

**РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА  
НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ  
РОДОВИЩ  
4 (81) 2021**

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

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

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

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

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

Підписано до друку 30.12.2021 р.  
Формат 60×84 1/8. Друк офсетний.  
Папір «SvetoCopy», new, 80 г/м<sup>2</sup>.  
Наклад 300 примірників.

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

---

## **З М І С Т**

---

### **Актуальні питання нафтогазової галузі**

---

- 7 **Аналіз процесів інтеграції технологій відновлюваної енергетики в нафтогазову промисловість**  
*О. В. Паневник*
- 16 **Кероване кольматування продуктивних пластів у процесі буріння свердловин з аномально низькими пластовими тисками**  
*М. В. Боровик, А. П. Вовк, М. В. Гордійчук*

---

### **Дослідження і методи аналізу**

---

- 24 **Використання кількісних показників структурних форм для геолого-статистичного моделювання складчастих структур**  
*І. Р. Михайлів, А. П. Бойко, Г. О. Жученко, М. М. Яцишин*
- 33 **Удосконалення методик геофізичної інтерпретації результатів комплексних досліджень складнобудованих геологічних розрізів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину**  
*О. М. Трубенко, Д. Д. Федоришин, І. В. Артим, С. Д. Федоришин, Д. С. Федоришин*
- 41 **Комбінований метод підвищення нафтовидобутку на основі технології АСП**  
*Е. Ф. Велієв*
- 49 **Дослідження основних методик прогнозування технологічних показників розробки газового покладу за газового режиму**  
*С. В. Матківський*

---

## З М І С Т

---

### Наука — виробництву

---

КНБК з двома буровими ясами для ліквідації заклинювань у процесі буріння

*В. М. Чарковський, В. Д. Середюк*

61

Перспективи використання гідравлічного привода штангового глибинного насоса

*І. Б. Копей*

71

---

### Ювілеї та пам'ятні дати

---

КАФЕДРИ НАФТОГАЗОВИХ МАШИН ТА ОБЛАДНАННЯ ІФНТУНГ – 75 РОКІВ

*Б. В. Копей, Я. Т. Федорович*

82

Вимоги до оформлення статей

89

## РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

4 (81) 2021

*Головний редактор:*

*Кондрат О. Р., д-р техн. наук*

*Відповідальний секретар:*

*Грицанчук А. В., канд. техн. наук*

### РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:

*Багрій С. М., канд. геол. наук*

*Біщак Р. Т., канд. техн. наук*

*Величкович А. С., канд. техн. наук*

*Витязь О. Ю., канд. техн. наук*

*Віра В. В., канд. техн. наук*

*Гедзик Н. М., канд. техн. наук*

*Джус А. П., д-р техн. наук*

*Добротворський С. С., д-р техн. наук*

*Долгов М. А., д-р техн. наук*

*Дреус А. Ю., д-р техн. наук*

*Здерка Т. В., канд. геол. наук*

*Іванов В. О., канд. техн. наук*

*Касіячук Д. В., канд. геол. наук*

*Кондрат Р. М., д-р техн. наук*

*Корнута В. А., канд. техн. наук*

*Криштопа С. І., д-р техн. наук*

*Кузьменко Е. Д., д-р геол.-мінерал. наук*

*Куровець С. С., д-р геол. наук*

*Мислюк М. А., д-р техн. наук*

*Мойсишин В. М., д-р техн. наук*

*Панчук В. Г., д-р техн. наук*

*Петрина Д. Ю., д-р техн. наук*

*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://irmgr.nung.edu.ua

# PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

4 (81) 2021

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

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

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

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

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

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

Approved for publication of 30.12.2021  
Printed layout 60×84 1/8. Offset printing.  
Paper «SvetoCopy», new, 80 g/m<sup>2</sup>.  
Pressrun is 300 copies.

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

---

## CONTENTS

---

### *Current issues of oil and gas industry*

---

- 7 Analysis of integration processes of renewable energy technologies in the oil and gas industry  
*O. V. Panevnyk*
- 16 Colmatating of productive gas formations while drilling wells with abnormally lower hydrostatic pressures  
*M. V. Borovyk, A. P. Vovk, M. V. Gordijchuk*

---

### *Research and methods of analysis*

---

- 24 Usage of quantitative indicators for geological and statistical modeling of folded structures  
*I. R. Mykhailiv, A. P. Boiko, H. O. Zhuchenko, M. M. Yatsyshyn*
- 33 Geophysical interpretation methods' improvement of Bilche-Volytska zone of Pre-carpathian foredeep complex geological cross-sections' comprehensive research results  
*O. M. Trubenko, D. D. Fedoryshyn, I. V. Artym, S. D. Fedoryshyn, D. S. Fedoryshyn*
- 41 A combined method of enhanced oil recovery based on ASP technology  
*E. F. Veliyev*
- 49 Research of the widespread methodologies for forecasting gas deposit development under the gas drive  
*S. V. Matkivskyi*

---

# CONTENTS

---

---

## Science — production

---

- BHA with two drill jars to prevent sticking while drilling 61  
*V. M. Charkovskyy, V. D. Serediuk*
- Prospects of using the hydraulic drive of the rod well pump 71  
*I. B. Kopey*

---

## Anniversaries and important dates

---

- Department of Oil and Gas Field Machinery and Equipment – 75 YEARS 82  
*B. V. Kopey, Ya. T. Fedorovych*
- Requirements for the article 89

# PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 4 (81) 2021

### Editor in Chief:

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

### Executive Secretary:

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

### EDITORIAL BOARD:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Jacko Stanislav**, PhD (Slovakia)

**Kotwica Krzysztof**, PhD (Poland)

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

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

### The Address of the Editorial Office:

Ivano-Frankivsk National Technical University  
of Oil and Gas

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

tel.: (0342) 50-77-96

fax: (0342) 54-58-26

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

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

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

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 338.4+ 622.24

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-4(81)-7-15

## АНАЛІЗ ПРОЦЕСІВ ІНТЕГРАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЙ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В НАФТОГАЗОВУ ПРОМИСЛОВІСТЬ

*О. В. Паневник*

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

Сучасний енергоринок відзначається трансформацією нафтогазових компаній в напрямку декарбонізації світової енергетики. Нафтогазова галузь диверсифікує напрямки своєї діяльності шляхом поєднання в єдиній організаційній структурі технологій традиційної та відновлюваної енергетики. Нафтогазові компанії інвестують значні кошти у відновлювані джерела енергії. Приводом одного і того ж обладнання як за допомогою відновлюваних джерел енергії, так і шляхом спалювання традиційних вуглеводнів дозволяє залучити переваги та мінімізувати окремі недоліки застосування обох напрямків виробництва енергії. Наявність значного досвіду, розвиненої інфраструктури та кваліфікованих трудових ресурсів дає змогу використовувати обладнання відновлюваної енергетики на нафтогазоносних ділянках існуючих компаній. Інтеграція технологій відновлюваної генерації в нафту та газ є одним із способів задовольнити зростаючий попит на енергію при одночасному зменшенні забруднення навколишнього середовища. Сучасна нафтогазова галузь відзначається застосуванням сонячних фотоелектричних систем, вітрогенераторів, концентраторів сонячної та геотермальної енергії, біопалива. Використання джерел відновлюваної енергії сприяє підвищенню енергоефективності реалізації процесів буріння свердловин, нафтогазовидобутку, методів інтенсифікації нафтогазовилучення та нафтопереробки. Український нафтогазовий сектор планує розширювати присутність на ринку відновлюваної енергетики шляхом виробництва біогазу та водню і залученням для їх транспортування існуючої газотранспортної системи. Зважаючи на світові тенденції декарбонізації економіки можна прогнозувати поступову трансформацію нафтогазових компаній в енергетичні.

Ключові слова: декарбонізація економіки, нафтогазові компанії, відновлювальна енергетика, трансформація енергоринку.

Современный энергорынок отличается трансформацией нефтегазовых компаний в направлении декарбонизации мировой энергетики. Нефтегазовая отрасль диверсифицирует направления своей деятельности путем совмещения в единой организационной структуре технологий традиционной и возобновляемой энергетики. Нефтегазовые компании инвестируют значительные средства в возобновляемые источники энергии. Приводом одного и того же оборудования как с помощью возобновляемых источников энергии, так и с сжиганием традиционных углеводородов позволяет использовать преимущества и минимизировать отдельные недостатки применения обоих направлений производства энергии. Наличие большого опыта, развитой инфраструктуры и квалифицированных трудовых ресурсов позволяет использовать оборудование возобновляемой энергетики на нефтегазоносных участках существующих компаний. Интеграция технологий возобновляемой генерации в нефть и газ является одним из способов удовлетворить растущий спрос на энергию при одновременном уменьшении загрязнения окружающей среды. Современная нефтегазовая отрасль отличается применением солнечных фотоэлектрических систем, ветрогенераторов, концентраторов солнечной и геотермальной энергии, биотоплива. Использование источников возобновляемой энергии

способствует повышению энергоэффективности реализации процессов бурения скважин, нефтегазодобычи, методов интенсификации нефтегазоизвлечения и нефтепереработки. Украинский нефтегазовый сектор планирует расширять присутствие на рынке возобновляемой энергетики путем производства биогаза и водорода с привлечением для их транспортировки существующей газотранспортной системы. Учитывая мировые тенденции декарбонизации экономики, можно прогнозировать постепенную трансформацию нефтегазовых компаний в энергетические.

Ключевые слова: декарбонизация экономики, нефтегазовые компании, возобновляемая энергетика, трансформация энергорынка.

*The modern energy market is characterized by the transformation of oil and gas companies in the direction of world energy decarbonization. The oil and gas industry diversifies its activities by combining traditional and renewable energy technologies in a single organizational structure. Oil and gas companies are investing heavily in renewable energy. The drive of the same equipment both with the help of renewable energy sources and by burning traditional hydrocarbons allows attracting the advantages and minimizing the individual disadvantages of using both directions of energy production. The presence of significant experience, developed infrastructure and skilled labor resources allows the renewable energy equipment use in the oil and gas fields of existing companies. The integration of renewable generation technologies into oil and gas is one way to meet the growing demand for energy while reducing environmental pollution. The modern oil and gas industry is characterized by the use of solar photovoltaic systems, wind turbines, concentrators of solar and geothermal energy, biofuels. The use of renewable energy sources contributes to improving the energy efficiency of well drilling, oil and gas production, methods of intensification of oil and gas production and refining. The Ukrainian oil and gas sector plans to expand its presence in the renewable energy market by producing biogas and hydrogen and attracting the existing gas transmission system for their transportation. Given the global trends of the economy decarbonization, one can predict the gradual transformation of oil and gas companies into energy ones.*

Key words: economy decarbonization, oil and gas companies, renewable energy, energy market transformation.

### Постановка проблеми

Дослідженням структури світового енергетичного ринку встановлено, що досягнення сталого розвитку держави потребує відходу від традиційних шляхів, ресурсів та заходів реагування до проблем зокрема оперативного втручання в разі зміни ринкової кон'юнктури. Використання нетрадиційних енергоресурсів може мати визначальний вплив на енергетичну безпеку країн. На початковій стадії розвитку нафтогазової промисловості всі транснаціональні нафтові компанії мали в своєму складі бурові, нафтогазовидобувні, ремонтні та інші підрозділи. У 50-х роках минулого століття розпочався процес виділення сервісних компаній в окремі структури, оскільки виявилось, що в умовах конкуренції залучення сторонніх підприємств для здійснення окремих видів робіт є ефективнішим, ніж утримання власних сервісних підрозділів [1]. Сьогодні ми спостерігаємо продовження трансформації нафтогазових компаній в напрямку декарбонізації світової енергетики. Сучасний енергоринок відзначається поступовим переходом від політики, яка підтримує видобуток нафти і газу, до дестимулювання використання викопних ресурсів на користь залучення замісних технологій і палива і, особливо, відновлюваної енергії. Нафтогазова галузь перебуває під дедалі більшим тиском з боку урядів, інвесторів та громадськості з метою підтримки декарбонізації енергетичної си-

стеми. Світові лідери нафтогазової галузі диверсифікують напрямки своєї діяльності шляхом поєднання в єдиній організаційній структурі технологій традиційної та відновлюваної енергетики. Зважаючи на стрімкий розвиток відновлювальної енергетики аналіз процесів інтеграції нетрадиційних джерел енергії в нафтогазову промисловість є актуальною задачею.

