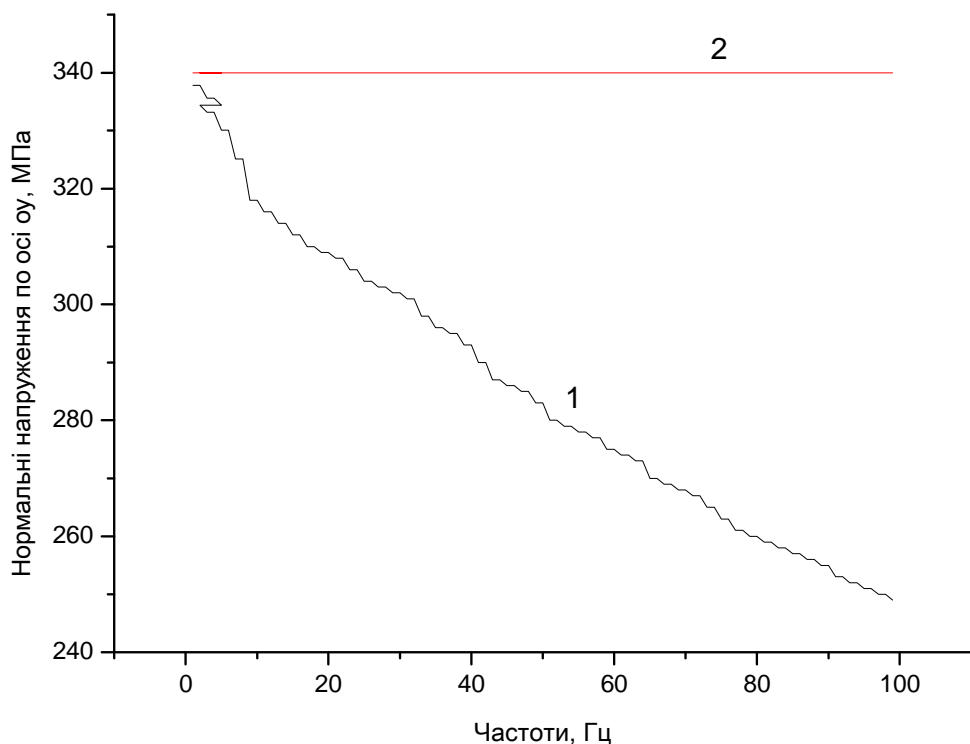


Рисунок 11 – Залежність величини нормальних напружень σ_y (1) від власних частот коливання підсиленої циліндричної оболонки при вертикальних прискореннях $g = 9,8 \text{ м/с}^2$.
2 – границя плинності σ_T

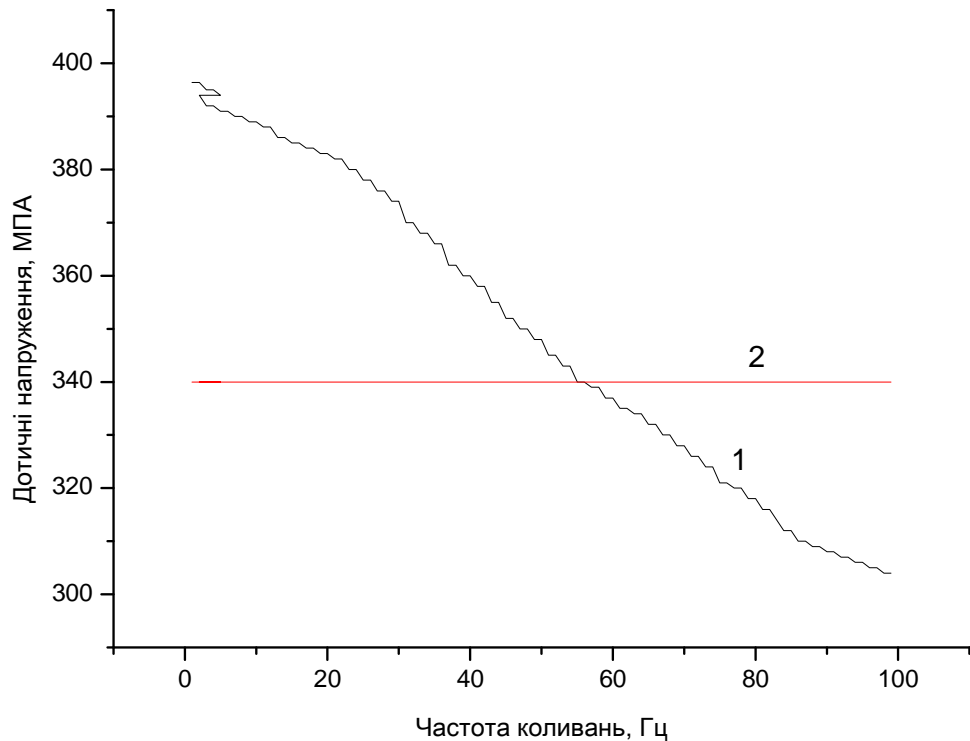


Рисунок 12 – Залежність величини дотичних напружень τ_{xy} (1) від власних частот коливання підсиленої циліндричної оболонки при вертикальних прискореннях $g = 9,8 \text{ м/с}^2$.
2 – границя плинності

9. Казаченко А. Л., Аврамов К. В., Чернобрывко М. В., Батутина Т. Я. Численный подход к расчету динамической неустойчивости параболических обтекателей ракетносителей. *Вопросы проектирования и производства конструкций летательных аппаратов*. 2014. Вып. 4. С. 44-54. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Pptvk_2014_4_6

10. Аврамов К. В., Жолос О. В. Свободные колебания оребренных тонкостенных цилиндрических обтекателей ракетносителей. *Вісник НТУ "ХПИ"*. 2015. № 55. С. 13-15.

11. Леонтьев Н.В. Применение системы ANSYS к решению задач модального и гармонического анализа. Нижний Новгород. 2006. 101 с.

12. Ясній П. В. Пиндус Ю. І., Гудь М. І. Аналіз частот і форм власних коливань підсиленних циліндричних оболонок. *Вісник Тернопільського національного технічного університету*. 2016. № 3. С. 7-15.

9. Kazachenko A. L., Avramov K. V., Chernobryivko M. V., Batutina T. Ya. Chislennyiy podhod k raschetu dinamicheskoy neustoychivosti parabolicheskikh obtekateley raketonositeley. *Voprosyi proektirovaniya i proizvodstva konstruktsiy letatelnykh apparatov*. 2014. Vol. 4. P. 44-54. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Pptvk_2014_4_6[in Russian]

10. Avramov K. V., Zholos O. V. Svobodnyie kolebaniya orebrennykh tonkostennykh tsilindricheskikh obtekateley raketonositeley. *Visnik NTU "HPI"*. 2015. No. 55. P. 13-15. [in Russian]

11. Leontev N.V. Primenenie sistemy ANSYS k resheniyu zadach modalnogo i garmonicheskogo analiza. Nizhniy Novgorod. 2006. 101 p. [in Russian]

12. Iasnii P. V. Pyndus Yu. I., Hud M. I. Analiz chastot i form vlasnykh kolyvan pidsylenykh tsylindrychnykh obolonok. *Visnyk Ternopilskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu*. 2016. № 3. P. 7-15. [in Ukrainian]

References

1. Prochnost raketnykh konstruktsiy / V. I. Mossakovskiy, A. G. Makarenkov, P.I. Nikitin, Yu. I. Savin, I. N. Spiridonov. M.: Vysshaya shkola, 1990. 358 p. [in Russian]

2. Amiro I. Ya., Zarutskiy V. A.. Teoriya rebristykh obolochek. K.: Naukova dumka, 1980. 367 p. [in Russian]

3. Ustoychivost rebristykh obolochek vrascheniya / I. Ya. Amiro, O. A. Grachev, V. A. Zarutskiy, A. S. Palchevskiy, Yu. A. Sannikov. K.: Naukova dumka, 1987, 180 p. [in Russian]

4. Andrianov I.V., Lesnichaya V. A., Loboda V. V., Manevich L. I. Raschet prochnosti rebristykh obolochek inzhenernykh konstruktsiy. Kiev-Donetsk: Vischa shkola, 1986. 167 p. [in Russian]

5. Lizin V. T., Pyatkin V. A. Proektirovanie tonkostennykh konstruktsiy. M.: Mashinostroenie, 1994. 247 p. [in Russian]

6. Raschety mashinostroitelnykh konstruktsiy metodom konechnykh elementov: Spravochnik / Pod obschey redaktsiyey V.I. Myachenkova. M.: Mashinostroenie, 1989. 456 p. [in Russian]

7. Karmishin A.V. Lyaskovets V. A., Myachenkov V. I., Frolov A. N. Statika i dinamika tonkostennykh oblochechnykh konstruktsiy. M.: Mashinostroenie, 1975. 280 p. [in Russian]

8. Chernobryivko M.V. Avramov K.V., Romanenko V.N., Kochurov R.E., Batutina T.Ya. Sobstvennyie kolebaniya parabolicheskikh obtekateley raket-nositeley. *Mehanika ta mashinobuduvannya*. 2013. No 1. P. 38 – 47. [in Russian]

Наука — виробництву

УДК 550.834

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-4(77)-50-61

АЛЬТЕРНАТИВНИЙ АЛГОРИТМ РАНЖУВАННЯ ПРОЄКТНИХ ПОШУКОВИХ СВЕРДЛОВИН, ЯКІ ОДНОЧАСНО РОЗКРИВАЮТЬ ПАСТКИ СТРУКТУРНОГО, ЛІТОЛОГІЧНОГО ТА ЗМІШАНОГО ГЕНЕЗИСУ (В МЕЖАХ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДДЗ)

¹І. Л. Михалевич, ²П. М. Кузьменко, ²С. Л. Архіпова, ²А. П. Тищенко

¹ ТОВ «КУБ-ГАЗ»; вул. Рилєєва, 10а, м. Київ, 04073, Україна,
e-mail: igor.mykhalevych@ukr.net

² ДП «Науканафтогаз»; вул. Київська, 8, м. Вишневе, Київська область, 08132, Україна,
e-mail: kuzmenko@naukanaftogaz.kiev.ua, tyshchenko@naukanaftogaz.kiev.ua,
arkhipova@naukanaftogaz.kiev.ua

Наведено альтернативний алгоритм ранжування проєктних пошукових свердловин, які, відповідно до моделі, одночасно розкривають пастки структурного, літологічного та змішаного генезису (в межах північного борту ДДЗ). Варто зазначити, що даний підхід може застосуватись виключно тоді, коли із сейсмічними даними проведено кількісну та якісну інтерпретацію і накопичено значний статистичний свердловинний матеріал (петрофізична характеристика та результати випробувань). В основу алгоритму ранжування покладено вплив структурного фактору, фактору аномалій у сейсмічному хвильовому полі та фактору коефіцієнту запасів. Кожен з цих показників проаналізований з точки зору вагомості його впливу на загальне ранжування свердловин. Найбільш вагомим, звісно, є структурний фактор, а літологічні об'єкти, виділені за результатами AVO-досліджень та стохастичної інверсії, йому підпорядковуються. Для вирішення вагомості кожного окремого об'єкту введено фактор коефіцієнту запасів. До прикладу, якщо горизонт позитивно характеризується за структурним фактором та по ньому отримано позитивний літологічний відгук, однак виділений він у горизонті з незначним видобутком та ресурсною базою, то він не матиме суттєвого впливу на загальну перспективність свердловини з мультигоризонтними перспективами. Відзначено, що наведені в статті аналітичні матеріали потребують ручного керування та аналітичних досліджень через призму знання геології об'єкту досліджень, особливостей геофізичних полів та інших геолого-промислових особливостей кожного окремого району. Також вони повинні враховувати гідродинамічну модель родовища, на якому (чи поруч з яким) закладаються пошукові свердловини. Наведено послідовний алгоритм з великою кількістю викладок, що демонструють стадійність процесу. Запропонований узагальнений підхід може успішно використовуватись як альтернативний для вирішення задач ранжування проєктних пошукових свердловин в інших нафтогазоносних регіонах України при виборі об'єктів для буріння в межах ще не опішуканих блоків поруч з уже розвіданими та відомими родовищами.

Ключові слова: ранжування проєктних свердловин, структурний фактор, фактор аномалій, коефіцієнт запасів.

Приведен альтернативный алгоритм ранжирования проектных поисковых скважин, которые, согласно модели, одновременно раскрывают ловушки структурного, литологического и смешанного генезиса (в пределах северного борта ДДЗ). Стоит отметить, что данный подход может применяться исключительно после проведения количественной и качественной интерпретации сейсмических данных и накопления

значительного объема статистического скважинного материала (петрофизическая характеристика и результаты испытаний). В основу алгоритма ранжирования положены влияние структурного фактора, фактора аномалий в сейсмическом волновом поле и фактора коэффициента запасов. Каждый из этих показателей проанализирован с точки зрения значимости его влияния на общее ранжирование скважин. Наиболее весомым, конечно же, является структурный фактор, а литологические объекты, выделенные по результатам AVO-исследований и стохастической инверсии, ему подчиняются. Для выделения значимости каждого отдельного объекта введен фактор коэффициента запасов. К примеру, если горизонт положительно характеризуется по структурному фактору и по нему получен положительный литологический отзыв, однако выделен он в горизонте с незначительной добычей и ресурсной базой, то он не будет иметь сильного влияния на общую перспективность скважины с мультигоризонтными перспективами. Отмечено, что приведенные в статье аналитические материалы требуют ручного управления и аналитических исследований сквозь призму знания геолога объекта исследований, особенностей геофизических полей и других геолого-промышленных особенностей каждого отдельного района. Также они должны учитывать гидродинамическую модель месторождения, на котором (или рядом с которым) закладываются поисковые скважины. Приведен последовательный алгоритм с большим количеством выкладок, демонстрирующий стадийность процесса. Предложенный обобщенный подход может, в качестве альтернативы, успешно использоваться для решения задач ранжирования проектных поисковых скважин в других нефтегазоносных регионах Украины при выборе объектов для бурения в пределах еще не опробованных блоков рядом с уже разведанными и известными месторождениями.

Ключевые слова: ранжирование проектных скважин, структурный фактор, фактор аномалий, коэффициент запаса.

The article dwells upon the alternative algorithm of ranging the project prospecting wells which according to their models should simultaneously penetrate the traps of structural, lithological and mixed origins (within the Northern Edge of Dnieper-Donets Rift). It should be mentioned that such approach can be applied only when seismic data were undergone qualitative and quantitative interpretation and when substantial static well materials have become available (petrophysical parameters and test data). The ranging algorithm is based on the influence of the following factors: structural factor, availability of anomalies within the seismic-wave field and the reserves factor. Each of these parameters has been analyzed from the point of view of importance of its influence on the well ranging. Naturally, the structural factor is the most important one, while lithological objects identified with the help of the results of AVO research and stochastic inversion, are the subordinate factors. In order to define the importance of each separate object, the reserves factor has been introduced. For instance, if the horizon is positive in terms of having the structural factor, and has got the lithological response, but it has been identified within the low production horizon and small resources zone, it will not make any serious impact on productivity of the multihorizontal well. It has been emphasized that materials set out in the Article require manual tuning and analytical research to be performed through the prism of knowledge on the object's geological features, geophysical field parameters and other geological and producing features in each separate region. In addition, hydrodynamic model of the field, on which, or close to which the prospecting wells will be located, should be taken into consideration. The Article contains a sequential algorithm entailing many computations demonstrating the stages of this process. The proposed general approach can be used as an alternative method for successful solving of tasks on ranging the project prospecting wells in other oil and gas producing regions of Ukraine for the purpose of choosing the drilling objects within the block which have not been prospected yet, but located close to the developed and known fields.

Key words: project wells ranging, structural factor, factor of anomaly presence, reserves factor.

Вступ

Буріння пошукових свердловин на нафту та газ завжди пов'язане з великими ризиками. Основна функція геолога у цій царині – це мінімізація геологічних ризиків (чи управління ними), максимальне однозначне та збалансоване ранжування об'єктів і проектних свердловин, визначення раціональної черговості буріння залежно від конкретної кон'юнктури ринку.

В даній статті мова піде про проблематику вибору об'єктів для пошукового буріння в межах однієї з ділянок північного борту ДДЗ в умовах достатньої розбуреності площі. У цій статті наведено альтернативний алгоритм для вирішення таких завдань через структурний фактор, фактор аномалій у сейсмічному хвильо-

вому полі та коефіцієнт запасів (і лише в останньому з них елемент суб'єктивізму є мінімальним). Безумовно, всі наведені математичні викладки потребують ручного керування та аналітичних досліджень через призму знання геології об'єкту досліджень, геофізики та особливостей кожного окремого району. Проте, загальні ідеї та погляди, викладені у цій статті, можуть, як альтернатива, успішно використовуватись для вирішення аналогічних задач і в інших регіонах.

Характеристика об'єкта досліджень

Площа ділянки дослідження складає близько 90 км². Орієнтовно 25 % площі займає антикліналь, яка достатньо добре розбурена і

перебуває на завершальній стадії експлуатації. Практично весь її залишковий потенціал можна відобути діючим фондом свердловин. 3D сейсмікою покрито 69 км² площі. Зроблено її структурно-тектонічну інтерпретацію з виділенням 16 реперних горизонтів, проведено AVO-аналіз [2, 5] та сейсмічну інверсію [3].

В межах площі дослідження пробурено 17 свердловин. Практично в кожній з них було отримано промислові дебіти газу, здебільшого у теригенних, значно менше – у карбонатних відкладах. Основна їх маса зосереджена в межах згаданої вище антикліналі (15) у північно-західній частині ділянки. Фонд працюючих свердловин – 13 (у більшості з них є об'єкти для переходів, повернення або окремо-роздільної експлуатації).

На даний час, видобуток проводиться з дев'яти горизонтів : С-6б, Б-8-9а, Б-7б, Б-7в, Б-6б, Б-3б, Б-2а, Б-1г, Б-1б. З різних причин ще понад 50 горизонтів із незначною потужністю (до 5 м) не перебувають в розробці, оскільки більшість з них не можуть бути ідентифіковані методами прогнозування за сейсмічними та свердловинними даними.

Основний регіональний горизонт (пісковик) – Б-7б, розробляється одночасно шістьма свердловинами. Всі інші поклади експлуатуються здебільшого однією (максимум двома) свердловиною.

Контур ліцензійної ділянки, схема покриття 3D сейсмікою та пробурені свердловини відображено на структурній карті горизонту Б-7б (див. рис.1).

Через особливості літології AVO-аналіз у цьому регіоні спрацьовує здебільшого в московських теригенних відкладах: вони залягають на менших глибинах та менш консолидовані. Умова для стійкого простеження та виділення AVO-аномалій (пористість більше 12-15 % та потужність в межах 15-20 м) в даному районі є проблематичним. Окрім того, закордонними компаніями було виділено значну кількість амплітудних аномалій у сейсмічному хвильовому полі за підсумованим сейсмічним кубом 3D. Деякі з них не узгоджуються зі структурним фактором, також вони не проаналізовані відповідно до підходів пре-стек аналізу сейсмічних даних (AVO-аналіз, пре-стек сейсмічні інверсії. Однією з основних проблем даної площі є тонкошаруватість та латеральна літологічна мінливість розрізу, малі ефективні газонасичені товщини, що лежать на межі роздільності сейсмічного методу, або, як правило, поза нею.

Відповідно було реалізовано проект з виконання стохастичної інверсії. Синхронна сто-

хастична інверсія мала на меті підвищити роздільну здатність прогнозу по вертикалі та по латералі з метою висвітлення змін властивостей пластів по горизонталі та прогнозу ділянок ймовірного вуглеводневого насичення в тонкошаруватому, літологічно мінливому розрізі.

Загалом опрацьовано даних сейсмічних досліджень 100 км² території, результати геофізичних досліджень низки свердловин, зокрема дані акустичного (кросдипольного) та щільнісного каротажу, дані по V_p та V_s . Застосовано методи кросплатингу за даними V_p/V_s та значень акустичного імпедансу для виокремлення зон з ймовірним вуглеводневим насиченням [1, 4].

Використовуючи два набори вищезазначених даних, а також маючи інформацію про те, які саме горизонти є газоносними, було наближено роздільну здатність сейсміки до роздільної здатності свердловин і потім прослідковано уже відомі нам газоносні горизонти з незначною потужністю далі по площі, виходячи за межі уже розвіданого і вичерпаного північно-західного блоку площі (антикліналь). Було враховано фактори газонасичення та літологічної мінливості. Паралельно з роботами по інверсії була переглянута і структурно-тектонічна модель площі.

Вихідною інформацією для початку робіт з ранжування пошукового буріння були:

- 1) оновлена структурно-тектонічна модель;
- 2) підсумки стохастичної інверсії по одинадцяти горизонтах (Probability, CrossPlot значень, V_p/V_s) – М-3, М-4, М-6, М-7, Б-1, Б-3, Б-6, Б-7, Б-8-9, Б-10, С-6;

3) у дев'яти свердловинах для пошукового буріння кожен окремий поклад може бути виділений або за структурним фактором, або виключно за фактором аномалії, або за їх комбінацією (що є оптимальним варіантом).

Це умовні свердловини 118, 117, 116, 115, 114', 113', 112, 29'', 28. Приклади зіставлення структурних карт та виділених аномалій у горизонтах М-4, Б-7 та С-6 наведено на рис. 2, 3, 4.