### Аналіз останніх досліджень

В роботі [2] показано, що використання комбінованих систем живлення нафтогазових об'єктів дозволяє зберегти необхідну надійність енергопостачання. Боротьба з коронавірусною інфекцією викликала зростання обсягів використання відновлювальних джерел енергії при одночасному зниженні попиту в інших енергетичних секторах [3]. В багатьох нафтових компаніях створюють підрозділи для виробництва відновлюваної енергетики [4]. Більшість нафтогазових компаній фокусуються на одному або двох напрямках розвитку відновлювальної енергетики, що, зазвичай, пов'язано з особливостями їх регіонального бізнесу. Така стратегія дозволяє компаніям перетворюватись на центри технологічної інновації. Відновлювані джерела енергії дозволяють забезпечити ефективне електропостачання в умовах автономної енергосистеми [5]. Перевагу при цьому необхідно надавати комбінації сонячної, вітрової та дизельної генерації електричної енергії [6].

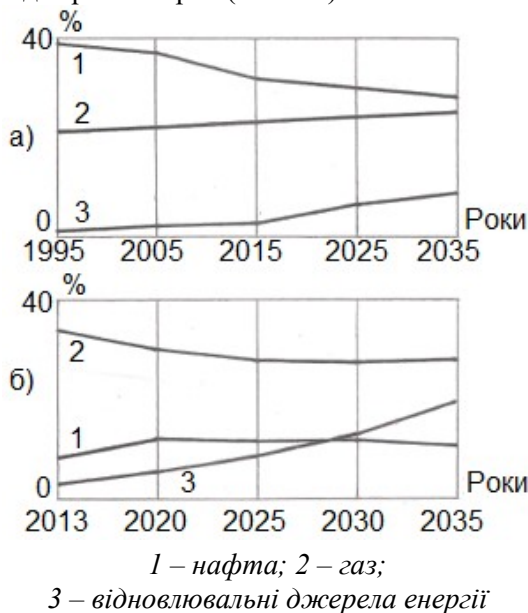
**Виділення раніше невирішеної частки проблем**

Наведений аналіз процесів взаємної інтеграції технологій вуглеводневої та відновлюваної енергетики не дозволяє визначити особливості поступової трансформації нафтогазових компаній в енергетичні в умовах декарбонізації світового енергоринку. Розглянуті в роботах [2–6] напрямки використання відновлюваних джерел енергії стосуються переважно окремих випадків та уособлених техніко-економічних показників їх застосування і не дозволяють сформулювати основні причини поєднання технологій нафтогазовидобутку з виробництвом нетрадиційних видів енергії. Узагальнення особливостей застосування в межах однієї структури обладнання нафтогазової та відновлюваної енергетики дасть змогу підвищити ефективність прогнозування трансформації світового енергетичного сектора.

**Метою досліджень**, результати яких наведені в даній роботі, є аналіз процесів, узагальнення особливостей та формулювання основних причин спільного використання обладнання вуглеводневої та відновлюваної енергетики і можливої трансформації нафтогазових компаній в енергетичні.

**Висвітлення основного матеріалу**

Незважаючи на те, що вуглеводні, як і раніше, домінують [7, 8] (рис. 1) на світовому енергоринку, провідні нафтові компанії розпочали інвестувати значні кошти [9] у відновлювані джерела енергії (табл. 1).



**Рисунок 1 – Структура світового (а) та українського (б) ринків нафтогазової та відновлюваної енергетики**

**Таблиця 1 – Інвестиції світових нафтогазових компаній та транснаціональних корпорацій у проєкти з відновлюваної енергетики**

Назва компанії	Напрямок інвестицій	Початок інвестицій, рік
Beyond Petroleum (British Petroleum), United Kingdom	Вітрова та сонячна енергетика, акумулювання енергії	1980
Royal Dutch Shell, Kingdom of the Netherlands, United Kingdom	Вітрова, сонячна та воднева енергетика, акумулювання енергії	2016
Total S.A., France	Сонячна енергетика, акумулювання енергії	2011
Eni S.p.A., Italy	Вітрова та біоенергетика	2014
Chevron Corporation, USA	Вітрова, сонячна та геотермальна енергетика	2000
Exxon Mobil Corporation, USA	Біоенергетика, уловлювання та зберігання вуглецю	2000

За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики IRENA сонячна енергетика в Україні має обґрунтований потенціал на рівні 4 ГВт, а вітрова – 16-24 ГВт.

Економічно-доцільний потенціал енергетичних ресурсів термальних вод, величина запасів яких визначає можливості геотермальної енергетики, оцінюється у 8,4 млн т н.е. на рік. Україна має значний потенціал для розвитку біоенергетики [10], оскільки володіє великим ресурсом біомаси, доступної для виробництва енергії: відходи сільського господарства, відходи деревини, енергетичні культури, як традиційні (цукровий буряк та зернові – на біоетанол, кукурудза – на біогаз), так і ті, що призначені суто для енергетичних цілей та вирощування яких почало активно розвиватися в останні роки (ріпак на біодизель, міскантус, швидкозростаючі деревовидні культури: верба, тополя). Незважаючи на наявність морських кордонів, застосування Україною енергії хвиль та припливів Чорного та Азовського морів не має промислового значення внаслідок їх недостатньої у порівнянні з економічно обґрунтованою висоти. Вугільні пласти в Україні залягають на значній глибині (500–5000 м) і мають невелику товщину (до 2 м), що ускладнює видобування газу метану вугільних родовищ під час їх дегазації. Перспективним паливом є водень, який в умовах жорсткого дотримання вимог техніки безпеки може замінити вуглевод-



а)



б)

а) офшорний вітрогенератор у Північному морі;  
б) нафтовий насос і вітрові турбіни на нафтовому родовищі у Західному Техасі

**Рисунок 2 – Розміщення обладнання відновлювальної енергетики на нафтогазоносних ділянках**

неві джерела енергії та зменшити рівень енергетичної залежності країни.

Пошук ефективних стратегій подальшого розвитку та захисту від негативних настроїв інвесторів щодо викидів вуглекислого газу, занепокоєння змінами клімату і прагнення переходу до більш чистих джерел енергії зумовили можливість майбутнього перетворення найбільших світових нафтових компаній в енергетичні. Мільярдні інвестиції в сонячну та вітрову енергетику свідчать про існування сценаріїв поєднання в рамках однієї компанії нафтогазовидобутку та виробництва відновлювальної енергії. За твердженням аналітиків Міжнародної енергетичної агенції [11] трансформація енергетичного сектора може відбутися і без участі нафтогазової промисловості, але це було б складніше та дорожче.

Поєднання технологій нафтогазової та відновлювальної енергетики в рамках однієї компанії дозволяє залучити переваги та мінімізувати окремі недоліки застосування обох напрямків виробництва енергії. Дві форми енергії у багатьох відношеннях взаємно доповнюють одна одну. Наприклад, виробництво електроенергії спалюванням природного газу має низькі капітальні витрати та значні витрати на паливо, тоді як генератори відновлюваної енергії мають вищі капітальні витрати, але зазвичай нульові витрати на паливо. Ще одна причина створення компаній з паралельним існуванням двох напрямків виробництва енергії полягає в можливості комбінованого використання одного і того ж обладнання, привод якого здійснюється як за допомогою відновлюваних джерел

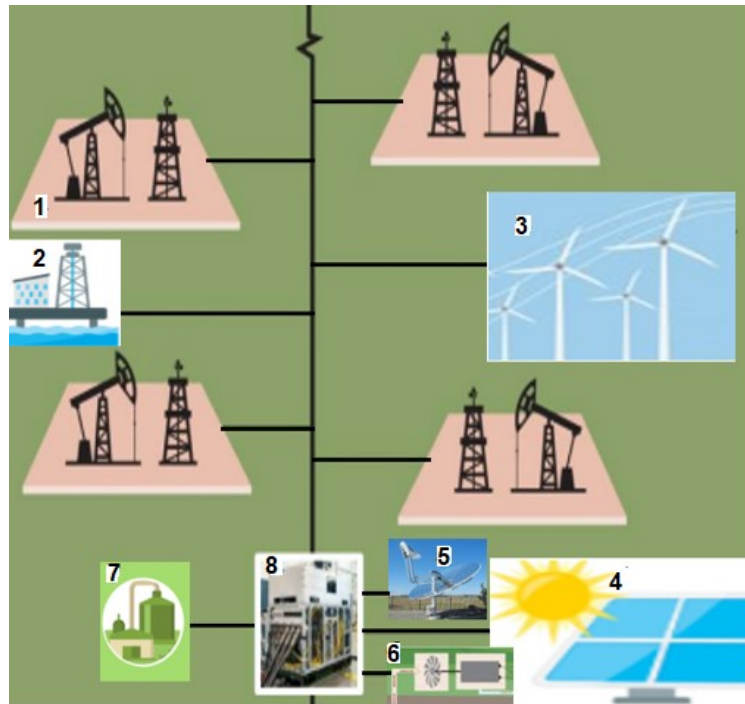
енергії, так і шляхом спалювання традиційних вуглеводнів.

Досвід тривалого виробництва і постачання енергоносіїв, наявна інфраструктура та кваліфіковані трудові ресурси дозволяють нафтогазовим компаніям використовувати обладнання відновлювальної енергетики поряд з традиційним устаткуванням для нафтогазовидобутку. Зокрема, використання енергії морських вітрів легко поєднується з досвідом експлуатації нафтових глибоководних платформ [12], що робить привабливою можливість диверсифікації напрямків вироблення енергії для світових лідерів традиційної нафтогазової галузі (рис. 2 а).

Визначальною перевагою для нафтогазових компаній є можливість встановлення вітрових генераторів безпосередньо на глибоководних платформах. Ключові можливості з'являються в Північному морі та офшорному східному узбережжі США, де безпосередньо використовується досвід керування мегапроєктами та партнерства з операторами, які спеціалізуються на нафтогазовидобутку в даних регіонах. Прикладом використання обладнання відновлювальної енергетики на суходутних нафтогазоносних ділянках є встановлення вітрогенераторів на родовищах Західного Техасу (рис. 2 б).

Враховуючі світові тенденції розвитку енергоринку, можна прогнозувати поступову трансформацію виробничої діяльності нафтових компаній в напрямку зростання обсягів використання відновлювальної енергетики.

Трансформація нафтогазової компанії DONG Energy (Danmark) до повноцінної морської вітрової компанії Orsted є одним із при-



1 – наземне нафтогазове обладнання; 2 – морське нафтогазове обладнання; 3 – вітрогенератори; 4 – сонячні батареї; 5 – концентратори сонячної енергії; 6 – тепловий насос; 7 – виробництво біопалива; 8 – контролер

**Рисунок 3 – Взаємна інтеграція обладнання нафтогазової та відновлювальної енергетики**

кладів повного переходу від нафтогазовидобутку до виробництва відновлюваної енергії.

Одним із способів задовольнити зростаючий попит на енергію та енергоємність виробництва, а також досягти допустимих показників викидів, є інтеграція технологій відновлюваної генерації в нафту та газ. Нафтогазова промисловість має довгу історію інтеграції відновлюваної енергії в свою діяльність. Одним із найперших комерційних застосувань сонячних фотоелектричних панелей було їх використання у 1970-х роках в попереджувальних сигнальних лампах морських нафтових установок. Відновлювані джерела енергії можуть зменшити акустичне навантаження, мінімізувати викиди та підвищити безпеку. Сьогодні можна виділити наступні технології відновлюваної енергетики, які застосовують в нафтогазовій галузі:

- виробництво електроенергії за допомогою сонячних фотоелектричних систем;
- вітрова енергетика;
- застосування концентраторів сонячної енергії;
- застосування концентраторів геотермальної енергії;
- застосування біопалива.

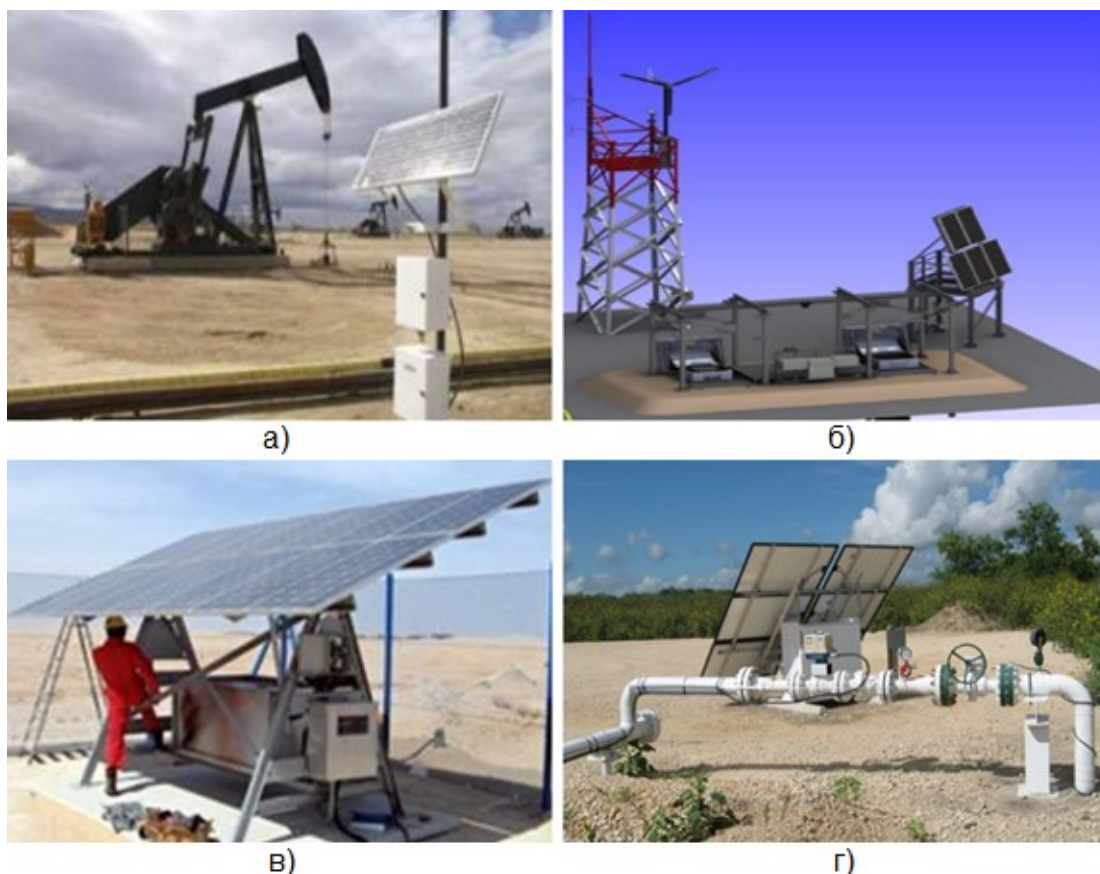
Згадані джерела відновлюваної енергії дозволяють підвищити енергоефективність реалізації основних технологічних процесів розробки нафтогазових родовищ (рис. 3):

- буріння свердловин;
- нафтогазовидобуток;
- методи інтенсифікації нафтогазовидобутку;
- нафтопереробка.

Розглянемо особливості використання відновлюваних джерел енергії в окремих процесах нафтогазової промисловості.

Енергія для привода бурового устаткування часто виробляється дизельними або газотурбінними двигунами. Генерування відновлюваної енергії дає змогу зменшити або усунути потребу в застосуванні даних приводів, що може привести до значної економії палива. Прикладом застосування гібридних технологій є використання турбін [13] для виробництва електроенергії, привод яких здійснюється або за допомогою термальних сонячних електростанцій (CSP) або спалюванням природного газу. Відоме також використання газових турбін комбінованого циклу, що приводяться в дію спалюванням біогазу та природного газу. Офшорна вітрогенерація є економічним та екологічно безпечним варіантом постачання електроенергії на морські нафтогазові платформи.

Найбільш поширеним прикладом застосування джерел відновлювальної енергії при експлуатації свердловин є живлення насосів механізованого нафтовидобутку (рис. 4 а). Поєднання сонячних батарей з накопичувачами ене-



*а) живлення системи моніторингу експлуатації верстата-качалки; б) система електропостачання групи газоконденсатних свердловин на основі використання відновлюваних джерел енергії; в) катодний захист обладнання устя свердловини в умовах пустелі; г) дистанційний моніторинг та регулювання режиму роботи технологічних трубопроводів (компанія AmerescoSolarSolutions)*

**Рисунок 4 – Приклади спільного застосування обладнання нафтогазової та відновлюваної енергетики**

ргії дозволяє використовувати нафтові насоси за відсутності традиційних електромереж. Верстат-качалку з приводом від сонячної батареї сьогодні використовують для експлуатації неглибоких, малодобітних, розміщених у важкодоступних віддалених районах свердловин.

Технічні характеристики приводу дозволяють його використання на виснажених родовищах, що перебувають на пізній стадії експлуатації. Привод верстата-качалки шляхом спалювання відсепарованого нафтового газу даної свердловини (наприклад, в газових двигунах фірми Arrow) дає можливість обмежитись застосуванням сонячних фотоелектричних систем для дистанційного моніторингу режиму роботи штангового глибинного насоса.

Використання відновлюваної енергії може забезпечити нафтогазові компанії надійними джерелами енергії для виробництва вуглеводнів на об'єктах, розташованих у віддалених районах. При цьому забезпечується живлення систем дистанційного моніторингу і керування нафтогазовими об'єктами та відповідає необхід-

ність у капітальних та експлуатаційних витратах, пов'язаних з будівництвом ліній електропередач.

На рисунку 4 б показано адаптовану до умов Арктики автономну систему електропостачання групи газоконденсатних свердловин, засновану на використанні відновлюваних джерел енергії [14], яка складається з вітрогенератора зі сталеву вежею, наземних сонячних панелей та резервних батарей. Концентрація сонячного та геотермального тепла дозволяє підвищити економічність використання методів вторинного нафтогазовидобутку в процесі підігріву та закачування теплоносіїв у продуктивний горизонт [15].

Каліфорнійський університет розробив програми бездротового моніторингу і контролю свердловин, управління клапанами аварійного відключення, введення хімічних реагентів, оброблення природного газу, моніторингу та керування рівня нафти в резервуарі, управління пальниками та інше. Проєкт використання комплексних сонячних електричних систем

SunWizePowerReady (з терміном експлуатації 25 років із заміною батареї акумулятора кожних 5–10 років) забезпечує катодний захист сталевих, водяних і паливних трубопроводів, обсадних колон (рис. 4 в) і резервуарів, сталевих паль і морських нафтових платформ.

Контролер системи захисту здійснює дистанційне включення та виключення обладнання сонячного колектора та забезпечує його роботу в режимі заряджання батарей, віддачі електроенергії та в режимі очікування і запобігання саморозряджання. Десятки тисяч надійних дистанційних систем електропостачання працюють по всій Америці та на Близькому Сході у всіх нафтогазовидобувних регіонах, мінімізуючи витрати на технічне обслуговування та експлуатацію. Завдяки перевіреним і широким можливостям, попит на це інтегроване технологічне рішення продовжує зростати.

Енергія сонячних панелей використовується для живлення комп'ютерних систем, які забезпечують функціонування дистанційної телеметрії, дистанційного вимірювання, керування запірною арматурою (рис. 4 г), інжекторними насосами та іншим обладнанням.

Розвиток енергетичного сектору України відображає світові тенденції інтеграції відновлюваної енергетики в нафтогазову промисловість. НАК "Нафтогаз України" планує розширювати присутність на ринку відновлюваної енергетики України шляхом виробництва біогазу та водню. Прогнозується, що для повної заміни традиційних джерел енергії відновлюваними Україні потрібно близько 25 років та інвестиції на 100 млрд доларів. Сьогодні підписаний меморандум з компанією RWE (Федеративна Республіка Німеччина) стосовно вироблення та транспортування в Європу «зеленого» водню. Для виробництва «зеленого» водню заплановано використання «офшорної» вітрової генерації та залучення існуючих потужностей Одеського припортового заводу. Для виробництва та транспортування «зеленого» водню обрано чотири області: Запорізьку, Херсонську, Дніпропетровську та Одеську. Південь України має доступ до української газотранспортної системи, яка сьогодні розглядається як варіант транспортування «зеленого» водню. У 2020 р. деякі оператори газорозподільних мереж долучились до водневої стратегії ЄС «EU HydrogenStrategy» та розпочали їх дослідження стосовно здатності транспортувати газоводневі суміші.

## Висновки та перспективи розвитку напрямку

Проекти відновлюваної енергетики стають частиною стратегії розвитку найбільших нафтогазових компаній. Серед причин поступової трансформації нафтогазових компаній в енергетичні можна виділити наступні:

- нафтогазова галузь перебуває під дедалі більшим тиском з боку урядів, інвесторів та громадськості з метою підтримки декарбонізації енергетичної системи;

- адаптація недорогих технологій відновлюваної енергії до видобутку нафти і газу, а також до інших видобувних і промислових процесів дає змогу зберігати рідке паливо з високою енергоємністю та універсальний природний газ для інших галузей, таких як нафтохімія та авіація, одночасно збільшуючи рентабельність та підвищуючи стійкість для обох енергетичних секторів;

- існуючий досвід реалізації великих капітальних проєктів, досвід тривалого виробництва і постачання енергоносіїв, наявна інфраструктура та кваліфіковані трудові ресурси дозволяють нафтогазовим компаніям використовувати обладнання відновлювальної енергетики поряд з традиційним устаткуванням для нафтогазовидобутку;

- поєднання технологій нафтогазової та відновлювальної енергетики в рамках однієї компанії дозволяє залучити переваги та мінімізувати окремі недоліки застосування обох напрямків виробництва енергії;

- можливість комбінованого використання одного і того ж обладнання, привод якого здійснюється як за допомогою відновлюваних джерел енергії, так і шляхом спалювання традиційних вуглеводнів, дозволяє підвищити ефективність реалізації технологічних процесів нафтогазовидобутку.

Інтеграція технологій відновлюваної енергетики в нафтогазову промисловість дозволяє прискорити трансформацію світового енергетичного сектора.

Відповідно до тенденцій розвитку світового сектора вуглеводнів підсилюються вимоги до кадрового забезпечення нафтогазових компаній. Декарбонізація світової економіки вимагає підвищеної уваги до удосконалення освітньо-професійних програм та підготовки фахівців, які володіють сучасними методами проєктування, експлуатації і сервісного обслуговування обладнання, характерного для реалізації технологій комбінованого застосування вуглеводнів і відновлюваних джерел енергії.