Таким чином, в даній статті вирішуються такі питання:

Що робити в такій ситуації, коли потрібно узгодити різні за потенційно продуктивними горизонтами свердловини, в яких кожен з горизонтів має різний потенціал в іншій локації відповідно до структурного фактору та фактору виділених аномалій?

Як порівняти перспективи цих різномірних об'єктів у кожній свердловині та потім визначитись з пріоритетністю буріння?

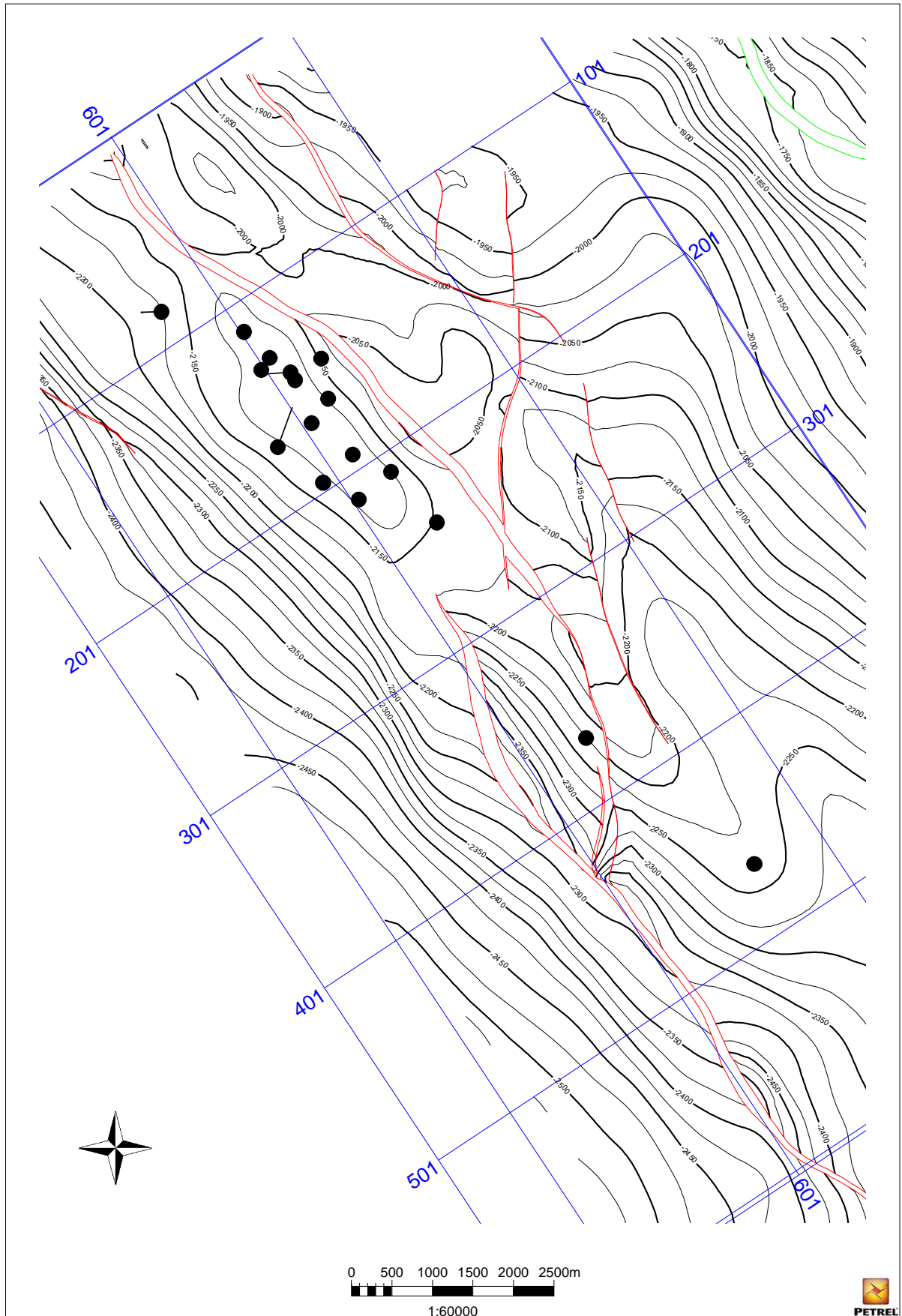


Рисунок 1 – Структурна карта горизонту Б-76 з головними структурними елементами та мережею 3Д спостережень

Горизонт М-4



Рисунок 2 – Фрагмент структурної карти з виділеними аномаліями по горизонту М-4

Горизонт Б-7

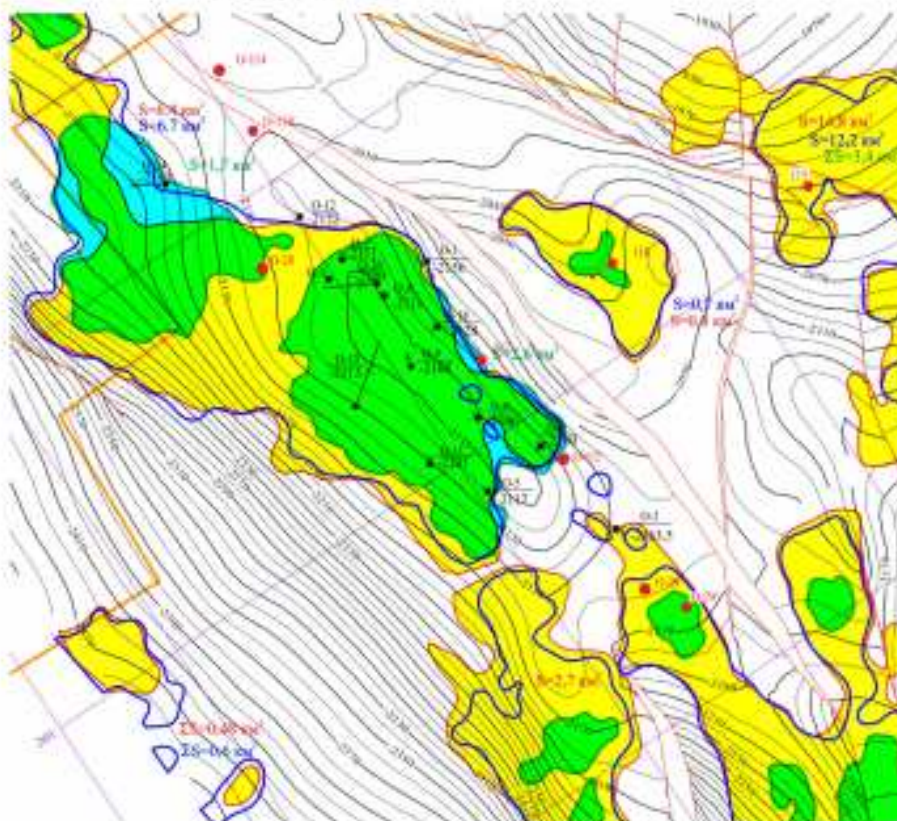


Рисунок 3 – Фрагмент структурної карти з виділеними аномаліями по горизонту Б-7

Горизонт С-6

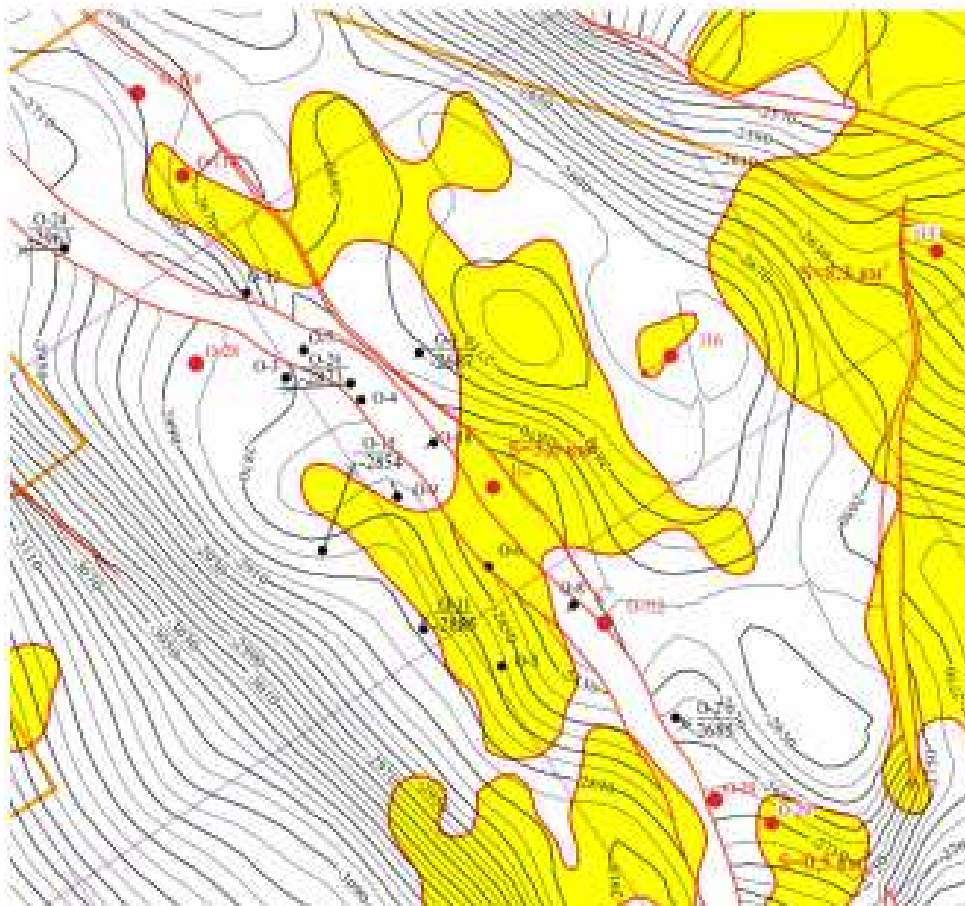


Рисунок 4 – Фрагмент структурної карти з виділеними аномаліями по горизонту С-6

Альтернативний алгоритм ранжування проєктних свердловин

На першому етапі було вирішено визначити три пріоритетні свердловини для буріння. Після аналізу всієї інформації було прийнято рішення застосувати три критерії для ранжування свердловин: структурний фактор, фактор аномалій та коефіцієнт запасів. Як це працює? Який алгоритм процесу?

- Структурний фактор (С.ф.). Якщо він однозначний – то це 65 % від 100, якщо спірний – то 32.

- Фактор аномалій (А.ф.). Його вплив на наявність покладу ми вирішили обмежити 35 %, і далі, якщо свердловина потрапляє в аномалію за Probability, то ймовірність існування цієї аномалії – 80 %, якщо за CrossPlot – 60%, якщо за V_p/V_s – 50 %. Відповідно множенням 35 % на 0,8, на 0,6 та 0,5 отримуємо 28 % (якщо свердловина в аномалії Probability), 21 % (якщо свердловина в аномалії CrossPlot) та 18 % (якщо свердловина в аномалії V_p/V_s , або розташована поруч з нею).

Так, всі неструктурні аномалії за можливістю існування в них покладу диференцію-

ються найкраще. Варто зазначити, що аномалії виділялись інтегрально. Окреслювалась товща горизонту (у неї входять всі підгоризонти від *a* до *d*). Якщо в цій товщі є хоч один газonosний (чи газоводonosний) пласт товщиною від 2 м і більше, то алгоритм стохастичної інверсії ідентифікує його як потенційно газonosний (в даному розрізі AVO працює з товщинами понад 10 м). Відповідно, в різних точках аномалії ми можемо мати її від різних горизонтів. Скажімо, від М-4а або від М-4б окремо, а ототожнюємо аномалію на карті, як від єдиного М-4.

При детальному аналізі (його елементи будуть наведені у статті нижче) було прийнято рішення для нейтрального та песимістичного варіантів градації – відкинути аномалії в горизонтах М-7 та Б-8-9 (як неоднозначні та складні для правильної інтерпретації), та аномалії в горизонті Б-10 (вапняк), оскільки вони виділені за акустичним імпедансом і є, здебільшого, характеристикою літології, а не насичення. Загальна оцінка фактору аномалій наведена у таблиці 1.

Коефіцієнт запасів (К.з.) – від 100. Були підсумовані всі запаси по обраних 11 горизонтах. Їх сумарне значення – це 100 %. Далі для

Таблиця 1 – Фактор аномалій по 9 свердловинах та 11 горизонтах

Продуктивні гор. / свердл.	Фактор аномалій								
	117	116	115	118	113'	114'	112'	28	29'
М3	-	-	-	-	-	+(21)	-	+	-
М4	+	+/(21)	+/-	+	+	+(28)	+/-	+	-
М6	+	-	-	-	-	+(18)	+	+	-
М7	-	+(28)	+	+/-	+/-	+/(21)	+	+/-	+(28)
В1	-	-	-	-/+	+	-	+	-	-
В3	+	+(21)	+	-	-	-	+/-	+	-
В6	+/-	+(21)	-	-	-	-/+	-	+	-
В7	+/-	+(28)	+	+	+	-	+/-	+	+(28)
В8-9	-	-	+	-	-	-	+	-	+(21)
В10	-	-	-	-	+	+(21)	-	+	+(21)
С6	-	+/(21)	+	+	-	+(21)	+	-	+(21)
Кількість попадань перетинів вертикальною свердловиною	5	6	6	5	5	7	8	8	5

+ потрапляє

+/- частково потрапляє, знаходиться на межі аномалії

-/+ знаходиться близько до аномалії або частково потрапляє

- не потрапляє

Таблиця 2 – Фактор величини коефіцієнту запасів станом на 01.01.2019 року, використані в роботі

Горизонт	Запаси (клас 111-122)+видобуток, млн. м ³	% від загального обсягу
М3	24	1.43
М4	24	1.43
М6	236.6	14.1
М7	15	0.89
В1	87.412	5.21
В3	70.543	4.21
В6	274.627	16.37
В7	654.492	39.01
В8-9	183.413	10.93
В10	12	0.72
С6	95.502	5.69
Сума	1677.589	100

зручності вони були перетворені на коефіцієнти (залежно від запасів кожного горизонту). Чим більші запаси кожного горизонту, тим більший вплив на загальний коефіцієнт перспективності свердловини вони мають. Остаточні результати за коефіцієнтом запасів наведені у таблиці 2.

Сума балів перспективності кожного окремого горизонту (S) в кожній окремій свердловині розраховується за формулою (С.ф. + А.ф.) x К.з. Далі для кожної окремої свердловини вони підсумовуються у загальний бал і, таким чином, формують ранжування пріоритетності буріння свердловин. Проте загальний бал кожної свердловини не враховує гідродинаміки та виснаження деяких покладів. Саме тому свердловини 28 та 112', попри найвищий

бал у фінальному ранжуванні, не можуть бути на перших місцях для пошукового буріння.

Наслідком робіт першого етапу стали таблиці 3 та 4 з підсумковим ранжування дев'яти свердловин за трьома критеріями та алгоритмом, що були детально описані вище.

Головні висновки після першого етапу робіт є наступними:

1. Існує певний залишковий потенціал свердловин 28 та 112' для дорозвідки покладів, що вже перебувають в експлуатації, але, не зважаючи на високі бали, більшість горизонтів тут уже виснажені, що доводять дані промислової розробки та гідродинамічного моделювання. Тобто це свердловини 2-ої черги.

Таблиця 3 – Результати аналізу свердловин за трьома критеріями (перша частина)

Продуктивні гор. / свердл	117			116			115			118			113'						
	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S			
фактор	0	0	0,014	0	0	0,014	0	0	0,014	0	0	0,014	0	0	0,014	0,448			
M3	0	0	0,014	0	0	0,014	0	0	0,014	0	0	0,014	0	0	0,014	0,448			
M4	0	28	0,014	0,392	65	21	0,014	1,204	0	21	0,014	0,294	32	21	0,014	0,742			
M6	0	18	0,141	2,538	65	0	0,141	9,165	0	0	0,141	0	32	0	0,141	4,512			
M7	0	0	0,0089	0	32	28	0,0089	0,534	0	28	0,0089	0,249	0	21	0,0089	0,187			
B1	0	0	0,052	0	32	0	0,052	0,896	0	0	0,052	0	0	0	0,052	0			
B3	0	21	0,042	0,882	0	21	0,042	1,664	0	21	0,042	0,882	0	0	0,042	0			
B6	0	21	0,164	3,444	0	21	0,164	3,444	0	0	0,164	0	0	0	0,164	0			
B7	0	21	0,39	8,19	0	28	0,39	10,92	0	21	0,39	7,56	0	21	0,39	8,19			
B8-9	0	0	0,109	0	0	0	0,109	0	0	21	0,109	8,19	0	0	0,109	0			
B10	0	0	0,0072	0	0	0	0,0072	0	0	0	0,0072	0	0	0	0,0072	0			
C6	0	0	0,057	0	0	21	0,057	1,197	32	21	0,057	3,021	0	21	0,057	1,197			
Заг. бал				15,446				29,024				20,196				15,276			

Таблиця 4 – Результати аналізу свердловин за трьома критеріями (друга частина)

Продуктивні гор. / свердл	114'			112'			28			29'									
	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S			
фактор	65	21	0,014	1,204	65	18	0,014	1,162	65	21	0,014	1,204	0	0	0,014	0			
M3	65	21	0,014	1,204	65	18	0,014	1,162	65	21	0,014	1,204	0	0	0,014	0			
M4	32	28	0,014	0,84	65	18	0,014	1,162	32	28	0,014	0,84	65	0	0,014	0,91			
M6	65	18	0,141	11,703	65	21	0,141	12,126	65	18	0,141	11,703	65	0	0,141	9,165			
M7	65	18	0,0089	0,739	65	28	0,0089	0,828	65	18	0,0089	0,739	65	28	0,0089	0,828			
B1	65	0	0,052	3,38	65	21	0,052	4,472	65	0	0,052	3,38	65	0	0,052	3,38			
B3	32	0	0,042	1,344	65	18	0,042	3,486	65	21	0,042	3,612	65	0	0,042	2,73			
B6	32	21	0,164	8,692	65	0	0,164	10,66	65	21	0,164	14,104	65	0	0,164	10,66			
B7	65	0	0,39	25,35	65	28	0,39	36,27	65	28	0,39	36,27	0	28	0,39	10,92			
B8-9	65	0	0,109	7,085	65	28	0,109	10,137	65	18	0,109	9,047	0	21	0,109	2,289			
B10	65	21	0,0072	0,62	65	0	0,0072	0,468	65	21	0,0072	0,62	0	21	0,0072	0,151			
C6	65	21	0,057	4,902	0	21	0,057	1,197	65	0	0,057	3,705	0	21	0,057	1,197			
Заг. бал				65,859				81,968				85,224				42,23			

2. Необхідно виходити за межі вже розбуреної антикліналі та бурити одну із трьох пошукових свердловин: 29', 116, 114'. Кожна з свердловин опощує різні об'єкти, тому не залежить одна від одної. Тож в ідеалі мали б бути пробурені всі ці три свердловини. Питання лише в черговості.

3. На другому етапі робіт перейти до глибшого аналізу свердловин 114', 29' та 116.

Головною ідеєю другого етапу було створення трьох сценаріїв комбінацій структурного фактору, фактору аномалій та коефіцієнту запасів – оптимістичного, нейтрального та песимістичного для трьох пріоритетних свердловин, обраних на першому етапі. Коефіцієнт запасів є сталою величиною, що ж до фактору аномалій, то в нейтральному та песимістичному варіантах для свердловин 114', 29' та 116 відкидалися аномалії по горизонтах М-7, Б-8-9 та Б-10. Для свердловини 114' в песимістичному варіанті також були відкинуті горизонти М-3 та Б-6б через близьке їх розташування до умовного газоводяного контакту.

Найскладніше було визначитись із структурним фактором. Важко було виокремити зону спільного погляду на нього. Для додаткового незалежного аналізу щодо питання ранжування свердловин було залучено сім експертів зі стажем роботи в нафтогазовій галузі понад 10 років. Вони показали доволі різний погляд на структурні побудови по обраних одинадцяти ключових горизонтах, що підтвердило складність району та змусило детально проаналізувати комбінацію структурних карт та розрізів. У підсумку, в оптимістичному, нейтральному та песимістичному варіантах авторами змодельовано найбільш правильні, на їх особистий погляд, підходи до використання структурного фактору. Погляди на структурний фактор різних фахівців відображено в таблицях 5, 6 та 7.

В процесі аналізу структурного фактору, через інколи спірні погляди на інтерпретацію структурної моделі, було прийнято рішення про її перегляд за деякими з ключових горизонтів, і вже після цього було сформульовано остаточне бачення щодо того, як використовувати структурний фактор в оптимістичному нейтральному та песимістичному варіантах. Остаточне бачення було закладено в підсумкову модель, яка представлена у таблицях 8, 9 та 10.

Результати робіт другого етапу представлені у таблиці 11, яка яскраво демонструє оптимістичне ранжування, щодо пріоритетності буріння свердловин 114', 29' та 116.