Література

1. Паневник Д.О., Паневник О.В. Аналіз світових тенденцій розвитку нафтогазового машинобудування. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 1(33). С. 90-100. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-1\(33\)-90-100](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-1(33)-90-100).

2. Горюнов О.А., Назарова Ю.А. Перспективы применения ветроэнергетических установок для энергообеспечения объектов газовой промышленности в районах Крайнего Севера. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. 2015. № 12. С. 146-150.

3. Бабичева Л.К., Е.В., Непринцева Е.В., Шубин С.А. Риски развития ВИЭ в нефтегазовой отрасли в условиях COVID-19. *Стратегические решения и риск-менеджмент*. 2020. № 11(4). С. 412-419. <https://doi.org/10.17747/2618-947X-926>.

4. Возобновляемые источники энергии как новый шаг развития для нефтегазовых компаний: исследование KPMG (международная сеть фирм-членов KPMG International). 2019. 28 с. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ru/pdf/2019/12/ru-ru-renewable-energy-sources-for-oil-and-gas.pdf>.

5. Зимин Р.Ю., Кучин В.Н. Альтернативная энергетика для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений. *Neftegaz*. RU. 2020. №11. С. 3–8. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/639046-alternativnaya-energetika-dlya-povysheniya-effektivnosti-razrabotki-neftegazovykh-mestorozhdeniy/>.

6. Бердин В.Х., Кокорин А.О., Юлкин Г.М., Юлкин М.А. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики. М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2017. 80 с. [https://wwf.ru/upload/iblock/renewable\\_rus](https://wwf.ru/upload/iblock/renewable_rus).

7. BP Energy Outlook 2017 Edition. 2017. 103 p. [bp.com/energyoutlook/#BPstats](http://bp.com/energyoutlook/#BPstats).

8. Маркевич К., Омельченко В. Глобальні енергетичні тренди крізь призму національних інтересів: аналітична доповідь (Центр Разумкова). Київ: Заповіт, 2016. 118 с. [https://razumkov.org.ua/2016\\_glob\\_ener\\_trendy](https://razumkov.org.ua/2016_glob_ener_trendy).

9. Murray J. How the six major oil companies have invested in renewable energy projects. NS Energy. 16 Jan 2020. <https://www.nsenergybusiness.com>.

10. Бобро Д.Г. Развитие низкоуглецевой энергетики как ключевой элемент сталого розвитку України. Національний інститут стратегічних досліджень: аналітична записка. 18.12.2018. 22 с. <https://niss.gov.ua/doslidzhennya/nacionalna-bezpeka/rozvitok-nizkovuglecevoi-energetiki-yak-klyuchoviy-element-stalogo-rozvitku-ukrainy>.

doslidzhennya/nacionalna-bezpeka/rozvitok-nizkovuglecevoi-energetiki-yak-klyuchoviy-element-stalogo.

11. The Oil and Gas Industry in Energy Transitions. International Energy Agency: fuel report. France, January 2020. 165 p. <https://www.iea.org/reports>.

12. Johnston J., Blakemore R., Bell R. The role of oil and gas companies in the energy transition. Global energy center: report. Washington: Atlantic Council, 2020. 44 p. <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/the-role-of-oil-and-gas-companies-in-the-energy-transition/>.

13. Lee A., Zinaman O., Logan J. Opportunities for Synergy Between Natural Gas and Renewable Energy in the Electric Power and Transportation Sectors. National Renewable Energy Laboratory: Technical Report NREL/TP-6A50-56324. December 2012. 59 p.

14. Stroykov G., Cherepovitsyn A., Iamshchikova E. Powering Multiple Gas Condensate Wells in Russia's Arctic: Power Supply Systems Based on Renewable Energy Sources. Resources. 2020. 9(130). 15 p. [mdpi.com/journal/resources](https://www.mdpi.com/journal/resources). doi:10.3390/resources9110130.

15. Ericson S., Engel-Cox J., Arent D. Approaches for Integrating Renewable Energy Technologies in Oil and Gas Operations. Joint Institute for Strategic Energy Analysis: technical Report NREL/TP-6A50-72842. Denver (USA). January 2019. 35 p. <https://www.nrel.gov/docs>.

References

1. Panevnyk D.O., Panevnyk O.V. Analiz svitovykh tendentsii rozvytku naftohazovoho mashyno-buduvannia. *Naftohazova enerhetyka*. 2020. No 1(33). P. 90-100. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-1\(33\)-90-100](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-1(33)-90-100). [in Ukrainian]

2. Goryunov O.A., Nazarova Yu.A. Perspektivyi primeneniya vetroenergeticheskikh ustanovok dlya energoobespecheniya ob'ektov gazovoy promyshlennosti v rayonah Kraynego Severa. *Territoriya «NEFTEGAZ»*. 2015. No 12. P. 146-150. [in Russian]

3. Babicheva L.K., E.V., Neprintseva E.V., Shubin S.A. Riski razvitiya VIE v neftegazovoy ot-rasli v usloviyah COVID-19. *Strategicheskie resheniya i risk-menedzhment*. 2020. No 11(4). P. 412-419. <https://doi.org/10.17747/2618-947X-926>. [in Russian]

4. Vozobnovlyaemye istochniki energii kak novyy shag razvitiya dlya neftegazovykh kompaniy: issledovanie KPMG (mezhdunarodnaya

set firm-chlenov KPMGInternational). 2019. 28 p. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/ru/pdf/2019/12/ru-ru-renewable-energy-sources-for-oil-and-gas.pdf>. [in Russian]

5. Zimin R.Yu., Kuchin V.N. Alternativnaya energetika dlya povysheniya effektivnosti razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy. Neftegaz. RU. 2020. No11. P. 3–8. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/639046-alternativnaya-energetika-dlya-povysheniya-effektivnosti-razrabotki-neftegazovykh-mestorozhdeniy/>. [in Russian]

6. Berdin V.H., Kokorin A.O., Yulkin G.M., Yulkin M.A. Vozobnovlyemye istochniki energii v izolirovannykh naselennykh punktakh Rossiyskoy Arktiki. M.: Vsemirnyy fond dikoy prirody (WWF), 2017. 80 p. [https://wwf.ru/upload/iblock/renewable\\_rus](https://wwf.ru/upload/iblock/renewable_rus). [in Russian]

8. Markevych K., Omelchenko V. Hlobalni enerhetychni trendy kriz pryzmu natsionalnykh interesiv: analitychna dopovid (Tsentr Razumkova). Kyiv: Zapovit, 2016. 118 p. [https://razumkov.org.ua/2016\\_glob\\_ener\\_trendy](https://razumkov.org.ua/2016_glob_ener_trendy). [in Ukrainian]

9. Murray J. How the six major oil companies have invested in renewable energy projects. NS Energy. 16 Jan 2020. <https://www.nsenergybusiness.com>.

10. Bobro D.H. Rozvytok nyzkovuhletsevoi enerhetyky yak kliuchoviy element staloho rozvytk Ukrainy. Natsionalnyi instytut stratehichnykh doslidzhen: analitychna zapyska. 18.12.2018. 22 p. <https://niss.gov.ua/doslidzhennya/nacionalna-bezpeka/rozvitok-nizkovuglecevoi-energetiki-yak-klyuchoviy-element-stalogo>. [in Ukrainian]

11. The Oil and Gas Industry in Energy Transitions. International Energy Agency: fuel report. France, January 2020. 165 p. <https://www.iea.org/reports>.

12. Johnston J., Blakemore R., Bell R. The role of oil and gas companies in the energy transition. Global energy center: report. Washington: Atlantic Council, 2020. 44 p. <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/the-role-of-oil-and-gas-companies-in-the-energy-transition/>.

13. Lee A., Zinaman O., Logan J. Opportunities for Synergy Between Natural Gas and Renewable Energy in the Electric Power and Transportation Sectors. National Renewable Energy Laboratory: Technical Report NREL/TP-6A50-56324. December 2012. 59 p.

14. Stroykov G., Cherepovitsyn A., Iamshchikova E. Powering Multiple Gas Condensate Wells in Russia's Arctic: Power Supply Systems Based on Renewable Energy Sources. Resources. 2020. 9(130). 15 p. [mdpi.com/journal/resources](https://mdpi.com/journal/resources). doi:10.3390/resources9110130.

15. Ericson S., Engel-Cox J., Arent D. Approaches for Integrating Renewable Energy Technologies in Oil and Gas Operations. Joint Institute for Strategic Energy Analysis: technical Report NREL/TP-6A50-72842. Denver (USA). January 2019. 35 p. <https://www.nrel.gov/docs>.

## КЕРОВАНЕ КОЛЬМАТУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН З АНОМАЛЬНО НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ

М. В. Боровик\*, А. П. Вовк, М. В. Гордійчук

Український науково-дослідний інститут природних газів;  
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20; тел. (057) 7331715,  
e-mail: office.n digas@ugv.com.ua

Поточні пластові тиски у продуктивних газових колекторах на більшості родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) мають значення, суттєво нижчі від гідростатичних. Розкриття таких пластів на етапі буріння часто є складним завданням, із точки зору контролю поглинань і мінімізації диференційних тисків. Для його вирішення потрібно вдосконалити способи ефективного тимчасового кольматування продуктивних пластів кислоторозчинними матеріалами в умовах аномально низьких пластових тисків у процесі буріння на родовищах з пізніми строками розробки. Традиційні алгоритми провідних сервісних компаній світу щодо боротьби з поглинаннями часто не спрацьовують в умовах аномально низьких пластових тисків. Для ліквідації поглинань часто вибираються кольматанти, які, хоч і чітко відповідають принципам ідеального пакування, проте не відповідають критерію міцності або стійкості до значного диференційного тиску. В результаті, після ліквідації, в процесі подальшого буріння можуть повторно виникати поглинання в уже закольматованому пласті. В Україні розвивається напрямок боротьби з поглинаннями і проявами диференційних тисків за рахунок селективного вибору кольматантів за новим принципом. За цим принципом запропоновано заходи щодо зменшення об'ємів поглинань і забруднення продуктивних колекторів на стадії буріння. Для цього було розроблено і застосовано узагальнену характеристику-критерій кольматантів, яку назвали "пластичність", тобто здатність під дією великих тисків до деформування, ущільнення, більшого проникнення в порово-тріщинний простір. Під цей критерій було вибрано певні кольматанти та визначено принципи підбору їх сумішей для відповідних гірничо-геологічних умов. Завдяки пластичності кольматантів в багатьох випадках відпадає потреба у розрахунках фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання: достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними. Розроблена технологія підтверджує необхідність вдосконалення алгоритмів попередження та ліквідації поглинань, насамперед для умов аномально низьких пластових тисків.

Ключові слова: пластичні кольматанти, фільтраційні кірки, бурові розчини, продуктивні пласти.

На сьогодні давления в продуктивных газовых коллекторах большинства месторождений Днепровско-Донецкой впадины (ДДв) существенно ниже гидростатических. Вскрытие таких пластов при бурении является сложным заданием, с точки зрения предупреждения поглощений и дифференциальных давлений. Для его решения необходимо совершенствовать способы эффективного временного кольматирования продуктивных пластов кислоторастворимыми материалами в условиях аномально низких пластовых давлений при бурении на месторождениях с поздними сроками разработки. Традиционные алгоритмы ведущих сервисных компаний мира по борьбе с поглощениями в условиях аномально низких пластовых давлений часто не срабатывают. Для ликвидации поглощений часто выбирают кольматанты, которые хоть и четко соответствуют принципам идеального кольматирования, однако не соответствуют критерию прочности или устойчивости к значительному дифференциальному давлению. В результате чего после ликвидации в процессе дальнейшего бурения могут повторно возникать поглощения в уже закольматированном пласте. В Украине развивается направление борьбы с поглощениями за счет селективного выбора кольматирующих материалов по новым принципам. Предложены мероприятия по уменьшению поглощений и загрязнения продуктивных коллекторов. Для этого была разработана и использована обобщенная характеристика-критерий кольматантов под названием "пластичность", то есть способность под воздействием высоких давлений к деформации, уплотнению, более глубокому проникновению в порово-трещинную среду. Под этот критерий были отобраны определенные кольматанты и определены принципы подбора их смесей для соответствующих горно-геологических условий. Благодаря пластичности кольматантов во многих случаях нет необходимости в расчетах физических параметров пласта и трещины поглощения: достаточно выбрать оптимальные концентрации материалов и периодичность пополнения ими раствора. Разработанная технология подтверждает необходимость усовершенствования алгоритмов предупреждения и ликвидации поглощений, прежде всего для условий аномально низких пластовых давлений.

Ключевые слова: пластичные кольматанты, фильтрационные корки, буровые растворы, продуктивные пласты.

Today the pressures in productive gas collectors on the Dnieper-Donets rift are considerably lower than hydrostatic ones. Opening such formations while drilling is a challenging task in terms of preventing losses and differential pressures. In order to solve the problem, one needs to improve the methods of effective temporary colmation of productive formations with acid-soluble materials under the conditions of abnormally low formation pressures during drilling on fields with late terms of development. Traditional algorithms of lost circulation control in abnormally low reservoir pressure, developed by leading world services companies, often turn out to be unworkable. In order to conduct the lost circulation control, one often chooses colmatants, which totally align with the principles of ideal packaging, however do not meet the criterion of strength or resistance to significant differential pressure. As a result, in the course of the subsequent drilling there can be another circulation loss in already colmated layer. In Ukraine the lost circulation control sphere is being developed by means of selecting colmatants according to a new principle. The article has proposed the activities for the lost circulation curing and pollution reducing of productive collectors. For this purpose the generalized characteristic-criterion of colmatants has been developed and used. The criterion got a name "flexibility", i.e. a deformation, compaction and penetration (into porous-fissured medium) capability under immense pressure. With the help of the criterion the set of particular colmatant have been chosen; also, principles of colmatant mixtures selection under the relevant geological and mining conditions have been identified. In many cases, there is no need to calculate the physical parameters of the formation and the circulation loss crack due to flexibility of colmatant; one only has to select the optimal concentrations of materials and the periodicity of input these materials to the mud. The developed technology confirms the need to improve the algorithms for circulation loss prevention and curing, primarily for conditions of abnormally low reservoir pressures.

Key words: plastic colmatant, mud cakes, drilling fluids, productive formation.

### Вступ

Проблеми якісного розкриття продуктивних пластів перманентно існують вже протягом кількох десятиліть, і до цього часу, попри наявність достатньо чітких алгоритмів, вони не вирішені [1, 2].

В багатьох нафтогазових регіонах світу, в тому числі в Україні, виникла проблема безпечного розкриття виснажених газових пластів з допомогою традиційних бурових розчинів, що створюють великі репресії на колектори. На деяких родовищах залишкові тиски знаходяться на рівні 0,14-0,25 від гідростатичних. У більшості випадків технічні і технологічні обмеження під час буріння на таких родовищах не дозволяють суттєво зменшувати густину бурових розчинів. Тому для мінімізації наслідків великих репресій було проведено вдосконалення принципів швидкого і надійного кольматування пластів, схильних до поглинання, без їх забруднення.

На сьогодні сервісними компаніями світу використовується широка гама матеріалів, реагентів і композицій для кольматування у продуктивних пластах. Вони відрізняються за походженням, способами виготовлення, розмірами помелу (мікрокольматанти, дуже дрібні, дрібні, середні, крупні, дуже крупні), конфігурацією поверхні (гранули, волокна, лусочки, уламки, кульки, плівки). А для ліквідації сильних і катастрофічних поглинань найчастіше використовують композиції з матеріалів на основі прекурсорів органічних речовин, що тужавіють у стовбурі свердловини сумішей, хімічно "зшитих" полімерів з інертними матеріалами [3-5].

Базуючись на характеристиках цих матеріалів та залежно від розмірів пор, тріщин і фізичних властивостей порід (зокрема, модуля пружності Юнга, коефіцієнта Пуассона, коефіцієнта міцності породи на стиснення), компанії застосовують програмні алгоритми введення кольматантів і їх сумішей [6, 7].

Науковою основою успішного кольматування найчастіше вважаються критерій Абрамса<sup>1</sup> (за вмістом часток кольматантів розмірами  $\frac{1}{3}$  діаметра пор), метод "Shotgun"<sup>2</sup> (застосування в суміші часток із широким діапазоном розмірів), теорія ідеального пакування пор і тріщин (IPT – Ideal Packing Theory)<sup>3,1</sup>, що нагадує складання багаторівневого пазла з кольматантів, метод Вікерса<sup>1</sup>, який визначає інтегральний підбір фракційного складу кольматантів за кількома критеріями [3-6].

При цьому також застосовується основний принцип застосування кольматантів – збільшення їх загальних концентрацій у розчині і в "пачках" в залежності від об'ємів та інтенсивності поглинань.

Успішність цих методів на практиці є різною. Навіть у давно вивчених родовищах в умовах АНПТ традиційні підходи до ліквідації поглинань часто є неефективними, в результаті відбувається нагромадження помилок та втрачається дорогий час, великі об'єми бурового розчину і кошти.

**Мета роботи** – удосконалити технологію керованого кольматування продуктивних пластів в умовах аномально низьких пластових тисків у процесі буріння свердловин на родовищах ДДЗ.

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

Під час виконання робіт із попередження і ліквідації поглинань основними помилками у відповідних алгоритмах чи програмах найчастіше є неврахування одного чи кількох важливих факторів. До них, насамперед, належать недостатня визначеність вихідних даних поглинаючого пласта – порових тисків, розмірів пор і тріщин, фізичних характеристик колекторів чи тріщин гідророзриву, та неправильні принципи вибору кольматантів.

Особливо це стосується буріння на родовищах із пізніми строками розробки і низькими поточними тисками в продуктивному розрізі. Програмні комплекси розрахунків кольматування закордонних і вітчизняних сервісних компаній не виділяють окремі критерії кольматції саме для умов великих репресій бурових розчинів на пласт, а використовують єдиний підхід до всіх гірничо-геологічних умов [3-7].

Зокрема, для ліквідації поглинань часто вибираються кольматанти, які, хоч і чітко відповідають принципу ідеального пакування, проте не відповідають критерію міцності або стійкості до значного диференційного тиску. В результаті, після ліквідації, в процесі подальшого буріння можуть повторно виникати поглинання в уже закольматованому пласті.

В інших випадках застосовують тільки стійкі до деформування кольматанти (наприклад, мармурова крихта різних ступенів помелу), які не здатні проникнути на достатню відстань у порове середовище через неможливість набуття форми і конфігурації пор. В результаті кольмататийний шар утворюється тільки на стінках стовбура, на фільтраційній кірці. А, враховуючи, що мармурова крихта є уламками різної форми, які не відповідають принципу ідеального пакування при стисненні, застосування цього “кольматанта” є небажаним в умовах значних диференційних тисків. Фактично, це досить міцний пісок, через який легко проникає фільтрат бурового розчину. Навіть невеликі концентрації часток мармурової крихти, розміри яких в суміші перевищують діаметр пор в 2 і більше разів, призводять до утворення перемички низької товщини, неякісного кольматування і багаторазового відновлення поглинань після калібрування чи шаблонування стовбура свердловини.

Неефективним також є комбінування мармурової крихти з целюлозними кольматантами, які, в більшості, є нестійкими до диференційних тисків вище 4-5 МПа. Зокрема, екран мармурової крихти дрібного помелу товщиною

0,05 м, скріплений волокнами чи гранулами целюлози у співвідношенні 1:1, руйнується вже від дії перепаду тиску 4 МПа.

Таким чином, за умови прояву диференційних тисків понад 5 МПа, існує доцільність застосовувати рішення, відмінні від програмних алгоритмів сервісних компаній з бурових розчинів.

**Формулювання цілей статті**

Висвітлення базових елементів керованого кольматування дренуваних відкладів з АНПТ застосуванням критерію вибору кольматантів, здатних за рахунок “пластичності”, до деформування, ущільнення, більшого проникнення в порово-тріщинний простір без втрати зв'язку між молекулами чи міжмолекулярними сполуками під дією перепаду тиску за характерних гірничо-геологічних умов [8-9].

Висвітлення основного матеріалу дослідження. В процесі досліджень було вибрано оптимальний набір пластичних кольматантів для умов низьких пластових тисків, визначено механізм блокування поглинань ними, досліджено структуру фільтраційних кірок з пластичними кольматантами. За результатами випробувань і впровадження пластичних кольматантів у складі бурових розчинів визначено їх високу ефективність.

Показник пластичності при підборі кольматантів застосували в основному під час буріння з високими диференційними тисками на пласт (понад 5 МПа). В результаті, у стінках стовбура впродовж кількох годин після розкриття пласта поглинання відбувались в швидкозатухаючому режимі з утворенням кольматуючої перемички достатньої щільності і товщини. Враховуючи конфігурацію порового простору та розміри пор продуктивних пісковиків і вапняків середнього-нижнього карбону (C<sub>2</sub> – C<sub>3</sub>), глибина проникнення (0,1-0,4 м) і ущільнення “пластичних” кольматантів дозволяє надійно мінімізувати поглинання без виникнення рецидивів, проводити освоєння свердловин звичайними способами (створенням депресії чи проведенням перфорації).

Дослідженнями доведено здатність деяких кольматантів до герметичного екранування проникного середовища під дією високих диференційних тисків. При цьому глибина їх проникнення у продуктивні відклади середнього-нижнього карбону на ДДз складає від 0,1 до 0,5 м. До таких належать: крейда, графіт і його полімерна модифікація, вапняк, доломіт. Ефект пластичності може бути підсилено додаванням у розчин або в кольматуючі “пачки” гумової

Таблиця 1 – Пластичні матеріали і реагенти для попередження і ліквідації поглинень

Назва	Помел	Розмір, мм	Стійкість до диференційних тисків, МПа
Карбонатні матеріали			
Крейда CaCO <sub>3</sub>	F	0,05-0,5	Шар 0,30 м в пласті пористістю 15 % - 20÷25 МПа
Вапняк CaCO <sub>3</sub>	F, M, C	0,03-0,5; 0,4-1,2; 1-2	Шар 0,10 м в пласті пористістю 15 % - до 8 МПа
Доломіт CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	F, M, C	0,05-0,5; 0,3-1,5; 1-2	Шар 0,10 м в пласті пористістю 15 % - до 8 МПа
Вапно Ca(OH) <sub>2</sub>	F	0,05-0,5	Шар 0,05 м в пласті пористістю 15 % - до 6 МПа
Графітові матеріали			
Графіт	F	0,25-1	Допоміжний компонент для крейди, 20÷25 МПа
Полімер-графіт	F, M, C,	0.03-0,5; 0,4-1,2; 1-2	Допоміжний компонент до крейди, доломіту, 10 МПа
Мікрокольматанти			
Смоли	F, UF	0,005-0,5	Збільшують щільність кірки і крейди та доломіту
Гільсоніт	F, UF	0,005-0,5	Збільшують щільність кірки і крейди та доломіту
Латекс	F, UF	0,005-0,5	Збільшують щільність кірки крейди та доломіту
Суміші			
KWIK SEAL	F, M, C	0,05-0,5; 0,3-1,5; 1-2	Допоміжний компонент до крейди, доломіту, 5÷6 МПа
Гумова крихта	F, M, C	0,5-3	Допоміжний компонент для крейди і доломіту

Примітка: UF – ultra fine; F – fine; M – medium; C – coarse

крихти і реагента KWIK SEAL, є сумішшю деревних волокон і гранул з подрібненим целюлозою, а також реагентів-мікрокольматантів, до яких належать органічні смоли, гільсоніт, латекс.