Як видно з підсумкової таблиці, найбільш перспективними свердловинами для пошукового буріння є 114' та 29'. Високий бал перспективності свердловини 116 в песимістичному варіанті пояснюється тим, що вона знаходиться в іншому блоці, де ще немає свердловин і, відповідно, немає таких обмежуючих факторів, як, наприклад, ГВК чи дренавання іншими свердловинами. Також валідація свердловини 116 потребує більш детального аналізу структурного фактору та, можливо, повторної обробки сейсміки з більш детальним аналізом статичних поправок. Попри незначну перевагу у песимістичному варіанті свердловини 29', свердловина 114' за більшістю факторів та параметрів виглядає кандидатом №1 для пошукового буріння на цій площі і її очевидним бонусом є ймовірне руслове тіло із структурним контролем (горизонт М-4), у якому очікуються збільшені потужності та пористість (від 20 м та 20 % відповідно). Незважаючи на другу позицію, свердловина 29' теж має високий пріоритет для буріння, оскільки розкриває інший від 114' фланг головної антикліналі, та має непогані перспективи в горизонті Б-7, який на родовищі характеризується найбільшими запасами та кумулятивним видобутком.

Висновки

Стосовно викладеного у даній статті матеріалу, що розглядає окрему ділянку в межах північного борту ДДЗ, бачимо, що інколи при вирішенні завдання вибору пріоритетних свердловин для пошукового буріння перед геологами та геофізиками виникає багато складних питань. Як, наприклад, порівнювати перспективи структурних та літологічних пасток, чи як при мультигоризонтності правильно враховувати вагу кожного горизонту окремої свердловини. У цій статті наведено альтернативний алгоритм до вирішення завдань подібного типу: через структурний фактор, фактор аномалій у сейсмічному хвильовому полі та через коефіцієнт запасів (і лише в останньому з них елемент суб'єктивізму є мінімальним). Безумовно, всі наведені аналітичні викладки потребують ручного керування та аналітичних досліджень через призму знання геології об'єкту досліджень, геофізики та особливостей кожного окремого району. Проте, загальні ідеї та погляди, викладені у цій статті, можуть, як альтернатива, успішно використовуватись для вирішення аналогічних задач і в інших регіонах.

Таблиця 5 – Думки семи експертів із приводу структурного фактору та зона спільного погляду на нього стосовно свердловини 114' Структурний фактор 114'

Продуктивні гор. / свердл.	Експерт №1	Експерт №2	Експерт №3	Експерт №4	Експерт №5	Експерт №6	Експерт №7
М3	+	+	-	+	+	+	+
М4	+/-	+	-	+	+	+	+
М6	+	+/-	-	+	+	+	+
М7	+	+	-	+	+	+	+
В1	+	+/-	-	+/-	+	+	+
В3	+/-	+/-	+/-	+/-	+	+	+
В6	+/-	+/-	+/-	+	+	-	+
В7	+	+/-	-	+	-	-	+
В8-9	+	+/-	-	+/-	-	-	+
В10	+	+/-	-	-	+	-	+
С6	+	-	-	+	+	-	+

Таблиця 6 – Думки семи експертів із приводу структурного фактору та зона спільного погляду на нього стосовно свердловини 29' Структурний фактор 29'

Продуктивні гор. / свердл.	Експерт №1	Експерт №2	Експерт №3	Експерт №4	Експерт №5	Експерт №6	Експерт №7
М3	-	-	-	+	-	-	+/-
М4	+	+/-	-	-	-	+	+
М6	+	+	-	+	-	+	+
М7	+	+	-	+	+	+	+
В1	+	+/-	-	+	+	+	+
В3	+	-	+/-	+/-	-	+	+
В6	+	-	+/-	+/-	-	+	+
В7	-	-	-	+	-	+	+/-
В8-9	-	-	-	+/-	+	+	+/-
В10	-	-	-	-	-	-	-
С6	-	-	-	-	-	-	-

Таблиця 7 – Думки семи експертів із приводу структурного фактору та зона спільного погляду на нього стосовно свердловини 116 Структурний фактор 116

Продуктивні гор. / свердл.	Експерт №1	Експерт №2	Експерт №3	Експерт №4	Експерт №5	Експерт №6	Експерт №7
М3	-	-	-	-	+	-	+
М4	+	-	-	-	+	-	+
М6	+	+	-	+	+	-	+
М7	+/-	+	-	+	+	-	+/-
В1	+/-	+/-	+/-	+/-	+	-	+
В3	-	-	+/-	+/-	-	-	+/-
В6	-	-	+/-	+	-	-	+/-
В7	-	-	-	+/-	-	-	+/-
В8-9	-	-	-	+/-	-	-	+/-
В10	-	-	-	-	-	-	+/-
С6	-	-	-	-	-	-	-

ВИДІЛЕНО: Зона спільного погляду на структурний фактор

Таблиця 8 – Варіанти фінальної градації свердловини 116

Продуктивні гор./свердл	оптимістичний				нейтральний				песимістичний			
	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S
фактор	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S
М3	65	0	0,014	0,91	0	0	0,014	0	0	0	0,014	0
М4	65	21	0,014	1,204	65	21	0,014	1,204	0	21	0,014	0,294
М6	65	0	0,141	9,165	65	0	0,141	9,165	65	0	0,141	9,165
М7	65	28	0,0089	0,8277	32	0	0,0089	0,285	65	0	0,0089	0,5785
В1	65	0	0,052	3,38	32	0	0,052	1,664	32	0	0,052	1,664
В3	0	21	0,042	0,882	0	21	0,042	0,882	0	21	0,042	0,882
В6	0	21	0,164	3,444	0	21	0,164	3,444	0	21	0,164	3,444
В7	0	28	0,39	10,92	0	28	0,39	10,92	0	28	0,39	10,92
В8-9	0	0	0,109	0	0	0	0,109	0	0	0	0,109	0
В10	0	0	0,0072	0	0	0	0,0072	0	0	0	0,0072	0
С6	0	21	0,057	1,197	0	21	0,057	1,197	0	21	0,057	1,197
Заг. бал.	31,9297				28,761				28,1445			

Таблиця 9 – Варіанти фінальної градації свердловини 29'

Продуктивні гор./свердл	оптимістичний				нейтральний				песимістичний			
	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S
фактор	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S
М3	32	0	0,014	0,448	0	0	0,014	0	0	0	0,014	0
М4	65	0	0,014	0,91	65	0	0,014	0,91	32	0	0,014	0,448
М6	65	0	0,141	9,165	65	0	0,141	9,165	65	0	0,141	9,165
М7	65	28	0,0089	0,828	65	0	0,0089	0,579	65	0	0,0089	0,5785
В1	65	0	0,052	3,38	65	0	0,052	3,38	32	0	0,052	1,664
В3	65	0	0,042	2,73	65	0	0,042	2,73	0	0	0,042	0
В6	65	0	0,164	10,66	65	0	0,164	10,66	0	0	0,164	0
В7	32	28	0,39	23,4	0	28	0,39	10,92	0	28	0,39	10,92
В8-9	32	21	0,109	5,777	0	0	0,109	0	0	0	0,109	0
В10	0	21	0,0072	0,151	0	0	0,0072	0	0	0	0,0072	0
С6	0	21	0,057	1,197	0	21	0,057	1,197	0	21	0,057	1,197
Заг. бал.	58,646				39,541				23,9725			
					мінус аномалії по М-7, Б-8-9, Б-10				мінус аномалії по М-7, Б-8-9, Б-10			

Таблиця 10 – Варіанти фінальної градації свердловини 114'

Продуктивні гор./свердл	оптимістичний				нейтральний				песимістичний			
	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S
фактор	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S	с.ф.	а.ф.	к зап.	S
М3	65	21	0,014	1,204	65	21	0,014	1,204	0	21	0,014	0,294
М4	32	28	0,014	0,84	65	28	0,014	1,302	65	28	0,014	1,302
М6	65	18	0,141	11,703	65	18	0,141	11,703	65	18	0,141	11,703
М7	65	18	0,0089	0,739	65	0	0,0089	0,5785	0	0	0,0089	0
В1	65	0	0,052	3,38	32	0	0,052	1,664	65	0	0,052	3,38
В3	32	0	0,042	1,344	32	0	0,042	1,344	0	0	0,042	0
В6	32	21	0,164	8,692	65	21	0,164	14,104	0	21	0,164	3,444
В7	65	0	0,39	25,35	65	0	0,39	25,35	0	0	0,39	0
В8-9	65	0	0,109	7,085	32	0	0,109	3,488	0	0	0,109	0
В10	65	21	0,0072	0,619	0	0	0,0072	0	0	0	0,0072	0
С6	65	21	0,057	4,902	65	21	0,057	4,902	0	21	0,057	1,197
Заг. бал.	65,858				65,6395				21,32			
					мінус аномалії по М-7, Б-8-9, Б-10				мінус М-3, М-7, Б-6б, Б-10 на межі вильоту за УГВК чи дренуванням			

Таблиця 11 – Підсумкова таблиця ранжування пріоритетності буріння свердловин

Свердловина/ критерій	Оптимістичний варіант	Нейтральний варіант	Песимістичний варіант	Сума	Середнє значення
114'	65,858	65,640	21,32	152,818	50,939
29'	58,646	39,541	23,972	122,160	40,72
116	31,930	28,761	28,145	88,836	29,612

Література

1. Castagna, J. P., and H. W. Swan, 1997, Principles of AVO crossplotting: The Leading Edge, 17. P. 337–342.

2. Rutherford S. R., Williams R. H. Amplitude-versus-offset variation in gas sands. *Geophysics*. 1989. Vol. 54, No 6. P. 680–688.

3. Verwest B., Masters R., Sena A. Elastic Impedance Inversion. *SEG, Expanded Abstracts* 19, 2000. P. 1580 – 1582.

4. Zijian Zhang, Daniel R. McConnell, De-hua Han, Gulf of Mexico AVO crossplot analysis in unconsolidated sediments containing gas hydrate and free gas: Green Canyon <http://dx.doi.org/10.1190/segam2012-1104.1>.

5. Zoeppritz K. On the reflection and propagation of seismic waves. *Erdbebenwellen VIII B, Göttinger Nachrichten*. 1919. Vol. I. P. 66–84.

ВПЛИВ ГЕОМЕХАНІЧНИХ ПРОЦЕСІВ НА ПЛАСТОВИЙ ТИСК ПРИ ТРИВАЛІЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

*А. Ф. Булат, В. В. Лукінов, К. А. Безручко, О. В. Приходченко**

*Інститут геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова НАН України;
вул. Сімферопольська, 2А, м. Дніпро, 49005, тел. 097-530-46-43,
e-mail: PrikhodchenkoIGTM@gmail.com*

Практичний досвід експлуатації вуглеводневих родовищ підтверджує наявність геомеханічних процесів та їх значний вплив на стан газонасиченого масиву гірських порід. Метою роботи було з'ясування геологічних умов формування техногенних колекторів та залучення додаткових обсягів газу під дією геомеханічних чинників під час експлуатації газових родовищ. Проведено детальний аналіз відомих газових та газоконденсатних родовищ Східного нафтогазоносного регіону України, зокрема визначено зміни пластових тисків вуглеводневих родовищ у процесі експлуатації, розраховано значення геостатичних та ефективних тисків порід, зіставлено потужності поверхів газонасиченості та обсяги приросту запасів газу, що дозволило визначити вплив геомеханічних процесів на отримання додаткових обсягів газу. Факт підвищення пластового тиску на кількох газоконденсатних родовищах, що перебувають на пізній стадії розробки, підтверджує дію механізму формування додаткових джерел надходження вуглеводнів за рахунок геомеханічного чинника. Показано, що на першому етапі експлуатації вуглеводневих родовищ визначальну роль у формуванні стану газонасиченого масиву відіграють геологічні критерії. З часом в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні, які сприяють залученню додаткових обсягів газу. При цьому отриманий приріст запасів на деяких родовищах складає до 50% і більше. Встановлено, що додаткові обсяги газу прямопропорційні потужності поверху газонасиченості та загальному об'єму газонасної структури. Найбільш перспективними, з точки зору досліджуваного механізму (сприятливими з огляду на формування додаткових колекторів техногенного генезису), є багатопластові родовища піщано-алеґритувального складу з великою кількістю продуктивних горизонтів та без потужних витриманих флюїдоупорів у межах єдиного поверху газонасиченості з гідродинамічним зв'язком між продуктивними пластами.

Ключові слова: газові родовища, геомеханічні процеси, обсяги газовидобутку, пластовий тиск.

Практический опыт эксплуатации углеводородных месторождений подтверждает наличие геомеханических процессов и их значительное влияние на состояние газонасыщенного массива горных пород. Целью работы является определение геологических условий формирования техногенных коллекторов и привлечения дополнительных объемов газа под воздействием геомеханических факторов при эксплуатации газовых месторождений. Проведен детальный анализ известных газовых и газоконденсатных месторождений Восточного нефтегазоносного региона Украины, в частности определены изменения пластовых давлений углеводородных месторождений в процессе эксплуатации, рассчитаны значения геостатических и эффективных давлений пород, сопоставлены мощности этажей газонасичености и объемы прироста запасов газа, что позволило определить роль геомеханических процессов в способствовании получения дополнительных объемов газа. Увеличение пластового давления на ряде газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, подтверждает действие механизма формирования дополнительных источников поступления углеводородов за счет геомеханического фактора. Показано, что на первом этапе эксплуатации углеводородных месторождений определяющую роль в формировании состояния газонасыщенного массива играют геологические критерии. Со временем в процессе эксплуатации месторождения к геологическим критериям добавляются геомеханические, которые способствуют привлечению дополнительных объемов газа. При этом полученный прирост запасов на некоторых месторождениях составляет до 50% и более. Установлено, что дополнительные объемы газа прямопропорциональны мощности этажа газонасичености и общему объему газонасичености структуры. Наиболее перспективными, с точки зрения исследуемого механизма (благоприятными ввиду формирования дополнительных коллекторов техногенного генезиса), являются многопластовые месторождения песчано-алеґритувального состава с большим количеством продуктивных горизонтів и без мощных выдержанных флюїдоупорів в пределах единого этажа газонасичености с гідродинамічною зв'язкою між продуктивними пластами.

Ключевые слова: газовые месторождения, геомеханические процессы, объемы газодобычи, пластовое давление.

Practical experience in the exploitation of hydrocarbon deposits confirms the presence of geomechanical processes and their significant impact on the state of gas-saturated rock massif. The purpose of the paper is to clarify the geological conditions for the formation of technogenic reservoirs and involving additional volumes of gas under the impact of geomechanical factors while operating the gas deposits. A detailed analysis of the known gas and gas condensate fields at the Eastern oil-and-gas-bearing region of Ukraine has been carried out. In particular, changes in formation pressure of in-operation hydrocarbon deposits have been determined, the values of geostatic and effective rock pressures have been calculated, the thickness of the gas column and the volume of gas reserves growth have been compared. All of the abovementioned have granted the possibility to determine the role of geomechanical processes in assisting to produce additional volumes of gas. A formation pressure increase in a number of gas condensate fields at a late stage of development confirms the action of the formation of additional sources of hydrocarbons due to the geomechanical factor. It is shown that at the first stage of the exploitation of hydrocarbon deposits, geological criteria play a decisive role in the formation of the gas-saturated massif condition. Over time, during field exploitation, geomechanical criteria are added to the geological ones, which help to involve additional volumes of gas. At the same time, the resulting increase in reserves at some deposits is up to 50% or more. It has been established that additional volumes of gas are directly proportional to the capacity of the gas-bearing stage and the total volume of the gas-bearing structure. Multilayer deposits of sandy-aleuritic composition with a large number of productive horizons and without thick persistent reservoir-seal rocks within a single gas-bearing stage with a hydrodynamic link between productive layers are the most promising from the viewpoint of the researched mechanism (favorable due to the formation of additional reservoirs of technogenic genesis).

Keywords: gas deposits, gas fields, geomechanical processes, gas production volumes, formation pressure.

Аналіз сучасних досліджень та постановка проблеми

Розробка нафтових і газових родовищ та пов'язані з ними зміни пластового тиску, різноманітні види дії на поклад для підтримання тиску та підвищення газо- і нафтовіддачі, порушують природний напружено-деформований стан надр, створюючи передумови для виникнення значних (і навіть катастрофічних) природно-техногенних явищ, які призводять до деформацій гірського масиву і земної поверхні, пошкоджень і аварій систем, об'єктів облаштування, а також свердловин і комунікацій [1]. Такі явища, як просідання земної поверхні, тріщиноутворення, зміщення порід, зсуви, карстові порожнечі, газовиділення, викиди газу, грязьові вулкани і навіть землетруси, які супроводжують видобуток вуглеводнів, були зафіксовані в процесі освоєння покладів у багатьох басейнах світу. Землетруси магнітудою від 3 до 7 і вище балів відбувалися як на газових, так і на нафтових родовищах: Gazley (Узбекистан), Lac (Франція), Strachan і SnipeLake (Канада), Fashing (США), Нафтогірське (Росія) і деяких інших [2].

На прояв небезпечних геодинамічних процесів, що реалізуються в руйнівні явища, впливає велика кількість чинників та умов, але в основі цих явищ лежать, серед іншого, геомеханічні процеси. Саме недооцінка впливу геомеханічних процесів призводить до формування умов виникнення незворотних геодинамічних явищ, що руйнують свердловини, трубопроводи, гірничодобувне устаткування та інженерні споруди [2]. Прогнозування цих подій і зниження масштабів їх наслідків є актуальною проблемою, оскільки їх виникнення чинить

вкрай негативний вплив на об'єкти нафтогазового комплексу, природно-технічні системи і довкілля загалом.

Проте техногенні геомеханічні процеси, окрім негативних явищ, можуть супроводжуватися позитивним ефектом, коли на пізній стадії експлуатації родовища внаслідок деформації порідного масиву і зміщення окремих шарів, в процес газодобування долучаються, окрім основного (суперколектора), другорядні колектори. Цей процес залучення до експлуатації додаткових обсягів газу при розробці родовищ може проявлятися більшою мірою на низькопористих колекторах, коли деформація породного масиву призводить до його розуцільнення і, можливо, в деяких випадках, до тріщиноутворення. Водночас високопористі колектори, навпаки, ущільнюються. При їх ущільненні може спостерігатися погіршення фільтраційних властивостей гірських порід і зниження продуктивності експлуатаційних свердловин.

Досвід тривалої розробки багатьох вуглеводневих родовищ в Україні засвідчив значне перевищення обсягів отриманого газу у порівнянні з підрахованими запасами за даними геологічної розвідки [3]. Зокрема на низці родовищ (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Мелихівське, Розпашнівське, Ведмедівське, Машівське, Кегичевське, Ланнівське) після затвердження запасів отримано їх приріст в загальному обсязі близько 200 млрд. м³. Зокрема природи отримуються фактично на пізній стадії розробки, а видобуток газу на деяких перевищував затверджені в ДКЗ запаси через 30-40 років розробки.

В цьому сенсі найпоказовішим є Шебелинське родовище, де приріст запасів газу лише

останнім часом склав 83,6 млрд. м³. За даними геологічної розвідки початкові запаси родовища були оцінені у 1959 р. в обсягах 400 млрд. м³ та затверджені ДКЗ за категорією С₁ (1963 р.) – 466 млрд. м³. Пізніше, у 1988 р., вони були переоцінені до 650 млрд. м³. Станом на 01.01.2013 р. балансові запаси родовища за категорією С₁ склали 733,6 млрд. м³.

Вважається [3], що основний обсяг природних запасів газу та додатковий його видобуток на пізніх стадіях розробки великих родовищ відбувається за рахунок розширення площ газонасиченості, уточнення підрахункових параметрів. Однак, збільшення запасів газу на пізніх стадіях експлуатації родовищ, на наш погляд, є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низькопроникних слабогазоносних порід, які не були враховані при попередніх підрахунках запасів газу і які віддають газ по всій площі родовища через контактування з високопроникними пластами у міру зниження в них тиску. Наведені факти свідчать про нерозкритий потенціал багатьох родовищ і необхідність подальшої розвідки з розумінням та відповідним науковим обґрунтуванням чинників процесу залучення до видобутку значних додаткових об'ємів газу.

Попередні та сучасні дослідження присвячені здебільшого прогнозуванню [4-6] або аналізу виникнення [7], перебігу [8, 9] та наслідків [1, 2] негативного впливу геомеханічних та геодинамічних процесів на геологічне середовище та довкілля. Тому метою роботи є з'ясування геологічних умов формування техногенних колекторів та залучення додаткових обсягів газу під дією геомеханічних чинників під час експлуатації газових родовищ.

Для досягнення мети проведено детальний аналіз розробки газових та газоконденсатних родовищ (ГКР) Східного нафтогазоносного регіону України, а саме, визначено зміни пластових тисків вуглеводневих родовищ в процесі експлуатації, розраховано значення геостатичних та ефективних тисків порід, зіставлено потужності поверхів газонасиченості, розміри газонасичених структур та обсяги приросту запасів газу.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Аналіз спільних рис в геологічних умовах залягання та специфічних характеристиках розробки воосьми досить великих масивно-пластових та багатопластових родовищ з покладами вуглеводнів, переважно газоконденсатних, на яких обсяги вилученого газу перевищу-

ють його початкові запаси, показав, що основні (так звані суперколектори) залягають у теригенних відкладах нижньої пермі та верхнього карбону ДДЗ та перебувають на пізній стадії розробки. Всі вісім газоконденсатних родовищ за чинною класифікацією віднесені до середніх, великих, крупних та «унікальних», об'єднані у одну групу. Їх початкові запаси складають від 10 до 700 млрд. м³ газу, поклади зосереджені переважно у колекторах порового типу, за віком приурочені до промислових горизонтів Р₁ – С₃ і тільки у Розпошнянському ГКР до С₁.