Встановлено, що за диференційного тиску понад 10 МПа глибина проникнення в пласт у крейди, дещо більша, ніж у графіту. Більш жорсткі доломіт і вапняк, володіючи більшою твердістю, зазвичай, проникають у пори на глибину до 0,1 м. Гумова крихта і полімер-графіт слугують допоміжними матеріалами до пластичних кольматантів і сприяють обмеженому проникненню останніх у пласт та підвищенню герметичності кольматційного екрану. Завдання мікрокольматантів – збільшувати щільність перемішки в суміші з пластичними матеріалами за наявної товщини кольматантів.

Для визначення ефективності застосування “пластичних” кольматантів на ДДЗ було проаналізовано структуру порового простору колекторів середнього та нижнього карбону.

Згідно з аналізом, конфігурація порового простору та розміри пор продуктивних піско-

виків і вапняків досить сильно відрізняються залежно від генеалогії їх утворення і подальших геологічних процесів, зокрема, перекристалізації порід під час переходу від елізійного до термодегідратаційного ярусу. За формою пори пісковиків мають значну звивистість, ділянки звужень і змін профілю. Частина пор має сполучення з іншими і формує проникну сітку. Пори, які утворені в породах зі значною карбонатністю, мають різноманітні форми поверхні і містять кавернозні ділянки, щілини, каналоподібні утворення.

За гранулометричними розмірами частинок найчастіше породи-колектори газу мають псамітову (0,1 – 1 мм) і алевритову (0,01 – 0,1 мм) структури, зрідка – крупнішу чи дрібнішу. За розміром порові канали газових пластів є капілярними – від 1 до 20 мкм і субкапілярними – менше 1 мкм. Надкапілярні пори (понад 0,5 мм) трапляються рідко і пов'язані з пластами, що мають велику пористість і проникність. Надкапілярними каналами і порами флюїд рухається вільно, а капілярними – за значного впливу капілярних сил. У субкапілярних каналах флюїд

Таблиця 2 – Властивості колекторів газу і параметри бурового розчину

Показники	Свердловини				
	А Опішнянська	Б Мелихівська	С Кегичівська	Д Мелихівська	Е Шебелинська
Властивості пластів-колекторів газу					
Інтервал, м	4125-4265	3500-3830	2710-2900	3450-3850	1980-2440
Тип колектора	пісковик	пісковик, алевроліт	пісковик	пісковик, алевроліт	пісковик
Глинистість, %	2-12	5-20	4-12	5-17	6-12
Пористість, %	до 13,7	до 20	до 15	до 18	до 15
Проникність пор, мД	<0,15	>0,1	>0,1	>0,1	<0,16
Медіанний розмір пор, мкм	9-13	11-17	11-14	11-13	11-18
Пластовий тиск, МПа	7,8	9,5	9,5	9,5	6,5
Наявність порід-неколекторів, у % до продуктивної товщі пісковиків	алевроліт-30 аргіліт-10	аргіліт-40; алевроліт-15	алевроліт-15; аргіліт-15	аргіліт-40; алевроліт-15	алевроліт-15; аргіліт-20
Показники бурового розчину					
Параметри бурового розчину	ρ-1070-1100 кг/м <sup>3</sup> ; Т-36-50 с; СНЗ-3-6/8-15 дПа рН-8,5-9,5; Ф-4÷5 см <sup>3</sup> /30 хв.	ρ-1050-1100 кг/м <sup>3</sup> ; Т-42-55 с; СНЗ 6-9/9-15 дПа; рН-8,5-9,5; Ф-4÷5 см <sup>3</sup> /30 хв.	ρ-1050-1090 кг/м <sup>3</sup> ; Т-46-59 с; СНЗ-6-12/9-16дПа рН-9-9,4; Ф-3÷4 см <sup>3</sup> /30 хв.	ρ-1050-1120 кг/м <sup>3</sup> ; Т-35-62 с; СНЗ-0-9/3-18дПа рН-9-9,3; Ф-2÷4 см <sup>3</sup> /30 хв.	ρ-1040-1080 кг/м <sup>3</sup> ; Т-40-90 с; СНЗ 12-35/27-47дПа; рН-8-8,5; Ф-4÷6 см <sup>3</sup> /30 хв.
Вміст біополімера, кг/м <sup>3</sup>	2-2,3	2,5-3	2-3	2-3	2,5-3
Вміст крейди, кг/м <sup>3</sup>	40-50	100-110	100-110	45-55	50-55
Вміст ПАА, кг/м <sup>3</sup>	2-2,2	2,5	4-5	4-5	4-5
Вміст ПАЦ, кг/м <sup>3</sup>	3-3,5	3,5	5-8	6-12	3-4
Вміст графіту, кг/м <sup>3</sup>	20-24	9-10	10	9-10	10
Вміст гуматів, кг/м <sup>3</sup>	-	-	-	10-11	-
Вміст КСІ, %	5-9	4-5	8-9	3-4	2-3

утримується силами притягання стінок каналів, значення яких може бути настільки великим, що суттєво впливає на ефективність його вилучення. Ця проблема характерна для вилучення газу з ущільнених порід, в тому числі з газонасичених площ центрально-басейнового типу з теригенними і карбонатними колекторами.

Враховуючи значну різноманітність форм профілю пор, найглибше в капілярне середовище пісковиків (перевищує 1 м) проникають і забруднюють фільтрат бурового розчину та гідрофільні частинки колоїдно-дисперсного і меншого розміру, що входять до його складу (бентонітові, полімерні). В надкапілярні пори

глибоко проникають і порошкоподібні частинки, в тому числі бітумні та глинисті, що зумовлює глибоке забруднення колекторів.

Крейда – крихка карбонатна порода, що складається з кальцитових залишків планктонних водоростей та дрібних решток з черепашок найпростіших організмів, ідеально підходить для кольтування капілярного і надкапілярного середовищ, оскільки форма та крихкість її частинок дозволяють проникати в пласт на певні відстані (зазвичай до 0,5 м), зачіплятись за нерівні поверхні стінок всередині пор, деформуватись і кришитись з ефектом ущільнення (герметизації) перемички. Враховуючи, що

крейда практично повністю розчиняється в кислотах (зокрема органічних), вона має бути основним кольматуючим матеріалом у розчинах під час первинного та вторинного розкриття продуктивних пластів і рідинах для капітального ремонту свердловин.

Таким чином, встановлено доцільність використання як базового кольматанта для колекторів ДДз з АНПТ крейди. Інші матеріали і реагенти додаються для забезпечення керованості процесом кольматації – глибини проникнення у пласт і підвищення щільності кольматуючого шару.

Для дослідження кіркоутворюючої здатності властивостей розчинів [2, 6] зазвичай використовується прилад Particle Plug Apparatus, в якому моделюється фільтрація бурових розчинів з різними кольматантами крізь керамічні диски з визначеною пористістю (яка є медіаною для пласта-колектора). Саме параметри фільтрації (миттєва фільтрація, об'єм через 3 хвилини, 10 хвилин, 30 хвилин) характеризують кіркоутворюючу здатність розчину. За наявності високих кіркоутворюючих властивостей фільтрація відбувається у швидкозатухаючому режимі за проміжок часу від миттєвої фільтрації до фільтрації впродовж 10 хвилин. Якщо процес фільтрації триває понад 30 хвилин після тестування – кіркоутворюючі властивості розчину є недостатніми. Також для визначення кіркоутворюючих властивостей розчинів можуть використовуватись прилади Filter Press API і Filter Press НРНТ API, в яких замість фільтрувального паперу використовуються спеціальні керамічні диски з отворами певного розміру.

Порівняння кіркоутворення між полімер-калієвими буровими розчинами з аналогічними концентраціями мармурової крихти і крейди на приладі Particle Plug Apparatus показало, що крейда в достатніх концентраціях є ефективнішим кіркоутворювачем. Частинки крейди мають найнижчу твердість за шкалою Мооса, деформуються (ущільнюються) від дії перепаду тиску з утворенням малопроникної перемички. Здатність до ущільнення з утворенням непроникного екрану є головною перевагою крейди перед міцнішими матеріалами – мармуровою крихтою та доломітовим порошком).

Аналіз руху частинок крейди у капілярно-пористому середовищі показав, що він відрізняється від руху колоїдних частинок глини. Це пов'язано, насамперед, із дрібнішими розмірами частинок глини і значною іонообмінною активністю, що призводить до їх злипання в порах теригенних колекторів.

Частинки крейди інертні, не вступають у хімічні реакції в пласті. Під час руху в порах вони поступово накопичуються в ділянках звивистості і розширеного профілю, зумовлюючи їх плавне закупорення з подальшим ущільненням перемички.

Вперше пластичні кольматанти в складі біополімерного розчину було використано у 2016 році на одній зі свердловин Опішнянського родовища. До цього на свердловині протягом трьох місяців спостерігались катастрофічні поглинання в продуктивному пласті В-16б (загальним об'ємом до 1200 м<sup>3</sup>). При цьому традиційне застосування великої кількості целюлозних та органічних наповнювачів було неефективним.

Врешті, для ліквідації поглинання було прийнято пропозицію замінити полімер-калієвий буровий розчин із вмістом глини 3-4 % на біополімерний безглинистий, в який, окрім підвищеної кількості кислоторозчинного кольматанта (крейди), додали мелений графіт. З рецептури вилучили реагенти з високим ступенем гідролізу – гіпан, ЧГПАА, каустичну соду. Також в рецептурі використали бактерицид для попередження деструкції біополімера, органічних речовин і целюлозних полімерів [10]. Інтервал розкриття В-16б перебудували новим стовбуром.

В результаті, у процесі буріння на біополімерному розчині було практично попереджено поглинання в пласті В-16б, за винятком одного випадку раптового поглинання об'ємом 23 м<sup>3</sup> після “провалювання” долота на 0,4 м. Поглинання не супроводжувалось виникненням диференційного прихоплення, як це відбувалось раніше при бурінні у відкладах В-16б на свердловинах, що бурились без пластичних кольматантів. Крейда та графіт у складі біополімерного розчину в момент поглинання запобігли “прилипанню” елементів КНБК до стінок стовбура і забезпечили ефективне ковзання труб (на підйом). Процес поглинання тривав у “затухаючому” режимі і самоліквідувався після насичення крейдою і графітом тріщин поглинання. Після технологічної витримки над башмаком обсадної колони впродовж 8 годин, відновлення циркуляції, буріння до кінця інтервалу відбувалось без поглинань. За результатами освоєння, свердловина швидко вийшла на дебіт газу 52 тис. м<sup>3</sup>/добу за найбільш оптимістичних очікувань до 40 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Іншим прикладом правильного підбору кольматантів та керованого кольматування є дві свердловини Єфремівського ГКР, в яких одночасно велось буріння в однакових продуктив-

них інтервалах (картамиш верхнього карбону з АНПТ) під хвостовик 127 мм, при цьому репресія гідростатичних тисків розчинів густиною 1080-1010 кг/м<sup>3</sup> на продуктивні пласти становила 21-24 МПа [11].

В першій свердловині застосовувався сервісний полімер-калієвий розчин з мармуровою крихтою трьох ступенів помелу і концентрації 60-70 кг/м<sup>3</sup> та горіховим кольматантом трьох ступенів помелу. Під час буріння і промивань фіксувались постійні поглинання з наростаючою інтенсивністю, зокрема у 1 стовбурі (09.08.2017 р. – 5 м<sup>3</sup>; 10.08.2017 р. – 10 м<sup>3</sup>; 11.08.2017 р. – 13 м<sup>3</sup>; 12.08.2017 р. – 40 м<sup>3</sup>; 13.08.2017 р. – 42 м<sup>3</sup>; 14.08.2017 р. – 48 м<sup>3</sup>; 15.08.2017 р. – 45 м<sup>3</sup>; 16.08.2017 р. – 35 м<sup>3</sup>; 17.08.2017 р. – 51 м<sup>3</sup>; 18.08.2017 р. – 53 м<sup>3</sup>; 19.08.2017 р. – 23 м<sup>3</sup>; 20.08.2017 р. – 60 м<sup>3</sup>; 21.08.2017 р. – 63 м<sup>3</sup>). На свердловині не встигали готувати нові об'єми розчину. При цьому заходи з мінімізування інтенсивності поглинань (регулярне прокачування в'язко-пружних пачок, закачування кольматуючих пачок, додаткові введення в розчин мармурової крихти різних ступенів помелу та горіхового кольматанта) практичного результату не дали жодного разу.

На іншій свердловині застосовувався безглинистий хлоркалієвий розчин бурового підрядника з аналогічною (як у першій свердловині) концентрацією крейди замість мармурової крихти. Горіховий кольматант не використовувався. Замість нього в розчині був присутній графіт і мікрокольматант. При розкритті картиши з АНПТ щодобові поглинання становили не більше 3-4 м<sup>3</sup> відбувались процесі формування кірки. Поглинання повністю припинялись у пробуреному інтервалі через 8-16 годин (час формування кірки достатньої щільності і товщини).

На Кегичівському ГКР прикладами прямої залежності інтенсивності поглинань від пластичності кольматантів є дві свердловини, пробурені поряд. За результатами буріння однієї свердловини (для кольматування продуктивних пластів використовувалась мармурова крихта трьох ступенів помелу і целюлозні кольматанти) фіксувались низка сильних поглинань і постійно – часткові; при освоєнні зі свердловини довго надходив фільтрат розчину. Дебіт становив 15 тис. м<sup>3</sup> газу при плані 18 тис. м<sup>3</sup>. На іншій свердловині в цих же відкладах в розчині використовувалась крейда концентрацією понад 60 кг/м<sup>3</sup> та мікрокольматанти. Під час буріння суттєвих поглинань не зафіксовано, а під час освоєння було швидко отримано дебіт газу,

який на штуцері 9 мм становив 50,9 тис. м<sup>3</sup> на добу.

### **Висновки**

Для умов родовищ ДДз із АНПТ при репресіях на продуктивні пласти понад 5 МПа, мінімізація поглинань бурового розчину досягається застосуванням кольматантів з ефектом “пластичності”, здатних забезпечити ефективне кероване екранування дренажних покладів.

Встановлено, що пластичні кольматанти з твердістю 1-2 за шкалою Мооса (крейда, графіт, полімер-графітна суміш, суміш доломіту з крейдою) є найбільш ефективними під час розкриття продуктивних інтервалів в умовах АНПТ родовищ ДДз. Водночас за таких умов застосування мармурової крихти не залежно від ступеня помелу є малоефективним.

Накопичений досвід застосування крейди та інших пластичних кольматантів на ДДз в умовах АНПТ показує, що робоча концентрація пластичних кольматантів, за якої досягається задовільна швидкість кольматації порового простору (до 8 годин формування щільної кірки достатньої товщини), становить 80-90 кг/м<sup>3</sup>; підвищення концентрації до 180 кг/м<sup>3</sup> можливе за умови відсутності виникнення гідророзриву пласта. Завдяки пластичності кольматантів у багатьох випадках відпадає потреба у розрахунках фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання: достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними.

Традиційні алгоритми попередження та ліквідації поглинань на родовищах ДДз з АНПТ потребують коригування з урахуванням результатів цього дослідження.

### **Література**

1. Боровик М.В., Гордійчук М.В., Васильченко А.О., Матушек Р. Р. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2 (55). С. 19-27.
2. Боровик М. В., Гордійчук М.В., Кривуля С.В., Світлицький В.М. Довідник буровика: довід. посіб. Харків: Ексклюзив, 2015. 347 с.
3. Kaeuffer M. Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S'y Rattachant: presented at Congres de l'A.F.T.P.V., Rouen, Oct 1973.

4. Donald L. Whitfill, Carl J. Thaemlitz, Dale Eugene Jamison. Hong Wang. New Design Models and Materials Provide Engineered Solutions to Lost Circulation. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, October 2006. Paper Number: SPE-101693-MS <https://doi.org/10.2118/101693-MS>

5. Мессенджер Дж. У. Поглощение бурового раствора. ПеннВелл Паблшинг Ко., 1981.

6. AADE-06-DF-HO-16. A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations / Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, Allan Twynam, BP [No 16]. <https://www.aade.org/application/files/5915/7295/3522/AADE-06-DF-HO-16.pdf>

7. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. BP Amoco. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. Paper presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2000. Paper Number: SPE-58793-MS <https://doi.org/10.2118/58793-MS>

8. Боровик М.В. Лиско А.А., Романів М.М. та ін. Кіркоутворюючі властивості бурових розчинів. *Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб.* 2017. Вип. XLVI. С. 51-56.

9. Боровик М. В. Гордійчук М.В., Лиско А.А. та ін. Попередження забруднення газових колекторів на ДДз. *Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць.* 2017. Вип. XLV. С. 72-79.

10. Патент України на корисну модель № 112234 У МПК (2016) С09К 8/02. Біополімерний незабруднюючий буровий розчин / Боровик М.В., Гордійчук М.В., Лиско А.А. та ін. Заявка № у 2016 05562. Заявл. 23.05.2016. Опубл. 12.12.2016. Бюл. № 23.

11. Боровик М.В. Романів М.М., Вовк А.П., Мільютенко Ю І. Аналіз ефективності інженерних рішень з бурових розчинів в АТ “Укргазвидобування”. *Питання розвитку газової промисловості України: наук.-вироб. зб.* 2019. Вип. XLVII. С. 83-89.

### References

1. Borovyk M.V., Hordiichuk M.V., Vasylchenko A.O., Matushek R.R. Perspektivni napriamky pidvyshchennia yakosti rozkryttia produktyvnykh plastiv i metodiv intensyfikatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2015. № 2 (55). P. 19-27. [in Ukrainian]

2. Borovyk M. V., Hordiichuk M.V., Kryvulia S.V., Svitlytskyi V.M. Dovidnyk burovyyka: dovid. posib. Kharkiv: Ekskliuzyv, 2015. 347 p. [in Ukrainian]

3. Kaeuffer M. Determination de L’Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S’y Rattachant: presented at Congres de l’A.F.T.P.V., Rouen, Oct 1973.

4. Donald L. Whitfill, Carl J. Thaemlitz, Dale Eugene Jamison. Hong Wang. New Design Models and Materials Provide Engineered Solutions to Lost Circulation. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, October 2006. Paper Number: SPE-101693-MS <https://doi.org/10.2118/101693-MS>

5. Messenzher Dzh. U., “Pogloschenie burovogo rastvora”, PennVell Publishing Ko., 1981. [in Russian]

6. AADE-06-DF-HO-16. A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations / Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, Allan Twynam, BP [No 16]. <https://www.aade.org/application/files/5915/7295/3522/AADE-06-DF-HO-16.pdf>

7. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. BP Amoco. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. Paper presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2000. Paper Number: SPE-58793-MS <https://doi.org/10.2118/58793-MS>

8. Borovyk M.V. Lysko A.A., Romaniv M.M. та in. Kirkoutvoriuiuchi vlastyvoli burovyykh rozchyniv. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: nauk.-vyrob. zb.* 2017. Vyp. XLVI. P. 51-56. [in Ukrainian]

9. Borovyk M. V. Hordiichuk M.V., Lysko A.A. та in. Poperedzhennia zabrudnennia hazovykh kolektoriv na DDz . *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: zb. nauk. prats.* 2017. Vyp. XLV. P. 72-79. [in Ukrainian]

10. Patent Ukrainy na korysnu model No 112234 U MPK (2016) S09K 8/02. Biopolimernyi nezabrudniuiuchy burovyy rozchyn / Borovyk M.V., Hordiichuk M.V., Lysko A.A. та in. Zaiavka No u 2016 05562. Zaiavl. 23.05.2016. Opubl. 12.12.2016. Biul. № 23. [in Ukrainian]

11. Borovyk M.V. Romaniv M.M., Vovk A.P., Miliutenko Yu I. Analiz efektyvnosti inzhenernykh rishen z burovyykh rozchyniv v AT “Ukrhazvydobuvannia”. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: nauk.-vyrob. zb.* 2019. Vyp. KhLVII. P. 83-89. [in Ukrainian]

# Дослідження та методи аналізу

---

УДК 553.98(477.8)

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-4(81)-24-32

## ВИКОРИСТАННЯ КІЛЬКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ СТРУКТУРНИХ ФОРМ ДЛЯ ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ СКЛАДЧАСТИХ СТРУКТУР

І. Р. Михайлів\*, А. П. Бойко, Г. О. Жученко, М. М. Яцишин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел: +38 050 1591847;  
e-mail: iratykhailiv@ukr.net;

На сьогодні математичні методи стають необхідним інструментом геологічних досліджень. Комп'ютерна обробка геологічних даних широко впроваджується в сучасні методи вивчення нафтогазоносності надр. Тому опис структур як можливих пасток нафти і газу проводили шляхом аналізу їх кількісних параметрів, що дозволило аргументовано підтвердити встановлені закономірності. З метою виявлення закономірностей у взаємозв'язках між числовими параметрами складчастих структур було проведено комп'ютерне геолого-статистичне моделювання досліджуваних об'єктів Бориславсько-Покутської зони з використанням кореляційного і кластерного аналізів. В цілому кореляційний аналіз дозволяє проводити аналіз сукупності визначених величин і спрямований на виявлення та вивчення систем, які утворюють деякі з величин, що входять в дану сукупність. Класифікація будь-яких об'єктів за змістовими групами проводиться методом кластер-аналізу. За кількісними показниками можна оцінити результати досліджень розподілу тектонічних напруг і деформацій, що сприятимуть більш надійному прогнозуванню нафтогазоносності надр. В свою чергу, це дозволить значно підвищити геологічну результативність геологорозвідвальних робіт на нафту і газ на площах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Сучасна форма структур та їх просторове розміщення є наслідком дії тектонічних сил протягом досить тривалого періоду геологічного часу. Різні прояви активності тектогенезу в різні епохи спричиняють певні зміни структурного плану геологічних тіл і, у такий спосіб, впливають на їх можливу нафтогазоносність (формування, розформування і переформування пасток і, відповідно, покладів). Структури Бориславсько-Покутської зони пройшли складний і тривалий шлях формування – від конседиментаційних флішових складок до дуже складних постконседиментаційних структурних форм, що зумовлено впливом величини та характеру прикладання формуючих тектонічних зусиль. Під впливом дії тектонічних сил різного характеру сформувались різноманітні морфологічні структурні форми. При цьому морфологічні різновиди структур можна описати числовими параметрами, які можуть бути покладені в основу класифікації структур Бориславсько-Покутської зони.

Ключові слова: параметри, моделювання, структури, кількісні показники.