Практично всі поклади віднесені до типу масивно-пластових, склепінних, тектонічно екранованих, іноді ще й літологічно обмежених, розташовані у приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, в межах Машівсько-Шебелинської депресії, де широкого розвитку набули процеси соляного тектогенезу, які відіграли важливу роль у формуванні позитивних структур. На думку І.В. Височанського [10], процес розвитку соляносклепінних структур складався з трьох етапів: формування соляної подушки, діапїризму та конседиментаційного. Прояви етапу діапїризму у різних його варіантах, з утворенням соляних штоків та карнизів [10] вказують на існування в той час сил розтягування, які зумовили утворення зон, ослаблених розривними порушеннями, якими сіль просувалася вгору за розрізом, займаючи ослаблені тріщинами вертикальні (штоки) та горизонтальні (карнизи), міжшарові зони.

Найбільш інтенсивно процеси соляного діапїризму проявилися у приосьовій зоні ДДЗ, що дає підстави припустити, що саме в цій зоні існували найбільші сили розтягу, які сприяли формуванню тріщинної порушеності порід і, як наслідок, покращенню їх фільтраційно-емісійних властивостей на окремих ділянках родовища та формуванню вздовж всієї товщини продуктивної частини розрізу фільтраційних зв'язків між покладами. Підтвердженням цього факту є високі значення поверху газонасиченості на родовищах, який змінюється від 954 до 1690 м [11], та чіткий газовий режим розробки практично всіх покладів на родовищах (табл.1).

Таким чином, потужність поверху газонасиченості родовища, або товщина його газонасиченої товщі, яка складається з сукупності «суперколекторів», низькопористих колекторів та непроникних порід свідчить про потенційну можливість отримання додаткових запасів газу шляхом «підживлення» високопористих або високотріщинуватих колекторів за рахунок «дренажу» газу з низькопористих колекторів по всій величезній площі їх контактів та по тек-

Таблиця 1 – Аналіз зміння запасів газу та потужності поверху газоносності на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Початкові запаси, затверджені ДКЗ, млн. м ³ (рік затвердження)	Початкові балансові запаси млн. м ³ (рік затвердження)	Приріст запасів газу, млн. м ³	Потужність* поверху газоносності родовища, м	Розміри структури, км
Шебелинське	650000 (1988)	733600 (2013)	83600	1180	29,0 x 10,5
Західно-Хрестищенське	318178 (1975)	345012 (2013)	26834	1500	11,0 x 5,2
Мелехівське	53020 (1990)	80561 (2013)	27541	1690	6,2 x 4,2
Розпашнівське	44237 (1983)	51214 (2013)	6977	958	6,2 x 1,75
Ведмедівське	45065 (1980)	49253 (2013)	4188	954**	5,5 x 4,5
Кегічевське	18087 (1972)	27766 (2013)	9679	1200	7,1x4,3
Ланнівське	9813 (1997)	11716 (2013)	2097**	Відомості відсутні	4,3 x 3,1 7,5 x 4,5**
Машівське	28530 (1979)	42140 (2012)	13610	1100	7,8 x 2,8

Примітка. * – потужність поверху газоносності, за даними [11]; ** – за даними С.В. Кривулі [3]

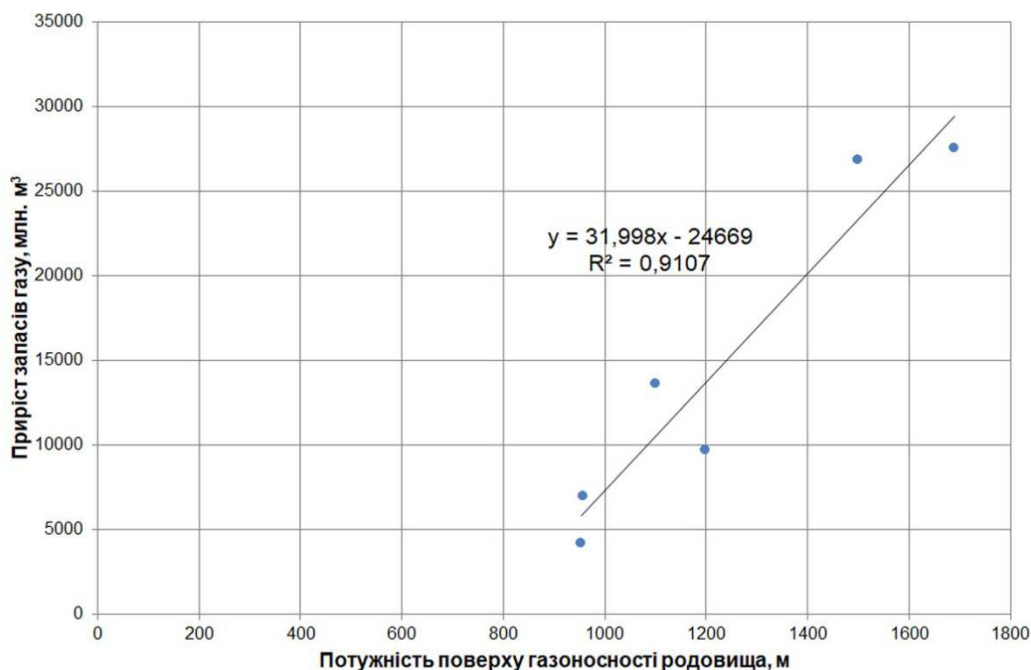


Рисунок 1 – Тенденція до збільшення приросту запасів газу із зростанням потужності поверхів газоносності на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району

тонічних порушеннях. При такому механізмі приросту запасів газу, чим більш потужним буде поверх газоносності, тим більш вірогідними будуть обсяги залученого до видобутку газу. Таку тенденцію можна простежити, виключивши з розгляду Шебелинське ГКР, яке є унікальним і в декілька разів перевищує інші ГКР

як за запасами газу, так і за приростом запасів (рис. 1).

На потенційну можливість отримання додаткових запасів газу на ГКР більш суттєво буде впливати не потужність поверху газоносності, а об'єм газоносної структури, який визначається у вертикальному вимірі товщиною по-

Таблиця 2 – Характеристика розмірів газоносних структур та приросту запасів газу

Газоконденсатне родовище	Розміри структури, км	Площа структури, км ²	Потужність поверху газонасності родовища м	Об'єм газонасної структури, км ³	Приріст запасів газу, млн. м ³
Шебелинське	29,0 x 10,5	239,0	1180	282,0	83600
Західно-Хрестищенське	11,0 x 5,2	44,9	1500	67,4	26834
Мелехівське	6,2 x 4,2	20,4	1690	34,5	27541
Розпашнівське	6,2 x 1,75	8,5	958	8,1	6977
Ведмедівське	5,5 x 4,5	19,4	954**	18,5	4188
Кегичевське	7,1 x 4,3	24,0	1200	28,8	9679
Машівське	7,8 x 2,8	17,1	1100	18,8	13610

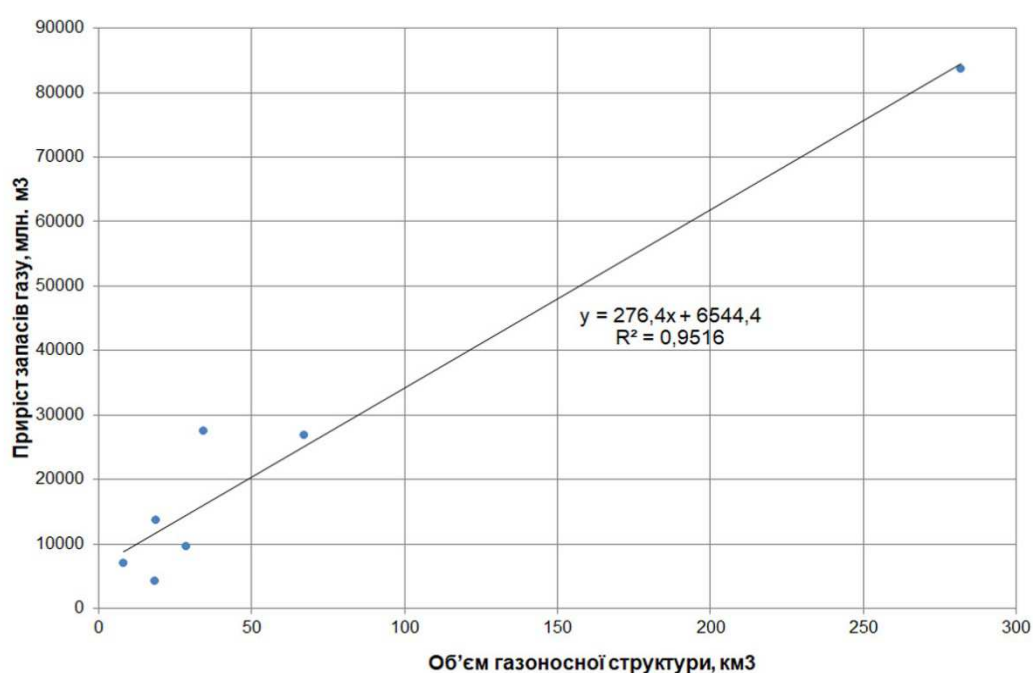


Рисунок 2 – Залежність збільшення приросту запасів газу від об'ємів газонасичених структур на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району

поверху газонасності, а у горизонтальному – площею структури. Саме цей об'єм містить основну частину низькопористих колекторів, і в ньому ж розташовані контакти, якими газ рухається до «суперколекторів». Практично всі структури ГКР, що розглядаються, є антиклінальними і близькими за формою до еліпсу, характеризуються розмірами довгої і короткої осей, тому їх площа (S) може бути розрахована за формулою:

$$S = \frac{\pi ab}{4},$$

де a, b – розміри довгої та короткої осей структури.

Параметри, що характеризують розміри досліджуваних газонасних структур, включно

із структурою Шебелинського ГКР наведені у (табл. 2). Залежність збільшення приросту запасів газу від об'ємів газонасичених структур на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району наведена на рис. 2.

Розглянемо зміни співвідношення початкових запасів газу і обсягів їх приросту за період експлуатації великих та середніх за запасами родовищ: Мелехівського, Машівського, Ведмедівського, Розпашнівського, Кегичівського та Ланнівського, виключивши з розгляду унікальні родовища – Шебелинське та Західно-Хрестищенське, початкові запаси газу, що в декілька разів перевищують початкові запаси на інших родовищах. Для наочності родовища розташовані в порядку зменшення початкових

Таблиця 3 – Зміна співвідношення початкових запасів газу та їх приріст у кількісному та відносному вигляді за період експлуатації ГКР

№ В порядку зменшення запасів	Газоконденсатне родовище	Початкові запаси, затверджені ДКЗ, млн. м ³	Приріст запасів, млн. м ³	Приріст запасів, % від початкових
1	Мелехівське	53020	27541	51,9
2	Ведмедівське	45065	4188	9,3
3	Розпашнівське	44237	6977	15,8
4	Машівське	28530	13610	47,7
5	Кегічівське	18087	9679	53,5
6	Ланнівське	9813	2097	21,4

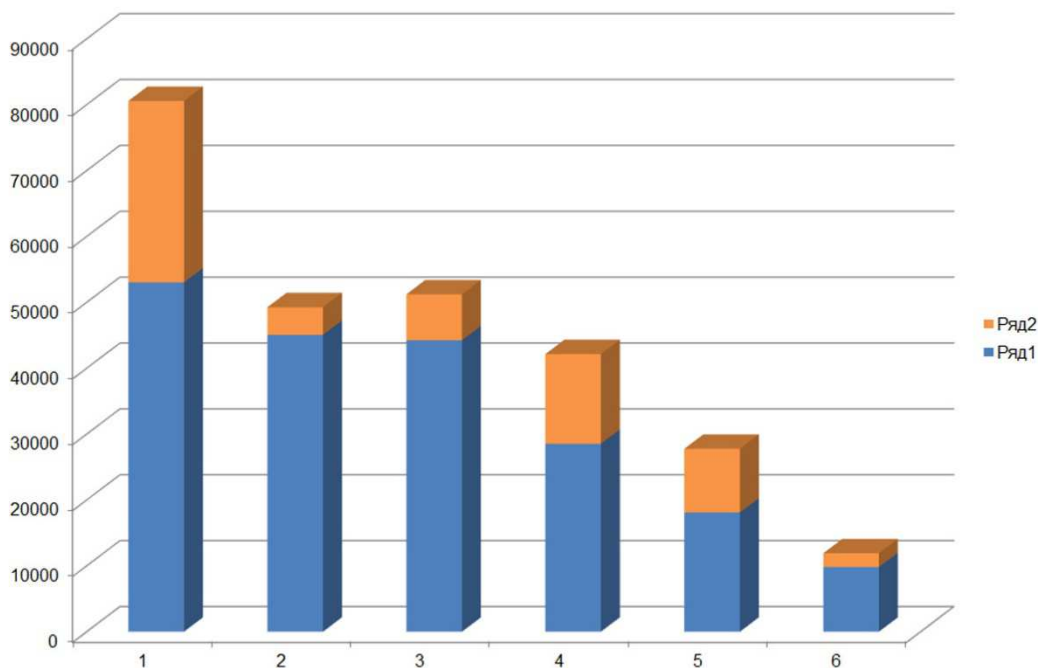


Рисунок 3 – Співвідношення між початковими запасами газу (ряд 1) та обсягами їх приросту (ряд 2) на 6 ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району

запасів (табл. 1, рис. 1). На розглянутих родовищах додаткові обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси від 9,3 до 53,5%.

Встановлено [3], що пласти з низькими значеннями відкритої пористості (3–5–7%) зазвичай віддають газ не в саму свердловину, а здебільшого в пласти з суттєво вищими показниками міжзернової проникності та пористості (до 13–20%) або у високопроникні тріщинуваті пласти, при відборі газу і суттєвому зниженню тиску в останніх. Тобто йдеться про сумісну роботу щільних та високопроникних колекторів. До останніх було запропоновано термін «суперколектори».

Можна припустити, що наявність перетоків газу із низькопроникних пластів у високопроникні та залучення до розробки запасів газу, що міститься у низькопроникних слабогазоносних колекторах, серед іншого також можуть

бути наслідком геомеханічних процесів під час тривалої експлуатації газового родовища. У роботі [13] зазначається, що при порушенні рівноваги масивів гірських порід, яке є наслідком вилучення вуглеводнів, відбувається деформація як продуктивних пластів (колекторів), так і навколишніх гірських порід. Звертає на себе увагу подібність якісної картини деформації масивів гірських порід при розробці нафтових і газових родовищ та при розробці вугільних родовищ. При цьому важливою особливістю є деформованість продуктивних пластів, що містять вуглеводні, та щільний зв'язок напружено-деформованого стану пласта-колектора та вміщуючих порід, які необхідно розглядати як єдину систему. Ця закономірність проявляється також при деформації вуглевміщуючої товщі від вилучення вугільних пластів, причому особливо наочно вона проявляється при розробці світи вугільних пластів.

Пласти порід, що залягають серед високопроникних колекторів, є своєрідним аналогом низькопроникної вугленосної товщі, головна специфіка якої полягає у тому, що породи, які переважно вміщують вуглеводневі гази – вугілля та пісковики – є практично непроникними, тому метан у них знаходиться переважно у слабозв'язаному або нерухомому стані [14]. Мікропоклади та локальні скупчення вільного газу вугленосної товщі у більшості випадків пов'язані з тріщинуватими зонами.

Формування газонасиченості низькопористої та низькопроникної товщі теоретично обґрунтовано у роботах [14,15] для вуглегазових родовищ Донбасу. Формування газових покладів у вугленосних відкладах може відбуватися за рахунок перерозподілу газу у вуглепородному масиві, коли природні або техногенні чинники підвищують рухливість метану у системі та сприяють активізації процесу його міграції. Вивільнення метану може відбуватися, наприклад, внаслідок тектонічних процесів, коли тріщинуватість, яка виникає у зоні розуцільнення, збільшує проникність вуглевміщуючих порід, порушує сталу рівновагу у системі «вода-газ» породного масиву, сприяє формуванню зон або окремих скупчень метану, що відрізняються від фонових розповсюджень метану не обсягами, а підвищеною тріщино-поровою або тріщиною газопроникністю. Процес порушення природної рівноваги системи «вода-газ» з подальшим формуванням техногенного газового покладу у вуглепородному масиві детально описано в роботі [15]. У наведеній схемі формування техногенних скупчень газу, визначальним чинником є процес розуцільнення та тріщиноутворення, що пов'язано з підробкою породного масиву гірничими виробками, тобто геомеханічний чинник, який спричиняє збільшення газонасиченості (ступеня заповнення пор газом) за рахунок збільшення об'єму порового простору, коли газ першим набуває рухливості та прямує до місця розуцільнення (меншого тиску).

Виходячи з цього, запропоновано гіпотезу щодо утворення вторинної тріщино-пористої структури в породах на експлуатованих газових та газоконденсатних родовищах [16,17]. Формування структури може відбуватися внаслідок зниження тиску газу і розвитку деформацій стиснення в продуктивному колекторі, які, відповідно, призводять до виникнення деформацій розтягу у тому числі і в довколишніх низькопористих колекторах, сприяючи поліпшенню їх фільтраційно-ємнісних властивостей, залученню вільного газу в процес перетікання в основ-

ний продуктивний пласт, або у наново утворений техногенний колектор, безпосередньо не пов'язаний з зоною фільтрації видобувної свердловини. Формування техногенного колектора відбувається за рахунок перетікання вільного газу з низькопроникних порід в основний продуктивний колектор.

Для підтвердження запропонованої гіпотези формування техногенного колектора була виконана її аналітична перевірка, для чого було запропоновано математичну модель зв'язаних процесів «зміна напружено-деформованого стану породного масиву – нестала фільтрація газу», які відбуваються в газонасиченому масиві при розробці газових родовищ [16,17].

В результаті виконаного чисельного моделювання зміни геомеханічних і фільтраційних параметрів для тестової моделі газового родовища було отримано розподіли значень напружень, деформацій, тиску газу в колекторі на різних часових ітераціях, та побудовано графіки зміни значень геомеханічних параметрів. Показано, що на початку експлуатації газового родовища зміна тиску газу в резервуарі незначна і не впливає помітно на зміну поля напружень, зміщення породних шарів і земної поверхні. Максимальні значення переміщень точок породного масиву і земної поверхні відбуваються після того, як тиск газу в колекторі спадає до мінімального значення [16,17].

З часом, наприкінці експлуатації газового родовища, відбувається розвантаження пласта, що спричиняє деформування вище- і нижчезташованої породної товщі. Підвищена різнокомпонентність поля напружень спричиняє зростання проникності порід поблизу пласта-колектора при виснаженні запасів вуглеводнів. Якщо в зоні підвищеної різнокомпонентності знаходиться низькопористий колектор газу, його газовіддача зростає, обумовлена зростанням проникності. Тобто вирішальне значення критеріїв формування скупчень вільного метану з часом змінюється – на початковому етапі експлуатації родовища геологічні чинники відіграють визначальну роль, але в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні.

З метою перевірки та підтвердження висунутої гіпотези та отриманих в процесі моделювання аналітичних даних було проведено детальний аналіз відомих газових та газоконденсатних родовищ Східного нафтогазоносного регіону України [11]. В першу чергу були проаналізовані родовища, по яких фактичні запаси під час видобутку значно перевищили розрахункові, виконані в процесі геологічної розвідки.

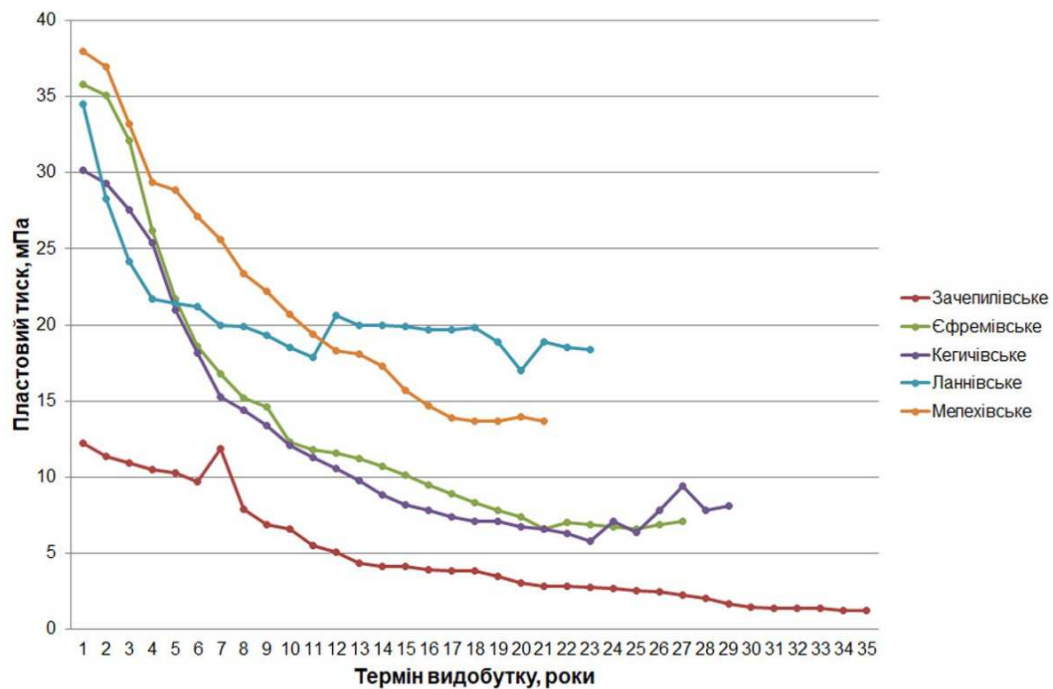


Рисунок 4 – Зміна пластового тиску з часом на вуглеводневих родовищах Східного нафтогазоносного регіону в процесі експлуатації

Причому значне зростання запасів зафіксоване на пізніх стадіях відпрацювання зазначених родовищ. Під час аналізу звертає на себе увагу підвищення пластового тиску під час тривалої експлуатації деяких родовищ. З загального числа родовищ, у кількості 76, є дані щодо значень пластового тиску у процесі відпрацювання на 42 родовищах. Із цього числа родовищ на 28 фіксується закономірне зниження тиску, на 10 деякою мірою спостерігається стабілізація, на 3 (Єфремівське, Кегичевське, Ланнівське) – зростання пластового тиску (рис. 4). Стабілізація та збільшення пластового тиску на Червоноярському родовищі пояснюється у роботі [11] зростанням активності законтурних вод.

Стабілізація пластового тиску притаманна також найбільш відомому газоконденсатному родовищу України – Шебелинському. Причому на цьому родовищі стабілізація тиску відбувалася навіть при збільшенні обсягів видобутку газу.

На рисунку 3 також для порівняння наведено графік стабілізації тиску на прикладі Мелехівського родовища та типовий графік зменшення тиску (Зачепилівське родовище). На останньому спостерігається закономірне зниження пластового тиску під час експлуатації родовища в міру його поступового виснаження. Такий характер зміни пластового тиску є притаманним більшості відомих вуглеводневих родовищ.

Для пояснення збільшення запасів під час експлуатації родовищ у порівнянні з попередніми, отриманими на стадії геологічної розвідки у загальному випадку можна було б пояснити трьома можливими причинами.

По-перше, це невірна попередня оцінка, коли запаси були помилково занижені внаслідок частково невірних розрахункових параметрів (площа підрахунку, ефективна товщина та кількість продуктивних колекторів, пористість, пластовий тиск тощо). По-друге, це можливе підтікання вуглеводнів із глибинних горизонтів. І по-третє, це саме формування техногенних колекторів за рахунок геомеханічного чинника та залучення їх до загального процесу вилучення газу в межах всього родовища. На користь останнього пояснення свідчить сам факт збільшення пластового тиску. По-друге, що це збільшення відбувається через значний проміжок часу за тривалою експлуатацією родовища, коли деформації породного масиву досягли критичної межі і спричинили розущільнення масиву, достатнє для залучення низькопроникних колекторів в загальний процес експлуатації видобувних свердловин.

Слід зазначити, що під впливом гірського тиску порід і пластового тиску газу, внаслідок деформацій порід змінюються фізичні властивості колекторів [18]. Колектор, який вміщує газ, знаходиться одночасно під тиском масиву гірських порід і протитиском газу, що його насичує. Такий результуючий тиск, або різниця

Таблиця 4 – Зміни геостатичного тиску порід та пластових тисків газу на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Максимальна глибина покладів, Н, м	Максимальний геостатичний тиск, P_{geo} , МПа	Початковий тиск газу, $P_{пл}$, МПа	Мінімальний тиск газу до його стрибка зростання та після, $P_{пл}^1$, МПа
Шебелинське	3000	67,5	23,9	3,3/3,5
Західно-Хрестищенське	3874	87,2	41,5	5,2/5,3
Мелехівське	4130	92,9	41,5	13,7/14,0
Розпашнівське	4386	98,7	46,6	5,5*
Ведмедівське	3879	87,3	41,9	10,1/10,3
Кегічевське	3118	70,2	33,0	5,8/7,1-9,4
Ланнівське	4064	91,4	42,9	17,0/18,9
Машівське	4218	94,9	43,5	13,7/15,5

Примітка: * останнє значення тиску газу [11]

між геостатичним тиском та тиском газу називається ефективним тиском, який впливає на зміну фізичних, і, в першу чергу, колекторських властивостей порід [19]. З огляду на те, що геостатичний тиск весь час експлуатації родовища залишається незмінним, а тиск газу зменшується, можна констатувати, що ефективний тиск у період проведення газовидобувних робіт постійно збільшується. Вважається [20, 21], що середнє значення геостатичного тиску, що виникає під дією гірських порід товщиною 1 м, становить 0,023 МПа.

На глибині (Н,м) геостатичний тиск (P_{geo} , МПа) визначається за формулою

$$P_{geo} = a\rho gH,$$

де a – переводний коефіцієнт, 10^{-6} МПа/;
 ρ – усереднена щільність порід, 2300 кг/м^3 ;
 g – прискорення вільного падіння, $9,81 \text{ м/с}^2$;
 H – глибина, м.

Або:

$$P_{geo} = H \cdot 2,3 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 0,0225 \cdot H \text{ МПа.}$$

Відомості про зміни геостатичного тиску порід та пластових тисків газу на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ наведені в табл. 4.

З урахуванням коефіцієнту бокового розпору, який вказує на деяке розвантаження масиву від тиску ваги вищерозташованих порід, значення геостатичного тиску (P_{geo}^1) розраховується за рівнянням:

$$P_{geo}^1 = \frac{1+2K}{3} \cdot P_{geo},$$

де K – коефіцієнт бокового розпору.

У роботі [20], на підставі результатів лабораторних досліджень кернавого матеріалу, отриманого з родовищ центральної частини

Північного борту ДДЗ, встановлено, що для глибин 2000 – 4000 м, розраховане значення коефіцієнта бокового розпору (K) становить 0,472-0,495, що відповідає піщано-алевролітовим породам з глинистим цементом, тобто саме тим пластам-колекторам, які розповсюджені в районі дослідження. Для умов газоконденсатних родовищ приосьової зони ДДЗ, що розглядаються, максимальна глибина залягання покладів змінюється від 3000 до 4400 м (середнє значення глибин 3800 м), значення коефіцієнта бокового розпору (K) складе, відповідно 0,49, а значення коефіцієнта розвантаження геостатичного тиску ($\frac{1+2K}{3}$) – 0,66. Тобто, з урахуванням коефіцієнту бокового розпору, геостатичний тиск складе 0,66 від максимального, наведеного у табл. 3.

На прикінцевій стадії експлуатації родовища, яка може бути зафіксованою мінімальним значенням тиску газу, до його стрибка зростання, породи-колектори зазнають максимального навантаження від ефективного тиску, який в цей період характеризується максимальними значеннями. Відомості про значення максимального ефективного тиску порід та пластових тисків газу на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ наведені в табл. 5.

Як видно з табл. 5, максимальні значення ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелинського газозносного району, змінюються від 40 до 60 МПа. На графіку, який побудований за даними табл. 5, спостерігається збільшення ефективного тиску на момент мінімального тиску газу у колекторі із збільшенням глибини залягання покладів (рис. 5).

Таблиця 5 – Значення максимального ефективного тиску (тиску ущільнення порід) на газоконденсатних родовищах приосьовій зоні ДДЗ

Газоконденсатне родовище	Максимальний геостатичний тиск з урахуванням його розвантаження, P_{geo}^1 , МПа	Мінімальний тиск газу $P_{пл}^1$, МПа	Максимальний ефективний тиск P_{ef} , МПа
Шебелинське	44,5	3,3	41,2
Західно-Хрестищенське	57,6	5,2	52,4
Мелехівське	61,3	13,7	47,6
Розпашнівське	65,1	5,5	59,6
Ведмедівське	57,6	10,1	47,5
Кегічівське	46,3	5,8	40,5
Ланнівське	60,3	17,0	43,3
Машівське	62,6	13,7	48,9

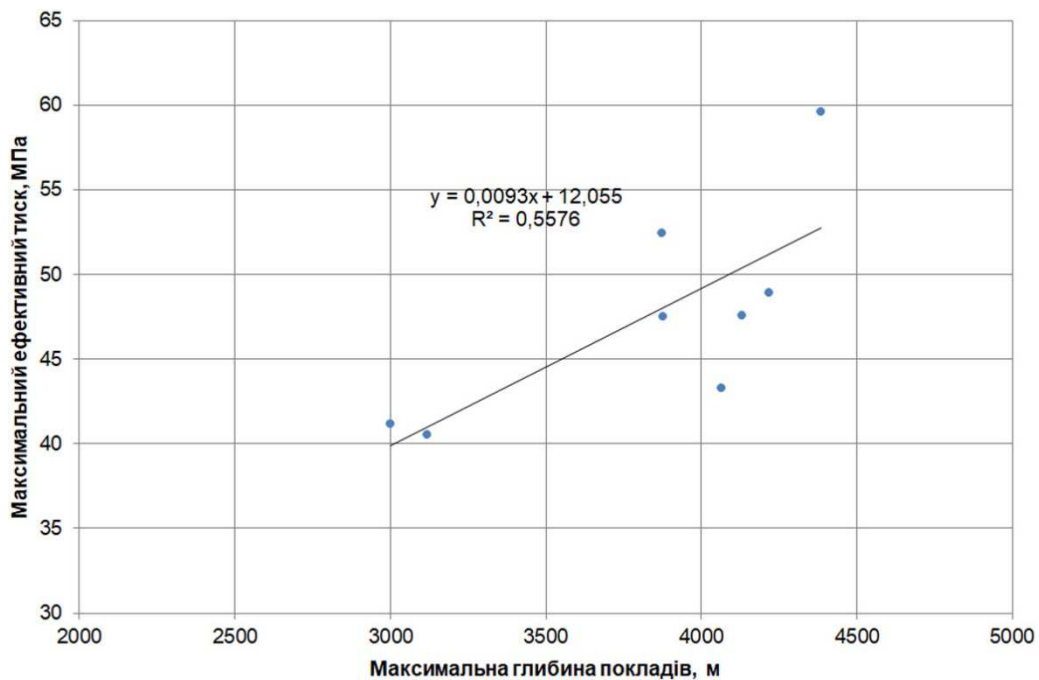


Рисунок 5 – Залежність збільшення максимального ефективного тиску від максимальної глибини залягання покладів на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району

Стрибок зростання тиску газу в колекторі після його зниження до мінімального значення (рис. 3) свідчить про аномальну подію у пласті-колекторі, що може бути пов'язане із його раптовим частковим руйнуванням в деяких місцях. Але руйнування колектору, який на всіх ГКР, що досліджуються, відносяться до колекторів порового типу і представлені пісковиками, може відбуватися за умови перевищення геостатичного тиску значення їх межі міцності. Слід врахувати, що стрибок зростання тиску газу в колекторі фіксується у газовидобувній свердловині, а відобразити цей факт може руйнування якогось шару колектору у будь-якій точці покладу, тому точне визначення властивостей міцності породи, що руйнується, є неможливим. При нестачі вихідних даних рекоменду-

ється використовувати усереднені показники міцності. У роботі [22], на підставі аналізу численних фактичних даних лабораторних досліджень фізико-механічних властивостей порід, встановлено, що для пісковиків стадії МК₂ (газової стадії метаморфізму за вугіллям) середнє значення межі міцності на стискання змінюється від 47 до 70 МПа. Діапазон змінення розрахованих максимальних значень ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району, від 40 до 60 МПа тотожний середнім значенням межі міцності на стискання пісковиків-колекторів і не суперечить можливості їх руйнування на момент зниження пластового тиску газу до мінімальних значень. Наслідком такого руйнування може бути розущільнення шарів

Таблиця 6 – Значення фільтраційно-ємнісних параметрів Ланнівського, Кегичевського та Єфремівського родовищ [11]

Назва родовища	Індекс продуктивного горизонту	Глибина залягання покрівлі, м	Коефіцієнт пористості, частки одиниці, від/до (середнє)	Проникність, $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, від/до
Ланнівське	A-6	3278	0,07-0,11 (0,09)	–
	A-8	3350	0,10-0,16 (0,13)	0,22-29,2
	Г-10	3902	0,07-0,17 (0,11)	0,6-7,8
	Г-11	3917	0,11-0,14 (0,13)	0,8-273,9
Кегичівське	A-3	1924	0,06-0,23 (0,16)	0,7-82,9
	A-(6-7)	2390	0,11-0,18 (0,12)	0,65-20,0
	Г-(7-8)	2681	0,10-0,14 (0,12)	10,80
	Г-10	3092	0,11-0,14 (0,11)	0,36-3,75
Єфремівське	A-(4-5)	1892	0,04-0,20 (0,15)	0,01-11,1
	A-(6-8), Г-(3-4)	2133	0,04-0,20 (0,11)	0,01-427,0
	Г-(8-13)	2906	0,03-0,15 (0,10)	0,01-104,0

низькопористих колекторів, які прилягають або контактують з шарами «суперколекторів», що руйнуються, вивільнення значних об'ємів газу, які збільшують його тиск у пласті, отримання додаткових запасів газу, які не були підраховані на час проведення геологорозвідувальних робіт.

Підтікання з глибинних надр (за наявності) мало би бути постійним, тобто від початку видобутку газу він забезпечував би більш-менш стабільний пластовий тиск без зростання. Крім того, підтікання з глибоких горизонтів мало би також вплинути на суміжні родовища, розташовані поруч.

Усі зазначені родовища мають схожу будову, а саме є багатошаровими з одним поверхом газонасиченості [11]. Вміщуючий породний масив піщано-алевритового складу з великою кількістю робочих пластів та без потужних витриманих флюїдоупорів в межах всього поверху газонасиченості. Колекторами є пісковики з невисокими ємнісними властивостями (табл. 6). Коефіцієнт відкритої пористості продуктивних горизонтів складає в середньому 10 – 15%, середня проникність до $1 \cdot 10^{-1} \text{ мкм}^2$, максимальна не перевищує $3-4 \cdot 10^{-1} \text{ мкм}^2$. Глибина залягання покрівлі продуктивних горизонтів складає 2000–3000 м. Поклади газу, переважно, пластові склепінні, літологічно обмежені. До прикладу, наведено типовий геологічний розріз продуктивної товщі частини Єфремівського газоконденсатного родовища (рис. 6) та Західно-Хрестищенського (рис. 7).

Висновки

Практичний досвід розробки вуглеводневих родовищ підтверджує наявність геомеханічних процесів та їх значний вплив на стан газонасиченого масиву гірських порід.

На першому етапі розробки вуглеводневих родовищ визначальну роль у формуванні стану газонасиченого масиву відіграють геологічні критерії, за якими ведеться підрахунок початкових запасів на стадії геолого-розвідувальних робіт. З часом в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні, які сприяють залученню додаткових обсягів газу. При цьому отриманий приріст запасів на деяких родовищах складає до 50% і більше. Встановлено, що додаткові обсяги газу прямопропорційні потужності поверху газонасиченості та загальному об'єму газонасної структури.

Аналіз пластових тисків газових та газоконденсатних родовищ Східного нафтогазонасного регіону України дозволив визначити родовища, на яких під час тривалої експлуатації геомеханічні процеси при видобутку газу сприяли залученню (збільшенню) додаткових обсягів. На встановлених родовищах (Єфремівське, Кегичевське, Ланнівське) під час видобутку газу спостерігалось збільшення пластового тиску на пізній стадії їх розробки. Механізм формування техногенних колекторів за рахунок геомеханічного чинника, коли при розуцільненні породного масиву долучаються низькопористі низькопроникні колектори, під час тривалого відпрацювання газових та газоконденсатних родовищ підтверджується практичним досвідом експлуатації родовищ збільшенням пластового тиску на низці родовищ.

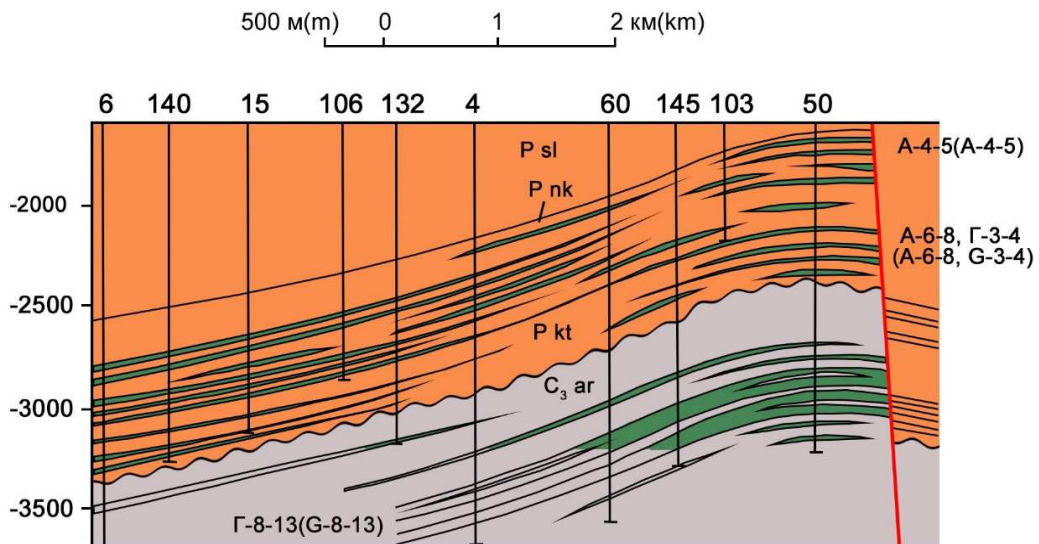


Рисунок 6 – Розріз продуктивної частини Єфремівського газоконденсатного родовища [11]

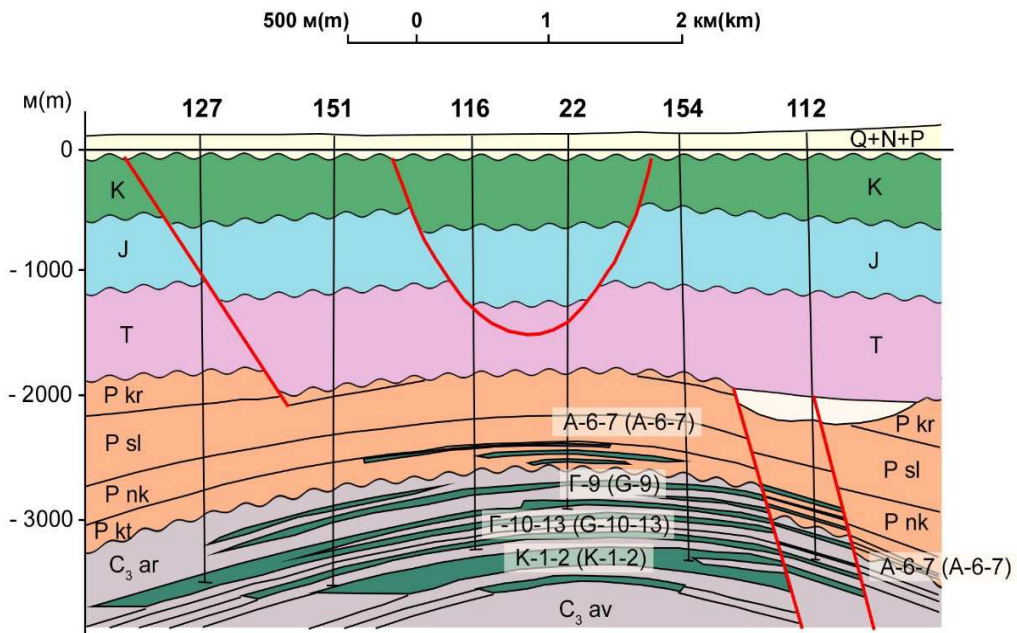


Рисунок 7 – Геологічний розріз продуктивної частини Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища [11]

На момент мінімального тиску газу у колекторі із збільшенням глибини залягання покладів спостерігається збільшення ефективного тиску. Стрибок зростання тиску газу в колекторі після його зниження до мінімального значення свідчить про аномальну подію у пласті-колекторі, що може бути пов'язане із його раптовим частковим руйнуванням в окремих місцях. Діапазон змінення розрахованих максимальних значень ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району, від 40 до 60 МПа тотожний середнім значенням межі міцності на стискання пісковиків-колекторів (47 до 70 МПа) і не суперечить можливості їх руйнування на

момент зниження пластового тиску газу до мінімальних значень. Наслідком такого процесу стає руйнування шарів «суперколектору» на окремих ділянках з подальшим їх ущільненням, що призводить до розуцільнення шарів низькопористих колекторів, які прилягають, або контактують з шарами «суперколекторів», вивільнення значних об'ємів газу, що збільшують тиск газу у пласті та отримання додаткових запасів газу, які не були підраховані на час проведення геологорозвідувальних робіт.

Найбільш перспективними, з точки зору досліджуваного механізму (сприятливими з огляду на формування додаткових колекторів техногенного генезису, коли внаслідок дефор-

мації породного масиву та зміщення окремих шарів, в процес газовидобування долучаються, окрім основного «суперколектора», другорядні колектори), є багатопластові родовища піщано-алевритового складу з великою кількістю продуктивних горизонтів та без потужних витриманих флюїдоупорів в межах єдиного поверху газоносності з гідродинамічним зв'язком між продуктивними пластами. На таких родовищах вся, без винятку, товща в межах поверху газоносності також є газонасиченою, але газонасичені на початок видобутку та перших стадіях експлуатації є лише високопроникні колектори.

Розуміння механізму формування техногенних колекторів за рахунок геомеханічного чинника сприятиме прогнозуванню колекторів техногенного походження. А також більш раціональному використанню відповідних технологій впливу на породний масив з метою його штучного розуцільнення та стимулювання залучення до промислового видобутку щільних колекторів, шляхом визначення найбільш сприятливих пластів у розрізі для створення штучних техногенних колекторів.

Література

1. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Гладышев С.В., Попов С.Н. Геомеханические и геодинамические проблемы, сопровождающие разработку месторождений углеводородов. *Записки Горного института*. 2010. Том 188. С. 153–157.
2. Мельников Н.Н., Калашник А.И., Калашник Н.А. Техногенные геодинамические процессы при освоении нефтегазовых месторождений шельфа Баренцева моря. *Вестник МГТУ*, 2009. Том 12. №4. С. 601–608.
3. Кривуля С.В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини. Харків: ТО Ексклюзив, 2014. 174 с.
4. Сидоров В.А. Прогноз и контроль геодинамической и экологической обстановок в регионе Каспийского моря в связи с развитием нефтегазового комплекса. М.: Научный мир, 2000. С. 148-165.
5. Ашихмин С.Г. Особенности методов прогноза напряженно-деформированного состояния горных пород при разработке месторождений углеводородов. *Маркшейдерия и недропользование*. 2008. № 2(34). С. 38-41.
6. Кенесбаева А., Нурпеисова М.Б. Прогнозирование техногенных оседаний земной поверхности. *Горный журнал Казахстана*. 2018. № 11. С. 24-28.
7. Кенесбаева А., Нурпеисова М.Б. методика моделирования деформации земной поверхности с использованием клеточных автоматов. *Вестник КазНУ*. 2019. № 1. С. 186-191.
8. Кенесбаева А., Турсбеков С.В., Кузнецова И.А. Мониторинг смещений земной поверхности при разработке углеводородов. *Маркшейдерия и недропользование*. 2019. № 2 (100). С. 42-45
9. Nurpeisova M.B., Kirgizbaeva G.M., Bek A.A. Monitoring of technogenic systems (monograph). Deutschland: LapLambert, 2016. 113 p.
10. Высочанский И.В. Новые представления о развитии и перспективах нефтегазоносности солянокупольных поднятий в Днепровско-Донецкой впадине. *Геологический журнал*. 1991. №2. С. 109 – 116.
11. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. – Львів: Українська нафтогазова академія., 1999. – Т. III: Східний нафтогазоносний регіон. 1424 с.
12. Горная энциклопедия / гл. ред. Е.А. Козловский, ред. кол.: М.И. Агошков, Л.К. Антоненко, К.К. Арбиев и др. М.: Сов. Энциклопедия. Т. 5. 1991. 541 с.
13. Трубецкой К. Н., Гурьянов В. В. Интенсификация газоотдачи угольных пластов на основе регулирования их напряженно-деформированного состояния. *Уголь*. 2006. № 2. С. 64-66.
14. Лукинов В. В., Пимоненко Л. И. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса. К. : Наук. думка, 2008. 352 с.
15. Булат А. Ф., Лукинов В. В. , Безручко К. А. Умови формування газових пасток у вугленосних відкладах. К.: Наукова думка, 2017. 252 с.
16. Булат А.Ф. Лукинов В.В., Безручко К.А., Круковський О.П., Круковська В.В. Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ. *Доповіді НАН України*. 2018. № 8. С. 25–35.
17. Булат А.Ф. Круковський О.П., Круковська В.В. , Безручко К.А. Чисельне моделювання геомеханічних і фільтраційних процесів, що відбуваються в породному масиві при відпрацюванні газових родовищ. *Доповіді НАН України*. 2018. № 9. С. 28–34.
18. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.

19. Иселидзе О.В., Дахнов А.В., Григорьев Е.Б., Семёнов Е.О., Крюкова И.Б. Влияние эффективного давления на изменение физических и коллекторских свойств горных пород. *Научно-технический сборник. Вести газовой науки*. 2018. №1 (33). С. 95-99.

20. Абеленцев В.М., Лур'є А.Й., Поверенний С.Ф., Сусяк Т.Я. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов. *Геологічний журнал*. 2017. №3 (360). С. 23-30.

21. Гоптарьова Н.В. Геолого-фізичні чинники деформаційних процесів породних масивів і експлуатаційних свердловин нафтогазових родовищ внутрішньої зони передкарпатського прогину: автореф. дис. канд. геол. наук. Івано-Франківськ: І-Ф НТУ нафти і газу. 2003 р. 21с.

22. Яланський А.О. Сапунова І.А., Слащов А.І., Новіков Л.А. Обґрунтування вихідних параметрів для моделювання геомеханічних процесів в задачах оцінки безпеки підтримання гірничих виробок. *Геотехнічна механіка*. 2014. № 119. С. 282 – 295.

References

1. Kashnikov Yu.A., Ashihmin S.G., Gladyshev S.V., Popov S.N. Geomechanicheskie i geodinamicheskie problemy, soprovozhdayushchie razrabotku mestorozhdeniy uglevodorodov. *Zapiski Gornogo instituta*. 2010. Vol. 188. P. 153–157. [in Russian]

2. Melnikov N.N., Kalashnik A.I., Kalashnik N.A. Tehnogennyye geodinamicheskie protsessy pri osvoenii neftegazovykh mestorozhdeniy shelfa Barentseva morya. *Vestnik MGTU*, 2009. Vol. 12. No 4. P. 601–608. [in Russian]

3. Kryvulia S.V. Kryterii dorozvidky velykykh rodovyshch vuhlevodniv u nyzhnopermsko-verkhnokamianovuhilnykh vidkladakh Dneprovsko-Donetskoï zapadyny. Kharkiv: TO Ekskluizyv, 2014. 174 p. [in Ukrainian]

4. Sidorov V.A. Prognoz i kontrol geodinamicheskoy i ekologicheskoy obstanovok v regione Kaspiyskogo morya v svyazi s razvitiem neftegazovogo kompleksa. M., Nauchnyy mir, 2000. P. 148-165. [in Russian]

5. Ashihmin S.G. Osobnosti metodov prognoza napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gornyykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov. *Marksheyderiya i nedropolzovanie*. 2008. No 2(34). P. 38-41. [in Russian]

6. Kenesbaeva A., Nurpeisova M.B. Prognozirovaniye tehnogennykh osedaniy zemnoy poverhnosti. *Gornyy zhurnal Kazahstana*. 2018. No 11. P. 24-28. [in Russian]

7. Kenesbaeva A., Nurpeisova M.B. metodika modelirovaniya deformatsii zemnoy poverhnosti s ispolzovaniem kletochnykh avtomatov. *Vestnik KazNITU*. 2019. No 1. P. 186-191. [in Russian]

8. Kenesbaeva A., Tursbekov S.V., Kuznetsova I.A. Monitoring smescheniy zemnoy poverhnosti pri razrabotke uglevodorodov. *Marksheyderiya i nedropolzovanie*. 2019. No 2 (100). P. 42-45. [in Russian]

9. Nurpeisova M.B., Kirgizbaeva G.M., Bek A.A. Monitoring of technogenic systems (monograph). Deutschland: LapLambert, 2016. 113 p. [in Russian]

10. Vyisochanskiy I.V. Novyye predstavleniya o razvitiï i perspektivah neftegazonosnosti solyanokupolnykh podnyatiy v Dneprovsko-Donetskoï vpadine. *Geologicheskyy zhurnal*. 1991. No2. P. 109–116. [in Russian]

11. Atlas rodovyshch nafty i hazu Ukrainy: V 6 t. – Lviv: Ukrainska naftohazova akademiia., 1999. – T. III: Ckhidnyi naftohazonosnyi rehion. 1424 p. [in Ukrainian]

12. Gornaya entsiklopediya / Gl. red. E.A. Kozlovskiy. red. kol.: M.I. Agoshkov, L.K. Antonenko, K.K. Arbiev i dr. M.: Sov. Entsiklopediya. T.5. 1991. 541 p. [in Russian]

13. Trubetskoy K.N., Guryanov V. V. Intensifikatsiya gazootdachi ugolnykh plastov na osnove regulirovaniya ih napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya. *Ugol*. 2006. No 2. P. 64-66. [in Russian]

14. Lukinov V. V., Pimonenko L. I. Tektonika metanougolnykh mestorozhdeniy Donbassa. K. : Nauk. dumka, 2008. 352 p. [in Russian]

15. Bulat A. F., Lukynov V. V. , Bezruchko K. A. Umovy formuvannya hazovykh pastok u vuhlenosnykh vidkladakh. K.: Naukova dumka, 2017. 252 p. [in Ukrainian]

16. Bulat A.F. Lukinov V.V., Bezruchko K.A., Krukovskiy O.P., Krukovska V.V. Heomekhanichniy chynnyk nadkhozheniya dodatkovykh obsiahiv vilnoho metanu pry ekspluatatsii hazovykh rodovyshch. *Dopovidi NAN Ukrainy*. 2018. No 8. P. 25–35. [in Ukrainian]

17. Bulat A.F. Krukovskiy O.P., Krukovska V.V., Bezruchko K.A. Chyselne modeliuвання heomekhanichnykh i filtratsiinykh protsesiv, shcho vidbuvaiutsia v porodnomu masyvi pry vidpratsiuванні hazovykh rodovyshch. *Dopovidi NAN Ukrainy*. 2018. No 9. P. 28–34. [in Ukrainian]

18. Dobryinin V.M. Deformatsiya i izmeneniye fizicheskikh svoystv kollektorov nefiti i gaza. M.: Nedra, 1970. 239 p. [in Russian]

19. Iselidze O.V., Dahnov A.V., Grigorev E.B., SemYonov E.O., Kryukova I.B. Vliyanie effektivnogo davleniya na izmenenie fizicheskikh i kollektorskih svoystv gorniyh porod. *Nauchno-tehnicheskiiy sbornik. Vesti gazovoy nauki*. 2018. No 1 (33). P. 95-99. [in Russian]

20. Abielientsev V.M., Lurie A.I., Povierienyi S.F., Susiak T.Ia. Nova metodyka interpretatsii rezultativ laboratornykh doslidzhen hirskykh porid pry modeliuvani plastovykh umov. *Heolohichnyi zhurnal*. 2017. No3 (360). P. 23-30. [in Ukrainian]

21. Hoptarova N.V. Heoloho-fizychni chynnyky deformatsiinykh protsesiv porodnykh masyviv i ekspluatatsiinykh sverdlodyn naftohazovykh rodovyshch vnutrishnoi zony peredkarpatskoho prohynu: avtoref. dys. kand. heol. nauk. Ivano-Frankivsk: I-F NTU nafty i hazu. 2003. 21 p. [in Ukrainian]

22. Yalanskyi A.O. Sapunova I.A., Slashchov A.I., Novikov L.A. Obhruntuvannia vykhidnykh parametriv dlia modeliuвання heomekhanichnykh protsesiv v zadachakh otsinky bezpeky pidtrymannia hirnychykh vyrobok. *Heotekhnichna mekhanika*. 2014. No 119. P. 282–295. [in Ukrainian]

НАПРЯМКИ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ СПОРУДЖЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

В. М. Чарковський

*ІФНТУНГ; м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 547002; 727137,
e-mail: 0526.ning@gmail.com*

Згідно з вимогами стандарту ISO 9000:2015 описано виконані у процесі спорудження нафтових і газових свердловин виробничі операції, які чинять визначальний вплив на якість закінченої продукції. Наведено показники якості, за допомогою яких можна оцінювати як виробничий процес, так і свердловину як завершену споруду. Відомі показники якості пропонується поділити на показники при проектуванні свердловини, та показники при спорудженні і експлуатації свердловини. Прийняті показники якості пропонується систематизувати у відповідні ієрархії якості. Рівні ієрархії в бурінні поділено за видами виконуваних робіт у циклі спорудження свердловини, а саме: буріння під кондуктор, кріплення кондуктором, буріння під технічні колони, кріплення технічними колонами, буріння під експлуатаційну колону (окремо – буріння у продуктивному пласті), кріплення експлуатаційною колоною. Наведено ієрархію оцінювання якості технологічного процесу буріння і кріплення за методом Т.Саати. Даються деякі рекомендації щодо використання шкали парних порівнянь для оцінювання процесів. Введено поняття «еталонна якість», з якою порівнюються фактично досягнуті показники якості буріння і кріплення. Запропоновано метод розрахунку інтегрального коефіцієнта якості та відповідну шкалу якості технологічних процесів буріння і кріплення. Як результат, запропоновано визначати інтегральний коефіцієнт якості через співвідношення оцінки з вектора пріоритетів для фактично досягнутої якості до оцінки для еталонної якості. Інтегральний коефіцієнт не перевищуватиме 1,00. Відповідно встановлюється шкала оцінок для низької, хорошої та високої якості свердловини як завершеної гірничої споруди. Визначено напрямки і показники якості, які важко виразити кількісно, та сформульовано нову ієрархію оцінювання якості свердловини як завершеної споруди. Контроль за показниками якості планується покласти на супервайзерів. Сформульовано основні засади контролю за якістю в бурінні.

Ключові слова: стандарт якості, показники якості процесу буріння і кріплення, метод Саати, інтегральний коефіцієнт якості свердловини.

Согласно требованиям стандарта ISO 9000:2015 описаны производственные операции при сооружении нефтяных и газовых скважин, имеющие определяющее влияние на качество завершённой продукции. Приведены показатели качества, с помощью которых можно оценивать как производственный процесс сооружения, так и скважину как завершённое сооружение. Известные показатели качества предлагается разделить на показатели при проектировании скважины, и показатели при сооружении и эксплуатации скважины. Принятые показатели качества предлагается систематизировать в соответствующие иерархии качества. Уровни иерархии в бурении разделены по видам выполняемых работ в цикле сооружения скважины, а именно: бурение под кондуктор, крепление кондуктором, бурение под технические колонны, крепление техническими колоннами, бурение под эксплуатационную колонну (отдельно - бурение в продуктивном пласте), крепление эксплуатационной колонной. Приведена иерархия оценивания качества технологического процесса бурения и крепления по методу Т.Саати. Даны некоторые рекомендации по применению шкалы парных сравнений для оценки процессов. Введено понятие «эталонное качество», с которым сравниваются фактически достигнутые показатели качества бурения и крепления. Предложен метод расчета интегрального коэффициента качества и соответствующая шкала качества технологических процессов бурения и крепления. Как результат, предложено определять интегральный коэффициент качества из соотношения оценки из вектора приоритетов для фактически достигнутого качества к оценке для эталонного качества. Интегральный коэффициент не превышает 1,00. Согласно этому устанавливается шкала оценок для низкого, хорошего и высокого качества скважины как завершённого горного сооружения. Определены направления и показатели качества, которые трудно выразить количественно, и с использованием этого сформулирована новая иерархия оценки качества скважины как завершённого сооружения. Контроль по показателям качества планируется возложить на супервайзеров. Сформулированы основы контроля качества в бурении.

Ключевые слова: стандарт качества, показатели качества процесса бурения и крепления, метод Саати, интегральный коэффициент качества скважины.

Based on the requirements of ISO 9000: 2015, production operations are described in the process of oil and gas wells construction, which have a decisive influence on the quality of the final product. The quality indicators are given, with which one can evaluate both the production process of the construction and the well as a finished construction. Given quality indicators are proposed to be divided into indicators when designing a well, and indicators for the well construction and operation. The quality indicators adopted during the construction and operation of the borehole are proposed to be systematized into the appropriate quality hierarchy. Hierarchy levels in drilling should be divided by type of work performed in the cycle of well construction, namely: surface hole drilling, well casing, intermediate hole drilling, intermediate well casing, production casing drilling (separately – drilling-in operation or pay-drilling), setting of production casing. The hierarchy of the quality evaluation of the technological process of drilling and casing using the T. Saati method is given. Some recommendations are made for using a pairwise comparison scale for process evaluation. The concept of “reference quality” has been introduced, with which present achieved indicators of drilling and casing quality are compared. The method of calculating the integral coefficient of quality and the corresponding scale of quality of technological processes of drilling and casing is proposed. As a result, it is proposed to determine the integral coefficient of quality through the ratio of the estimation obtained from the priority vector for the actual achieved quality to the estimation for the reference quality. The integral coefficient will not exceed 1.00. Accordingly, a scale is established for the low, good and high quality wells, as completed mining facilities. The directions and quality indicators, which are difficult to express quantitatively, are defined, and with this the new hierarchy of the quality assessment of well as a completed structure is formulated. Quality control is planned to be put on supervisors. The basic principles of quality control in drilling are formulated.

Key words: quality standard, quality indicators of drilling and casing process, Saati method, integral coefficient of well quality.

Вступ

На ринку з надання сервісних послуг у нафтогазовій галузі починає складатися ситуація, коли якість тієї чи іншої послуги разом із її вартістю визначає успіх сервісної компанії загалом. Прикладом цього є ситуація зі скороченням бурових підприємств на заході України та майже одночасне при цьому залучення до бурових робіт в Україні іноземних бурових підприємств. Можна також відмітити ріст конкуренції між малими та середніми підприємствами з надання сервісних послуг для державних та приватних нафтогазових компаній, причому великі нафтогазовидобувні підприємства продовжують зберігати весь арсенал обладнання та інших ресурсів для виконання необхідних робіт своїми силами. Таким чином, для того, щоб домогтися успіху, сервісна компанія повинна забезпечити конкурентоздатну якість та конкурентоздатні ціни на свої товари та послуги.

Якщо розглядати діяльність сервісних компаній разом із діяльністю підприємств виконання бурових робіт як безперервне постачання та використання у технологічному циклі відповідних ресурсів для будівництва свердловин, то першорядна роль у формуванні відповідної якості належатиме проектним організаціям, оскільки саме на стадії проектування закладається технічний рівень виробництва бурових робіт, а отже, певний рівень досконалості цих послуг.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Як відомо [1], категорія якості – це відносний термін, який має різні аспекти, тобто різ-

ний зміст. Говорячи про якість спорудження свердловин, різні зацікавлені сторони будуть здійснювати контроль за своїми показниками якості. Для бурових підприємств – це, в першу чергу, показники, які забезпечують найменші витрати на спорудження свердловини; для нафтогазовидобувних підприємств – це показники, пов'язані з експлуатацією свердловини при найменших витратах, тобто її дебіт, періодичність поточних та капітальних ремонтів, витрати на сервісне обслуговування свердловини та на підтримання тривалості її життєвого циклу; для державних контрольних органів – це показники, пов'язані зі збереженням довкілля. Всі ці аспекти однаково важливі, а недопрацювання у будь-якому з них може створити великі проблеми.

Багато надрокористувачів в Україні – замовників бурових робіт – перейняли світовий досвід за контролем якості спорудження свердловин і впровадили супервайзинг при бурінні та експлуатації нафтогазових свердловин. Супервайзинг – це система нагляду надрокористувача за своїми виробничими засобами, тобто свердловинами на родовищі. За цією системою замовник бурових робіт (тобто організація-надрокористувач) призначає на свердловину свого представника – супервайзера, наділяючи його при цьому повноваженнями контролю за технологічними процесами при спорудженні свердловини, а пізніше – іншими відповідними повноваженнями при експлуатації свердловини. Супервайзер контролює витрату матеріалів та обладнання під час провадження відповідних технологічних процесів, баланс продуктивного-

непродуктивного часу при виконанні відповідних робіт, виконання оперативних розпоряджень замовника, формування бази даних та передачу її у вищу організацію, а також відповідність виконуваних робіт нормативним вимогам замовника та законодавства у сфері охорони довкілля та безпечних умов праці. Супервайзер має брати участь у розслідуванні всіх видів геологічних ускладнень, аварій та браку, фіксувати всі допущені виконавцем порушення, призупиняти та забороняти всі виробничі процеси у випадку їх невідповідності запланованим завданням. Для реалізації таких широких повноважень супервайзеру необхідна чітка система показників якості та відповідних інструментів контролю за показниками.

У науковій літературі можна знайти велику кількість праць, у т.ч. сучасних, на тематику контролю якості в бурінні. У працях [2, 3, 4, 5] систематизовано вимоги щодо контролю якості, запропоновано ієрархічну структуру критеріїв якості нафтогазових свердловин як інженерних конструкцій, сформульовано основні підходи до оцінювання якості технологічних операцій при спорудженні свердловини. Особливістю цих наукових праць є оцінювання якості свердловин за гнучкою ієрархічною системою критеріїв геометричних параметрів траєкторії свердловини, кріплення, розкриття продуктивних пластів, охорони надр і довкілля, яка допускає можливі доповнення та виключення критеріїв, щоб забезпечити достовірнішу оцінку якості залежно від призначення та особливостей спорудження свердловин. Авторами запропоновано шкалу якості для наступних категорій: «дуже висока якість», «висока якість», «задовільна якість», «незадовільна якість», яку обґрунтовано відповідними шкалами за вимірними критеріями. Здебільшого наведені у цих працях рекомендації повинні бути впроваджені на стадії проектування свердловин, окрім того, деякі важливі економічні критерії враховані опосередковано через критерії кріплення, екологічні та розкриття продуктивних пластів.

У [6] детально розглянуто сучасні теорії та методи контролю технологічних процесів поглиблення свердловин, наведено приклади вибору доліт та оптимізації режимних параметрів буріння в умовах Передкарпатського прогину, описано прилади автоматизованого контролю за режимними параметрами. Очевидно, що дана робота має безпосереднє відношення до створення автоматизованої інформаційної системи управління будівництвом свердловин, і має охоплювати всі ланки управління виробницт-

вом, а також його забезпечення відповідними ресурсами.

Підхід до викладання основ нафтопромислового супервайзингу на базі контролю за техніко-технологічними параметрами спорудження та експлуатації свердловин ставиться за мету багатьох публікацій у російських виданнях, наприклад [7]. У цій праці основний акцент робиться на контролі за якістю виконання робіт на стадії капітального та поточного ремонту, хоча зазначається, що якість свердловин формується ще на стадії їх спорудження.

Досить ґрунтовне охоплення різних аспектів якості спорудження свердловин дано у [8], де запропоновано використовувати узагальнений або інтегральний показник якості робіт на базі відповідної кваліметрії часткових показників якості. Хоча у цій науковій праці наголошується, що стосовно свердловини як гірничо-технічної продукції дієвими формами оцінки відповідності є авторський нагляд, буровий супервайзинг та приймання закінченої спорудженням свердловини, питанням контролю показників якості на рівні бурового супервайзера не приділено відповідної уваги. У приватному секторі саме ця первинна ланка контролю якості є, можливо, єдиною зв'язувальною ланкою між буровим підрядником та надкористувачем, а тому всі питання щодо контролю якості свердловини мають починатися з рівня супервайзера.

Основний недолік усіх вищезгаданих наукових публікацій – це відсутність будь-яких згадок про необхідність контролю якості ще на рівні виконання проектних робіт. Якісно складена проектно-кошторисна документація не тільки є базою для закладання відповідної якості закінченої будівництвом свердловини як гірничо-технічної споруди, але й формує умови для подальшого технічного та інноваційного розвитку бурового підприємства.

Останніми роками поняття та принципи управління якістю продукції, а отже, і вимоги щодо якості спорудження свердловин дещо розширилися. Міжнародний стандарт ISO 9000:2015 визначає, що якість продукції та послуг охоплює не тільки їхні передбачені функції та характеристики, але також їхні сприймані цінності та користь для замовника [9]. Там же вказується, що якість продукції та послуг організації визначають здатністю задовольняти замовників, а також передбаченим і непередбаченим впливом на відповідні зацікавлені сторони. У випадку нафтогазових свердловин та нафтогазової промисловості загалом найбільшою зацікавленою стороною є держава, яка встанов-

лює і контролює тарифи на відповідні послуги для населення, встановлює вимоги до охорони надр та навколишнього середовища, дбає про наповнення бюджету та обороноздатність країни. А отже, питання якості з прийняттям міжнародного стандарту ISO 9000:2015 вже виносяться на загальнодержавний рівень, оскільки може сприяти збільшенню видобутку вуглеводнів з власних родовищ.

Сучасні вимоги щодо якості будівельної продукції, до якої належить спорудження нафтогазових свердловин як технічних споруд, було закладено у постанові Кабінету Міністрів України від 20.12.2006 №1764 «Про затвердження Технічного регламенту будівельних виробів, будівель і споруд». У документі вказано на необхідність забезпечення механічного опору та стійкості, дотримання вимог пожежної безпеки, забезпечення безпеки життя і здоров'я людини, захисту навколишнього середовища, забезпечення безпеки експлуатації, забезпечення захисту від шуму, забезпечення економії енергії.

Виділення раніше невиділених частин загальної проблеми

Невирішеними питаннями залишається створення єдиної системи управління якістю на бурових підприємствах, яка б охоплювала всі стадії будівництва свердловини від проектування до передачі в експлуатацію, а також розроблення методики визначення інтегрального коефіцієнта якості свердловини як закінченої гірничо-технічної споруди.

Метою даної статті є напрацювання напрямків удосконалення системи управління якістю виробничих процесів буріння і кріплення, а також відбір критеріїв для визначення інтегрального коефіцієнта якості закінченої будівництвом свердловини як гірничо-технічної споруди.

Основна частина дослідження

Відповідно до основних вимог постанови КМУ №1764 від 20.12.2006 пропонуються такі групи показників оцінювання якості: 1 – на стадії створення проектно-кошторисної документації; 2 – на виробничій стадії будівництва свердловини, де формуються геометричні критерії стовбура свердловини, критерії якісного розкриття продуктивних пластів, критерії кріплення свердловини; 3 – на стадії експлуатації свердловини. Причому, на виробничій стадії та стадії експлуатації потрібно додатково забезпечити безпечні умови праці та збереження довкілля, а отже, встановити групи відповідних критеріїв безпеки праці та екологічних.

На стадії проектних робіт

Розглядаючи якість проектно-кошторисної документації, необхідно виходити з того, що кожна свердловина як готова інженерно-технічна споруда має відбивати функціональні характеристики якості, які визначаються споживачем, тобто замовником бурових робіт або надкористувачем. Тут потрібно зауважити, що замовника цікавлять тільки основні показники якості, без яких свердловина не може функціонувати і, відповідно, виникає проблема інженерного втілення цих показників у якості готової гірничо-технічної споруди.

Одним із прийнятних методів включення до процесу проектування конкретних вимог замовника є розгортання функції якості (QFD). Для реалізації методу QFD проектній організації потрібно створити міжфункціональні групи, які б працювали у сфері вивчення вимог споживачів, у сфері реалізації виробничих можливостей та власне у сфері створення проектно-кошторисної документації. Причому, у широкому розумінні, під споживачами розуміються надкористувачів не тільки в галузі видобування вуглеводнів, але й видобування мінеральних вод, твердих корисних копалин, утилізації стокових вод. Результатом цієї роботи може стати створення матричної організаційної структури, у якій вимоги споживачів буде перетворено у конкретні інженерні задачі, що вирішуватимуться у технічних проектах. Саме у таким спосіб пропонується наблизити зміст технічних проєктів до реальних умов підрядників бурових робіт та сервісних організацій, а також значно диверсифікувати діяльність самих проектних організацій.

Виконувати оцінку якості проектно-кошторисної документації пропонується за такими базовими групами показників:

1) показники надійності гірничо-технічної споруди (дотримання норм та інструктивних матеріалів, відповідність конструктивних рішень та виконаних розрахунків);

2) показники технічної досконалості проекту та споруди (раціональний вибір конструкції свердловини, впровадження інновацій);

3) показники уніфікації та стандартизації (дотримання стандартів, реалізація можливостей застосування типових проєктів, уніфікація всередині проєкту);

4) показники технологічності проекту (урахування можливостей застосування новітніх методів та технологій буріння і кріплення);

5) зниження кошторисної вартості проекту.

На виробничій стадії будівництва свердловини

Розроблення системи управління якістю спорудження свердловин має базуватися на моделі, наведеній в ISO 9000:2015. Перш за все, система має бути гнучкою та легко пристосовною в складному середовищі організації, оскільки не всі складові системи, а також процеси та дії можна наперед визначити. Якщо одні показники якості можна досить точно спрогнозувати та спланувати у кількісному вимірі, то деякі додаткові ключові вигоди від підвищення якості послуг у нафтогазовій промисловості у кількісному вимірі виразити досить проблематично. Стандартом [9] визначено досягнення таких вигод, як збільшення цінності для замовника та його задоволеності, покращення репутації сервісної організації та поліпшення лояльності замовника, розширення спроможності організації та її персоналу отримувати бажані результати, поліпшене розуміння персоналом цілей організації у сфері якості та підвищення задоволеності персоналу, підвищення здатності досягати цілей організації, збільшення спроможності досягати цілей і створювати цінність для зацікавлених сторін завдяки спільному користуванню ресурсами та керуванню ризиками, пов'язаними з якістю тощо. Очевидно, що всі ці вигоди можна оцінити як параметри підвищення якості спорудження свердловин тільки через деяку систему управління якістю.

Також потрібно врахувати, що сервісна організація має процеси, які може бути визначено, виміряно та поліпшено. Ці процеси взаємодіють, щоб давати результати, узгоджені з цілями організації, деякі з цих процесів є критично важливі, тоді як інші – ні [9]. Стосовно бурового підрядника, виробничі процеси давно були визначені і дуже чітко структуровані на основні та допоміжні, які складають цикл спорудження свердловини і, в основному, повторюються з кожним наступним циклом. Класифікація виробничих процесів спорудження свердловини є показовим прикладом застосування наукової організації праці з виробленням та дотриманням норм часу на виконання кожної виробничої операції та відповідними методами управління якістю споруджених свердловин. Наприклад, свого часу при розбурюванні як родовищ Західного Сибіру, так і в Україні заохочувалося, в основному, перевиконання норм часу на буріння та кріплення, що було виправдано в умовах високих пластових тисків та великих запасів вуглеводнів. У сучасних умовах видобування вуглеводнів із важковилучуваними запасами потрібно, перш за все, застосовувати іннова-

ційні технології, а тому перевиконання буровою бригадою норм часу на відповідні виробничі операції із залученням нової техніки може стати причиною браку у виконанні робіт. Окрім того, на сучасному етапі розвитку бурової техніки від бурової бригади все менше залежить використання власних (тобто людських) резервів прискорення будівництва свердловини.

По-друге, люди співпрацюють у межах виробничого процесу, щоб здійснювати свою повсякденну роботу [9]. Більшість виробничих операцій у бурінні (як основних, так і допоміжних) є нормованими, тобто встановленими, тоді як деякі інші виробничі операції – це реакція на зовнішні впливи, до яких відносять геологічні ускладнення та аварійні ситуації в бурінні [10]. Таким чином, іншою вимогою до системи управління якістю спорудження свердловин має бути вимога щодо динамічності, тобто система має становити структурну основу для планування, отримання, моніторингу та поліпшення показників виробничої діяльності з управління якістю, яку б можна було вдосконалювати з часом. За цієї умови система управління якістю може стати базою для вироблення науково обґрунтованих норм і нормативів виробництва бурових робіт та планування виробничої діяльності, сформувавши, таким чином, у майбутньому основу для бази знань більш досконалої експертної системи.

У системах управління якістю будівництва свердловин необхідно приділити належну увагу встановленню відповідних рівнів якості [9]. У технології буріння розрізняють буріння свердловини до продуктивного пласта та буріння свердловини у продуктивному пласті (або первинне розкриття продуктивного пласта). Для першого випадку процес формування стовбура свердловини можна охарактеризувати рівнями "задовільна якість" або "хороша якість", тоді як у другому випадку потрібно забезпечити "високу якість" – рівень, за якого буде досягнуто бажану цінність свердловини та її користь для замовника. Поділ робіт на рівні за якістю сприятиме, таким чином, поглибленій спеціалізації на ринку бурових послуг із використанням аутсорсингу – передаванням робіт із первинного розкриття продуктивного пласта сторонньому виконавцю. Часто виконавець при цьому повинен забезпечити формування декількох додаткових стовбурів у продуктивному пласті. Буріння таких стовбурів все частіше виконується зі спеціалізованого обладнання (колтубінгових агрегатів), що тільки закріплює процес розподілу праці. Хоча терміни "низька, хороша та висока якість" рекомендуються стандартом ISO

Таблиця 1 – Результати виробничих етапів у циклі спорудження свердловини

<i>Етап циклу спорудження</i>	<i>Вихід або результат</i>
1. Монтаж бурового обладнання	1. Виконано підготовчі роботи до монтажу згідно з планами робіт. 2. Змонтовано на свердловино-точці обладнання за встановленою схемою монтажу.
2. Підготовчі роботи до буріння	1. Перевірено за вимогами щодо охорони праці та навколишнього середовища та відповідним чином налаштовано бурове обладнання. 2. Проведено пускову конференцію з буровою бригадою для ознайомлення з основними нормативними документами.
3. Буріння та кріплення	1. Сформовано стовбур свердловини під кондуктор. 2. Обсаджено стовбур кондуктором та змонтовано противикидне обладнання. 3. Сформовано стовбур/стовбури свердловини під проміжну колоноу / проміжні колони. 4. Закріплено стовбур проміжною колоною/проміжними колонами. 5. Сформовано стовбур свердловини під експлуатаційну колоноу. 6. Виконано всі роботи з первинного розкриття продуктивного пласта згідно з планом робіт. 7. Обсаджено стовбур експлуатаційною колоною/ хвостовиком та встановлено колонну головку.
4. Освоєння свердловини	1. Проведено вторинне розкриття продуктивного пласта. 2. Облаштовано відповідною арматурою устя свердловини. 3. Отримано приплив флюїду.

9000:2015 як прикметники, у даній роботі пропонується використання відповідних оцінок якості спорудження свердловин.

Оцінювання якості спорудження свердловин неможливе без відповідних вимог щодо якості. При цьому має бути забезпечено здатність об'єкта якості отримувати вихід, який відповідатиме встановленим вимогам до цього виходу [9]. Нафтогазова свердловина як готова гірнична споруда або продукція на шляху до своєї повної готовності має пройти певні виробничі процеси або стадії спорудження - від монтажу обладнання і забурювання стовбура до освоєння продуктивних пластів. Можливі виходи, тобто результати для контролю за якістю на різних етапах спорудження свердловини на рівні бурового супервайзингу, представлено у табл. 1.

У кожному із представлених у табл.1 виходів має бути забезпечено вимірний результат, тобто кількісні та якісні дані, у т.ч. показники якості спорудження свердловини. При цьому необхідно оцінювати ризики виникнення ускладнень геологічного характеру. Вся інформація має бути відповідним чином задокументована. У випадку, коли фактично отримані показники якості не відповідають встановленим, супервайзер після відповідних консультацій має надати дозвіл на такі дії:

- подальше продовження бурових робіт;

- виправлення нештатної ситуації силами бурової бригади або із залученням додаткових ресурсів;

- бракування свердловини та перебурювання частини стовбура.

Кожна із цих дій пов'язана із необхідністю залучення додаткових коштів та інших ресурсів для досягнення проектної глибини.

Основним завданням бурового супервайзера на етапі управління якістю має стати забезпечення реальної якості процесу спорудження свердловини як закінченої гірничої споруди, не нижчої за рівень якості, що забезпечується технічним проектом на спорудження цієї свердловини. При цьому потрібно виділяти задовільну якість свердловини як мінімально допустимий рівень якості, нижче якого свердловина не може функціонувати як гірничо-технічна споруда.

Оскільки виробничі процеси буріння та кріплення свердловини є визначальними, з точки зору формування відповідної якості свердловини, то їх розробці необхідно приділити окрему увагу. У табл. 2 наведено показники якості процесу буріння та кріплення, які пропонуються для контролю на рівні бурового супервайзингу.

Наведені у табл. 2 показники виробничого процесу буріння та кріплення містять також показники якості свердловини, як закінченої гірничо-технічної споруди. Це стосується показників кріплення стовбура обсадними коло-

Таблиця 2 - Показники якості процесів буріння та кріплення на рівні бурового супервайзингу

Процес	Показники якості
Формування стовбура під кондуктор	1. Коефіцієнт технологічної спеціалізації при бурінні під кондуктор. 2. Питома матеріаломісткість буріння.
Кріплення стовбура кондуктором	3. Висота підйому цементу за кондуктором та висота цементного стакану у кондукторі. 4. Якість цементування кондуктора за даними геофізичних досліджень.
Формування стовбура під технічну колону	5. Коефіцієнт технологічної спеціалізації при бурінні під технічну колону. 6. Питома матеріаломісткість буріння. 7. Відхилення вибою свердловини від круга допуску. 8. Відхилення стовбура від заданого напрямку по азимуту. 9. Кавернозність стовбура свердловини. 10. Коефіцієнт безаварійної роботи. 11. Питома вага втрат від браку.
Кріплення стовбура технічною колоною	12. Висота підйому цементу за технічною колоною та висота цементного стакану всередині колони. 13. Якість цементування технічної колони за даними геофізичних досліджень.
Формування стовбура під експлуатаційну колону	14. Коефіцієнт технологічної спеціалізації при бурінні під експлуатаційну колону. 15. Питома матеріаломісткість буріння. 16. Відхилення вибою свердловини від кола допуску. 17. Відхилення стовбура від заданого напрямку по азимуту. 18. Загальна довжина просторового викривлення. 19. Кавернозність стовбура свердловини. 20. Процент виносу керну. 21. Коефіцієнт безаварійної роботи. 22. Питома вага втрат від браку.
Первинне розкриття продуктивного пласта	23. Відповідність обсягів виконаних робіт плану робіт з первинного розкриття продуктивного пласта. 24. Репресія на пласт.
Кріплення стовбура експлуатаційною колоною або хвостовиком	25. Висота підйому цементу за експлуатаційною колоною та висота цементного стакану всередині колони. 26. Якість цементування експлуатаційної колони за даними геофізичних досліджень, у т.ч. якість цементування експлуатаційної колони у продуктивному інтервалі.

нами, а також контролю його просторового положення і кавернозності. У процесі буріння ці показники піддаються, у деяких випадках, коригуванню, а тому в табл. 2 не розмежовуються. У роботі [8] рекомендується розмежовувати показники якості процесу буріння та кріплення з показниками якості свердловини як закінченої споруди. Це доцільно робити у випадку формування показників функціональної якості, тобто тих показників, які, в першу чергу, цікавлять замовника. Тим більше, що такий підхід рекомендується теорією управління якістю [1], де вказується на необхідність створення як внутрішніх стандартів якості організації, так і показників, які б забезпечували функціональну якість об'єкта, необхідну замовнику. Запропо-

новані тут показники функціональної якості свердловини наведено у табл. 3.

З усіх методів підвищення флюїдовіддачі пластів найефективнішим слід вважати підвищення якості процесу буріння і кріплення свердловин. Досвідом розробки нафтогазових родовищ доведено, що при невисокій якості буріння згущення проєктної сітки свердловин часто призводить до нерентабельності процесу видобування вуглеводнів. Довговічність свердловин потрібно підвищувати за рахунок поліпшення їх конструкції і підвищення якості формування відкритого стовбура. Зі збільшенням глибини буріння вплив якості свердловини тільки зростатиме, оскільки ліквідація браку буде високо-вартісною на великих глибинах. Те ж саме мо-

Таблиця 3 – Показники функціональної якості свердловини

Етап робіт у циклі спорудження свердловини	Показники якості
Буріння та кріплення	1. Параметри викривлення стовбура в інтервалі встановлення глибинного насосного обладнання. 2. Параметри викривлення в інтервалах вище та нижче встановлення глибинного насосного обладнання. 3. Герметичність експлуатаційної колони. 4. Центрування експлуатаційної колони.
Вторинне розкриття пласта та освоєння свердловини	5. Параметри забрудненості та гідропровідності пласта. 6. Наявність заколонних перетікань в процесі освоєння.

жна стверджувати про витрати на стадії експлуатації свердловин, а тому додаткові капітальні витрати, які будуть необхідні при створенні системи управління якістю, окупляться.

Організуючи систему контролю якості буріння та кріплення свердловин, необхідно притримуватися таких засад. По-перше, покращення якості потрібне лише у тому випадку, коли вигоди від цього пересяють відповідні витрати. На рівні бурового супервайзингу зустрічається мало виробничих ситуацій, коли потрібно вирішувати, яким чином підвищити якість спорудження свердловини, а скоріше – як недопустити втрату якості наперед запланованих робіт. По-друге, за стандарти якості виконання робіт з буріння та кріплення беруться такі нормативні документи, як геолого-технічний наряд, режимно-технологічна карта, наряд на виконання бурових робіт, а також плани деяких спеціалізованих робіт із підвищеним рівнем уваги з боку виконавця (наприклад, план робіт з первинного розкриття продуктивного пласта, план робіт з ліквідації геологічного ускладнення і т.п.). Для гарантованого забезпечення якості спорудження свердловини вважається, що буровому підряднику достатньо строго притримуватися вимог нормативних документів, при цьому потрібно ще й брати до уваги різні ризики. Процеси буріння та кріплення свердловини, на відміну від інших видів виробничої діяльності, знаходяться під значним впливом геологічних умов, а тому результат цих процесів не є строго визначеним. Окрім того, на якість свердловини впливають також якість проектування та достовірність вхідної інформації у завданні на проектування.

Виходячи з наведеного, система управління якістю спорудження свердловин на етапі контролю обов'язково має мати елементи зворотного зв'язку між проектною організацією, виконавцем та замовником. У свою чергу, зворотний зв'язок потрібен для перегляду та коригування нормативних документів, що є ще од-

нією із засад у створенні системи управління якістю. Насамкінець, працівники мають знати, що їх преміюють за досягнення встановлених стандартів якості у бурінні.

Важливим є не тільки те, як часто здійснюється контроль, але й який час мине з моменту, коли помітили відхилення і прийняли рішення про його усунення. З огляду на це, система управління якістю не повинна бути складною. Всі запрограмовані управлінські рішення приймаються на стадії проектування, управлінський персонал має право коригувати проектні документи, а отже, бурового супервайзера необхідно забезпечити інструментарієм компактного представлення інформації на вищій рівень управління. Таким інструментарієм може стати один із експертних методів оцінювання якості, представлений відповідним програмним забезпеченням та підкріплений статистичними методами контролю якості. Як один із прийнятних варіантів нижче наводиться метод аналізу ієрархій Т.Сааті [11].

Реалізація методу аналізу ієрархії у прямій задачі Т.Сааті відбувається за такими етапами.

1) Визначається загальна мета проблеми, яка потім ділиться на підцілі, які, у свою чергу, забезпечуються відповідними ресурсами та відповідними варіантами або альтернативами дій з боку виконавця. Враховуються також фактори, які діють на підцілі у тих чи інших умовах вирішення проблеми.

2) Складається відповідна ієрархія – схематичне представлення проблеми досягнення генеральної мети.

3) Методом попарного порівняння експерт визначає на скільки той чи інший фактор або ресурс має перевагу, чи навпаки поступається іншим факторам або ресурсам на кожному рівні ієрархії у досягненні кожної підцілі вищого рівня. Порівняння виконуються експертом за шкалою, запропонованою в [11] і наведеною у табл. 4.

Таблиця 4 – Шкала порівнянь за методом аналізу ієрархії

<i>Визначення або судження експерта</i>	<i>Ступінь важливості або виставлені експертом бали переваги</i>	<i>Пояснення до дій експерта</i>
Однакова значущість елементів оцінювання	1	Два оцінювані елементи роблять однаковий внесок у досягнення цілі
Деяка перевага одного елемента оцінювання над іншим	3	За своїм досвідом та судженнями експерт віддає перевагу одному елементу перед іншим
Суттєва або сильна значущість одного елемента у порівнянні з іншим	5	Досвід та судження надають сильну перевагу одному елементу оцінювання над іншим
Дуже сильна або очевидна значущість	7	Перевага одного елемента над іншим дуже явна
Абсолютна значущість	9	Свідчення на користь одного елемента оцінювання перед іншим проявляються у найвищій мірі переваги
Проміжні значення між сусідніми балами шкали	2, 4, 6, 8	Ситуація, яка вимагає компромісного підходу до оцінювання
Обернені величини наведених вище балів переваги	Дробові числа, що виникають у заданій шкалі	Математично обґрунтоване припущення

Результати експертного оцінювання зводяться у квадратну матрицю n -ної розмірності, де n – кількість факторів порівняння як по рядках, так і по стовпцях матриці. Оскільки порівняння факторів проводиться по рядках матриці, то її діагональ буде складена з одиниць у будь-яких ситуаціях оцінювання (перевага одного і того ж елемента оцінювання над самим собою буде рівнозначною).

4) Розраховується вектор оцінок переваги серед всіх елементів нижчого рівня відносно їх внеску в реалізацію однієї з цілей вищого рівня. Оцінкою переваги є відношення середнього геометричного усіх балів переваги відповідного фактора оцінювання (і так кожного по рядках матриці) до суми всіх середніх геометричних. На нижчому рівні ієрархії з відповідних векторів формується матриця оцінок.

5) Шляхом перемноження вектора на матрицю оцінок отримують новий вектор оцінок переваги кожного елемента оцінювання нижчого рівня до вищої цілі. Такі дії виконуються до найнижчого рівня ієрархії оцінювання. У кінцевому результаті отримують вектор оцінок переваги відносно реалізації генеральної цілі, тобто першого рівня ієрархії.

6) На кожному з рівнів розрахунку оцінок переваги виконують перевірку узгодженості, яка є відзеркаленням пропорційності виставлених експертом переваг. Узгодженість визнача-

ється через відношення індекса узгодженості, розрахованого для даної матриці, до випадкового індекса [11]. Якщо розраховане відношення менше або рівне 0,10, то вважають, що узгодженість є прийнятною.

Відносно проблеми оцінювання якості в бурінні, генеральною ціллю є визначення інтегрального коефіцієнта якості, про що наголошується в роботі [8]. Внесок у даний показник роблять всі наведені у табл. 2 та табл. 3 фактори, але, зрозуміло, що різною мірою, яка залежить від умов спорудження свердловини. Оцінити відносний внесок кожного часткового показника в інтегральний коефіцієнт є завданням бурового експерта. Функції бурового експерта за наявності відповідного програмного забезпечення міг би взяти на себе буровий супервайзер. На останньому рівні оцінювання потрібно порівняти реалізацію кожного показника якості на даній свердловині з деякою наперед заданою еталонною якістю. За еталонну можна взяти якість, яку отримують на виході у випадку максимально точної реалізації проектних вимог. Можна також взяти за еталонний показник якості досвід та знання бурового експерта, набуті ним у подібних умовах буріння та кріплення на інших свердловинах. Схема розрахунку в жодному випадку не зміниться.

На рис. 1 відображено ієрархію розрахунку за методом аналізу ієрархії. На вищу сходинку

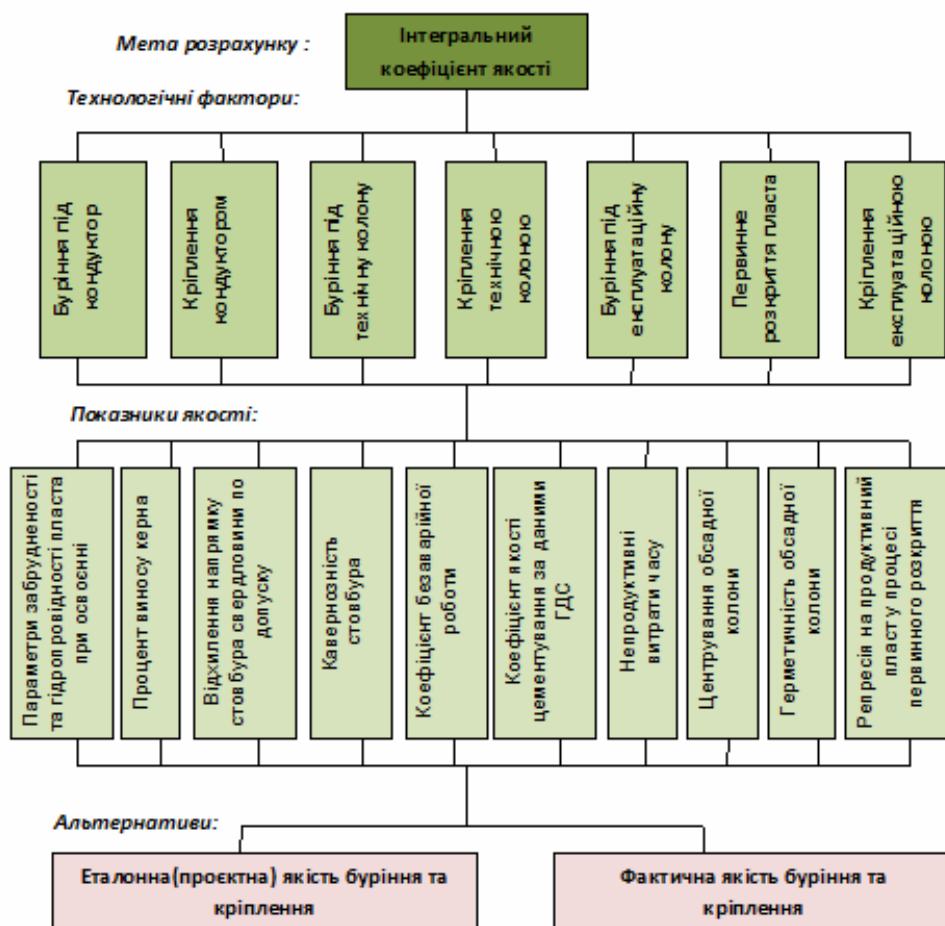


Рисунок 1 – Ієрархія визначення інтегрального коефіцієнта якості

Ієрархії (мету розрахунку) покладено знаходження інтегрального коефіцієнта якості свердловини, який би об'єднував часткові показники якості, наведені у табл. 2 і 3, що, у свою чергу, роблять внесок у інтегральну якість через технологічні фактори буріння під різні обсадні колони. Зрозуміло, що ці фактори по-різному впливають на інтегральний показник якості. При цьому до уваги взято десять найважливіших часткових показників якості, які в підсумку визначатимуть якість свердловини як закінченої гірничо-технічної споруди.

Під час розрахунку інтегрального показника якості спочатку визначається вектор оцінок внесків кожного фактора на другій сходинці ієрархії у формування інтегральної якості свердловини. Вибираються часткові показники якості на третій сходинці ієрархії для реалізації кожного фактора. Виконується оцінка цих часткових показників шляхом розрахунку відповідних векторів переваги, з точки зору реалізації кожного технологічного фактора. Виконується попарне порівняння проектної якості та фактично досягнутої на свердловині якості шляхом розрахунку вектора оцінок переваги для кожного

часткового фактора. Отримані в результаті експертного порівняння оцінки переваги групуються у матриці та вектор оцінок, які перемножуються на кожній сходинці ієрархії. Виконується перевірка на узгодженість виставлених буровим експертом балів переваги шляхом розрахунків відповідного індекса.

У результаті розрахунків за представленою схемою (рис. 1) та наведеною вище методикою отримують вектор оцінок для еталонної якості та фактично досягнутої якості виробничих процесів буріння та кріплення. Сума цих оцінок становитиме 1,00, оскільки метод передбачає визначення пріоритетів серед елементів нижнього рівня щодо їх внеску у реалізацію генеральної мети. Щоб отримати інтегральний коефіцієнт, потрібно оцінку фактично досягнутої якості поділити на оцінку еталонної якості

$$KI = \frac{w_2}{w_1}, \quad (1)$$

де KI – інтегральний коефіцієнт якості процесів буріння та кріплення свердловини;

w_2 – оцінка з вектора пріоритетів для фактично досягнутої якості процесів буріння та кріплення;

Таблиця 5 – Шкала якості

<i>Інтегральний коефіцієнт якості KI</i>	<i>Загальноприйнята оцінка якості</i>
0.95 - 1.00	Висока якість
0.85 - 0.94	Хороша якість
< 0.85	Низька якість

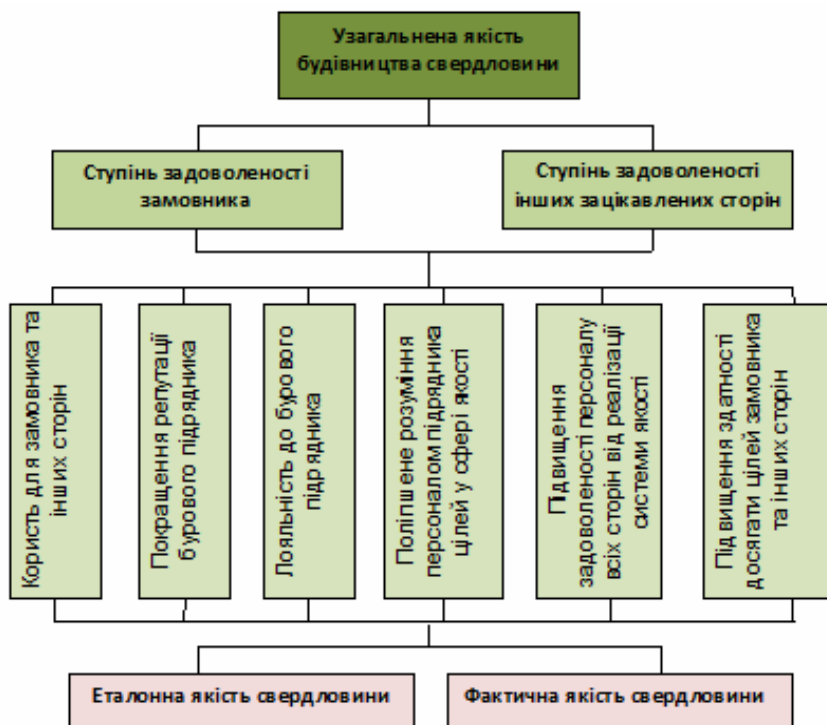


Рисунок 2 – Ієрархія альтернативних показників якості

w_1 - оцінка з вектора пріоритетів для еталонної якості.

Наприклад, якщо в результаті експертного оцінювання виявиться, що $w = \begin{bmatrix} 0,55 \\ 0,45 \end{bmatrix}$, то інтегральний коефіцієнт якості для таких умов оцінювання складе $KI = 0,45/0,55 = 0,82$. Таким чином, фактично досягнута якість на даній свердловині відносно деякої заданої наперед еталонної якості складе 82% у даних умовах оцінювання.

Якщо виявиться, що всі заплановані показники повною мірою реалізовано при бурінні та кріпленні, то вектор оцінок переваги матиме вигляд $w = \begin{bmatrix} 0,55 \\ 0,45 \end{bmatrix}$, а отже, інтегральний коефіцієнт якості виробничих процесів буде рівний 1,00, тобто набуде максимального значення. Замовнику бурових робіт залишається визначити і встановити, якими саме мають бути числові значення інтегрального коефіцієнта якості, що дуже легко зробити, виходячи із прийнятного ступеня реалізації власних вимог та побажань замовника. Можна запропонувати, наприклад, таку шкалу якості (табл. 5).

На рис. 2 наведено ієрархію процесу експертного оцінювання з використанням деяких альтернативних показників якості спорудження свердловин, рекомендованих стандартом ISO 9000:2015. На відміну від схеми, зображеної на рис.1, тут пропонується визначити ступінь реалізації тих показників якості, які важко кількісно розрахувати. Для формування еталонної якості потрібно виконувати спеціальний збір та аналіз даних щодо вимог замовника та державних органів управління у сфері нафтогазовидобування, про що вже наголошувалося вище при розгляді показників оцінювання якості проектно-кошторисної документації.

Урахування показників безпечних умов праці

Безперечно, що вищенаведена система виробничих показників якості буріння та кріплення свердловин вимагає доповнення показниками з дотримання техніки безпеки виробничих процесів. Тут ще потрібно проаналізувати всі нормативні документи та акти законодавчого характеру з метою вироблення прийнятної методики оцінки впливу цих показників на якість свердловини.

У першому наближенні пропонується використати вже існуючу систему показників безпечного ведення бурових робіт та сформулювати задачу оцінювання інтегрального коефіцієнта безпечних умов праці, аналогічну вищенаведеної, з використанням методу Т.Сааті.

Урахування екологічних показників

Цілком очевидно, що окремо від виробничої задачі та задачі дотримання безпечних умов праці потрібно також формулювати задачу інженерного захисту надр та навколишнього середовища. Оскільки система екологічних показників передбачає врахування розгалужених факторів геомеханічних та гідрогеологічних порушень, а також заходи з гідроізоляції та ліквідації шламових амбарів, рекультивації земель, очищення бурових стокових вод, очищення та утилізації бурових розчинів, то тут також буде доцільним отримати інтегральний коефіцієнт, який би відображав умови охорони надр та навколишнього середовища. Як і в попередніх випадках, пропонується використати той самий метод аналізу ієрархії.

Використання одного й того ж методу аналізу ієрархії на всіх стадіях оцінювання якості потрібне для отримання в підсумку інтегрального коефіцієнта якості по свердловині, який відповідно до суті методу визначатиметься як середнє геометричне значення часткових інтегральних коефіцієнтів

$$I_{св} = (KI_{пр} \cdot KI_{бк} \cdot KI_{тб} \cdot KI_{ек})^{1/4}, \quad (2)$$

де $I_{св}$ – інтегральний коефіцієнт якості свердловини;

$KI_{пр}$ – інтегральний коефіцієнт при визначенні якості проектно-кошторисної документації;

$KI_{бк}$ – інтегральний коефіцієнт якості процесів буріння і кріплення свердловини за формулою (1);

$KI_{тб}$ – інтегральний коефіцієнт безпечних умов ведення бурових робіт;

$KI_{ек}$ – інтегральний коефіцієнт охорони надр та довкілля.

Наведені напрямки вдосконалення системи оцінювання якості, розраховані на довготривалу роботу з досягнення прийнятних результатів для всіх учасників сервісних послуг на нафтогазовому ринку. Наведений у запропонованих ієрархіях оцінювання якості перелік факторів та показників може виявитися неповним або таким, що певною мірою не влаштовуватиме одну із сторін. Також може виявитися, що буровим експертом (супервайзером) неправильно виставлені пріоритети за внеском того чи іншо-

го показника якості у формування інтегрального коефіцієнта. Потрібно брати до уваги, що шкала оцінювання, наведена у табл.4, розроблена автором [11] для оцінювання досить складних геополітичних, економічних, суспільних та інших ситуацій, а тому у випадку оцінювання чисто технічної чи технологічної проблеми, що має місце в бурінні глибоких свердловин на нафту й газ, у багатьох випадках можна обійтися першими трьома бальними оцінками переваги (1 - однакова значущість; 3 - певна перевага; 5 - сильна перевага), а також проміжними парними значеннями. Експертні оцінки "абсолютна перевага" та "дуже сильна перевага", при визначенні внеску того чи іншого показника, потрібно присвоювати з деякою обережністю.

Висновки

Інтегральний коефіцієнт якості свердловини може стати критерієм вибору замовником-надрокористувачем тих сервісних компаній, які зможуть надати більш якісні послуги з виконання бурових робіт.

Представлений у статті метод оцінювання якості спорудження свердловин може стати частиною системи управління якістю у складі автоматизованої управлінської системи або експертної системи. У цьому випадку потрібно оцінювати співвідношення результатів або вигід до витрат на створення та функціонування такої системи. Запропоновану формулу для визначення інтегрального коефіцієнта якості можна застосовувати тільки разом із методом аналізу ієрархії. У випадку застосування інших експертних методів оцінювання визначення коефіцієнта вимагатиме іншого підходу.

Подальші дослідження можуть бути проведені з уточненням ієрархічної структури оцінювання та уточненням шкали якості технологічного процесу буріння та кріплення свердловин.

Література

1. Мескон М.Х., Альберт М., Хедоури Ф. Основы менеджмента. М.: Дело, 1992. 702с.
2. Деякі напрямки удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ/ М.А. Мислюк, З.Д. Хоминець, Ю.М. Салижин та ін. *Нафтогазова галузь України*. 2013. №1. С.40-45.
3. Принципи створення системи керування якістю спорудження нафтових і газових свердловин / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Д.О. Єгер та ін. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. №1. С.9-13.

4. Мислюк М.А., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Мислюк В.М. Система оцінювання якості спорудження нафтових і газових свердловин. *Нафтова і газова промисловість*. 2008. №3. С. 16-18.
5. Мислюк М.А., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Мислюк В.М. Критерії оцінювання якості свердловини. *Нафтова і газова промисловість*. 2008. №1. С.22-24.
6. Семенцов Г.Н., Гутак О.В. Моделирование та ідентифікація процесу буріння для задач оптимізації управління: монографія. Одеса: Купрієнко СВ, 2014. 295с.
7. Ваганов Ю.В., Кустышев А.В., Овчинников В.П., Кустышев И.А. Основы супервайзерского контроля при ремонте и реконструкции нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 160 с.
8. Балаба В.И. Оценка соответствия при строительстве скважин. *Управление качеством в нефтегазовом комплексе*. 2010. №1. С.41-46.
9. ДСТУ ISO 9000:2015 Системи управління якістю. Основні положення та словник термінів (ISO 9000:2015, IDT). Київ: ДП "УкрНДНЦ". 2016. 45с.
10. Аниськовцев О. В., Чарковський В. М., Непомнящий А. С., Щербатюк І. Д., Середюк В. Д. Планування рішень в ускладнених умовах буріння свердловин на нафту й газ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. №3(28). С.5-10.
11. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / пер. с англ. М.: Радио и связь, 1993. 278 с.
5. Mysliuk M.A., Yeher D.O., Zarubin Yu.O., Mysliuk V.M. Kryterii otsiniuvannya yakosti sverdlovyuny. *Naftova i hazova promyslovisht*. 2008. No1. P.22-24. [in Ukrainian]
6. Sementsov H.N., Hutak O.V. Modeliuvannya ta identyfikatsiia protsesu burinnia dlia zadach optymizatsii upravlinnia: monohrafiia. Odesa: Kuprienko SV, 2014. 295p. [in Ukrainian]
7. Vaganov Yu.V., Kustyshev A.V., Ovchinnikov V.P., Kustyshev I.A. Osnovy supervayzerskogo kontrolya pri remonte i rekonstruktsii neftyanykh i gazovykh skazhin: uchebnoe posobie. Tyumen: TyumGNGU, 2014. 160 p. [in Russian]
8. Balaba V.I. Otsenka sootvetstviya pri stroitelstve skvazhin. *Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse*. 2010. No1. P.41-46. [in Russian]
9. DSTU ISO 9000:2015 Systemy upravlinnia yakistiu. Osnovni polozhennia ta slovnyk terminiv (ISO 9000:2015, IDT). Kyiv: DP "UkrNDNTs". 2016. 45p. [in Ukrainian]
10. Aniskovtsev O. V., Charkovskiy V. M., Nepomniashchyi A. S., Shcherbatiuk I. D., Serediuk V. D. Planuvannya rishen v uskladnenykh umovakh burinnia sverdlovyyn na naftu y haz. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2008. No3(28). P.5-10. [in Ukrainian]
11. Saati T. Prinyatie resheniy. Metod analiza ierarhiy / per. s angl. M.:Radio i svyaz, 1993. 278 p. [in Russian]

References

1. Meskon M.H., Albert M., Hedoyri F. Osnovy menedzhmenta. M.: Delo, 1992. 702 p. [in Russian]
2. Deiaki napriamky udoskonalennia tekhnolohii sporudzhennia sverdlovyyn na slantsevyi haz / M.A. Mysliuk, Z.D. Khomynets, Yu.M. Salyzhyn ta in. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2013. No1. P.40-45. [in Ukrainian]
3. Pryntsypy stvorennia systemy keruvannia yakistiu sporudzhennia naftovykh i hazovykh sverdlovyyn / M.A. Mysliuk, I.I. Rybchych, D.O. Yeher ta in. *Naftova i hazova promyslovisht*. 2007. No1. P.9-13. [in Ukrainian]
4. Mysliuk M.A., Yeher D.O., Zarubin Yu.O., Mysliuk V.M. Systema otsiniuvannya yakosti sporudzhennia naftovykh i hazovykh sverdlovyyn. *Naftova i hazova promyslovisht*. 2008. No3. P.16-18. [in Ukrainian]