В настоящее время математические методы становятся необходимым инструментом геологических исследований. Компьютерная обработка геологических данных широко внедряется в современные методы изучения нефтегазоносности недр. Поэтому описание структур как возможных ловушек нефти и газа проводилось путем анализа их количественных параметров, что позволило аргументированно подтвердить установленные определенные закономерности. С целью выявления закономерностей во взаимосвязях между числовыми параметрами складчатых структур проведено компьютерное геолого-статистическое моделирование исследуемых объектов Бориславско-Покутской зоны с использованием корреляционного и кластер-

ного анализів. В цілому кореляційний аналіз дозволяє проводити аналіз сукупності певних величин і направлено на виявлення і вивчення систем, які утворюють певні частини з цієї сукупності. Класифікація будь-яких об'єктів за певними групами проводиться методом кластер-аналізу. По кількісним показателям можна оцінити результати досліджень розподілу тектонічних напружень і деформацій, що сприяють більш надійному прогнозуванню нафтогазоносності надр. В свою чергу, це дозволить значно підвищити геологічну результативність геологорозвідочних робіт на нафту і газ на площах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогібу. Сучасна форма структур і їх просторове розміщення є наслідком дії тектонічних сил на протязі достатньо тривалого періоду геологічного часу. Різноманітні прояви активності тектогенезу в різні епохи викликають певні зміни структурного плану геологічних тіл, впливаючи на їх можливу нафтогазоносність (формування, расформовування і переформовування ловушок і, відповідно, залежностей). Структури Бориславсько-Покутської зони пройшли складний і тривалий шлях формування - від конседиментаційних флішевих складок до дуже складних постконседиментаційних структурних форм, що обумовлено впливом величини і характеру прикладання формуючих тектонічних сил. Під впливом тектонічних сил різного характеру сформувалися різноманітні морфологічні структурні форми. При цьому морфологічні різновидності структур можна описати кількісними параметрами, які можуть бути використані в основі класифікації структур Бориславсько-Покутської зони.

Ключові слова: параметри, моделювання, структури, кількісні показники.

*At present, mathematical methods are becoming a necessary tool for geological research. Computer processing of geological data is widely used in modern methods of studying the oil and gas content of the subsoil assets. Therefore, the description of the structures as possible oil and gas traps has been given via an analysis of their quantitative parameters, which allowed to substantiate certain established patterns. In order to identify patterns in the relationships between the numerical parameters of folded structures, the computer geological and statistical modeling of the studied objects within the Boryslav-Pokutska area using correlation and cluster analysis has been conducted. In general, correlation analysis allows to delve into a set of defined quantities and is aimed at identifying and studying the systems that form some of the quantities included in this set. Classification of any objects by content groups is carried out by the method of cluster analysis. Quantitative indicators can be used to evaluate the results of studies of the distribution of tectonic stresses and deformations, which will contribute to a more reliable prediction of oil and gas presence. In turn, this will significantly increase the geological efficiency of oil and gas exploration in the areas of the Boryslav-Pokutska area of the Pre-Carpathian Foredeep. The structures' modern shape and their spatial location is a consequence of tectonic forces over a fairly long period of geological time. Different manifestations of tectogenesis activity in different epochs cause certain changes in the structural plan of geological bodies and thus affect their possible oil and gas potential (formation, disintegration and reshaping of traps and, accordingly, deposits). The structures of the Boryslav-Pokutska area have undergone a complex and long path of formation: from consedimental flysch folds to very complex post-consedimental structural forms, which is due to the influence of the magnitude and nature of the application of formative tectonic forces. Under the influence of tectonic forces of different nature, various morphological structural forms have been formed. The structures' morphological varieties can be described by numerical parameters, which can be used as a basis for the classification of structures of the Boryslav-Pokutska area.*

Keywords: parameters, modeling, structures, quantitative indicators.

## Вступ

Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогібу відноситься до найстаріших в Україні нафтогазовидобувних регіонів, вуглеводневий потенціал якого ще далеко не вичерпаний. Тому детальне вивчення особливостей її геологічної будови і зокрема локальних структурних форм як можливих пасток нафти і газу, є актуальним завданням для надійного прогнозування нафтогазоносності надр.

## Мета роботи

Для створення класифікації складчастих структур за кількісними показниками слід використовувати методи геолого-статистичного моделювання.

Розроблення такої класифікації доцільно базувати на аналізі вибірки структур, охарактеризованих кількісними показниками.

Методи геолого-статистичного моделювання дозволяють обробляти великі масиви числових параметрів і добре описані у фаховій літературі [1-4].

Формування локальних структур відбувається під дією структуротворних рухів, які завжди відображені в їх будові, тобто фактори, що сформували структуру проявляються в її морфології [5-6].

## Формулювання цілей статті

Тому вивчення зіставлення кількісних ознак структурних форм дає змогу встановити

величину і характер дії тектонічних сил, що призвели до їх формування [7-8]. Встановлення характеру зв'язків між явищами або величинами, які характеризують ці явища, в практиці геологічних досліджень має велике значення.

**Висвітлення основного матеріалу дослідження**

Оцінити форму зв'язку (функцію) та міру тисноти зв'язку між аргументом і функцією дозволяє кореляційний аналіз. Це метод статистичного дослідження, при якому встановлюється наявність, тиснота, напрям і форма співвідношень (кореляційних зв'язків) між випадковими величинами. Кореляція є зручною моделлю для дослідження комплексних властивостей геологічних об'єктів, необхідним елементом будь-якої процедури багатовимірної статистичної аналізу [1].

Проведення кореляційного аналізу відбувається в такій послідовності:

- 1) створення кореляційної таблиці, в якій загальні інтервали, що містять значення кожної з величин, розбиваються на класи;
- 2) для кожного значення аргументу обчислюється середнє арифметичне, зважене за частотою значення функції, яке називається умовною середньою;
- 3) побудова кореляційної залежності (створення лінії регресії та рівняння регресії).

При вивченні системи випадкових величин недостатньо досліджувати будь-яку складову системи окремо від інших, тому що у системи з'являються додаткові властивості, пов'язані з тим, що між компонентами системи можуть існувати зв'язки. Тому, крім вивчення властивостей однієї окремо взятої випадкової величини, необхідно виявляти зв'язки між компонентами системи. Вирішення такого завдання стає можливим у випадку кореляційної матриці між окремими компонентами системи. Оскільки числові характеристики структурної форми (як і будь-які геологічні об'єкти загалом) є системою зі складною структурою, то зв'язки між параметрами цієї системи мають нечіткий (завуальований) характер. Побудова кореляційної матриці дозволить охопити відразу всю картину можливих кореляційних зв'язків між окремими компонентами системи. Проведення такого виду кореляційного аналізу доцільне для визначення характеру і тисноти зв'язків між кількісними параметрами структур Бориславсько-Покутської зони.

Для визначених кількісних показників складчастих структур Бориславсько-Покутської зони, що є системою випадкових величин, в

пакеті програм "Statistica" було створено кореляційну матрицю. Аналіз цієї матриці виявив наявність тисного кореляційного зв'язку між певною кількістю параметрів.

На особливу увагу заслуговують кореляційні зв'язки кута падіння порід на південно-західному крилі і коефіцієнта інтенсивності структуроутворення ( $\beta = f(i)$ ) та щільності тектонічних порушень і коефіцієнта інтенсивності структуроутворення ( $\Sigma_n = f(i)$ ) [9-10], які розглянемо більш детально.

1. Залежність  $\beta = f(i)$ . Величина коефіцієнта інтенсивності структуроутворення дає змогу оцінювати ступінь змінання порід в складки і, відповідно, характеризує крутизну крил. Тобто, чим більшим є коефіцієнт інтенсивності структуроутворення, тим сильніше пласт деформований і зім'ятий в складку з більшими кутами падіння порід на її крилах. Отже, для більшості структур Бориславсько-Покутської зони спостерігається прямий кореляційний зв'язок між коефіцієнтом інтенсивності структуроутворення та кутом падіння порід на південно-західному крилі (враховуючи асиметричність будови досліджуваних структур).

Проведені на комп'ютері розрахунки виду такого зв'язку методом найменших квадратів показали, що залежність  $\beta=f(i)$  виражається такими рівняннями регресії (рис. 1 А):

- для складок першого ярусу  
 $\beta = 15,42 + 0,44 \cdot i;$
- для складок другого ярусу  
 $\beta = 18,47 + 0,26 \cdot i;$
- для складок третього ярусу  
 $\beta = 18,84 + 0,49 \cdot i.$

Коефіцієнти парної кореляції при цьому відповідно становлять  $r=0,816$ ,  $r=0,712$  і  $r=0,842$ .

Високі значення коефіцієнтів кореляції вказують на досить тисний зв'язок між коефіцієнтом інтенсивності структуроутворення та кутом падіння порід на південно-західних крилах для складок Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Надійність такого кореляційного зв'язку оцінювалась за критерієм Р.А. Фішера [11]:

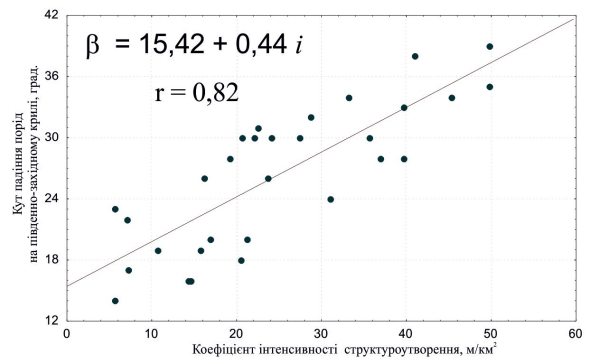
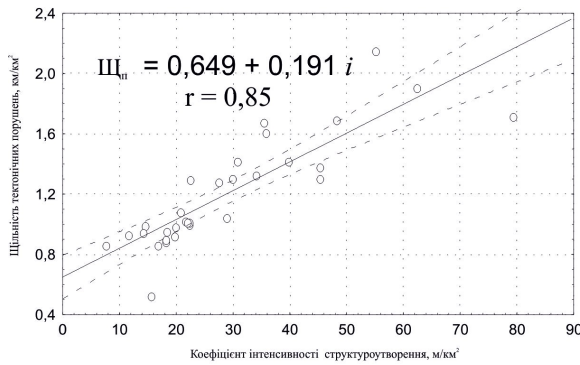
$$\theta = z \sqrt{n-1}, \tag{1}$$

де  $\theta$  - оцінка коефіцієнта кореляції;  
 $z$  - величина, яка пов'язана з коефіцієнтом кореляції і чисельно дорівнює:

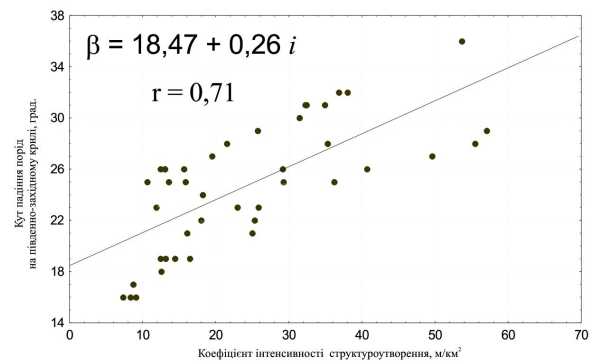
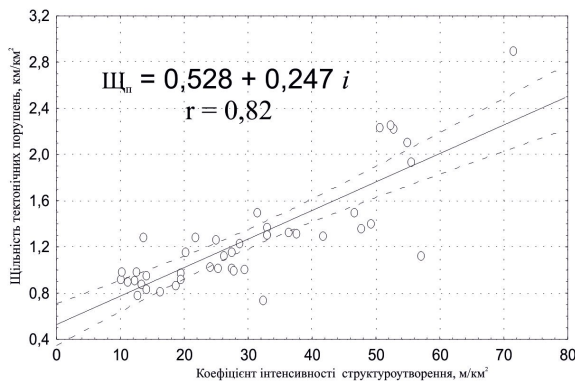
$$z = \frac{1}{2} \ln \frac{1+r}{1-r}, \tag{2}$$

де  $n$  - величина вибірки;  
 $r$  - коефіцієнт кореляції.

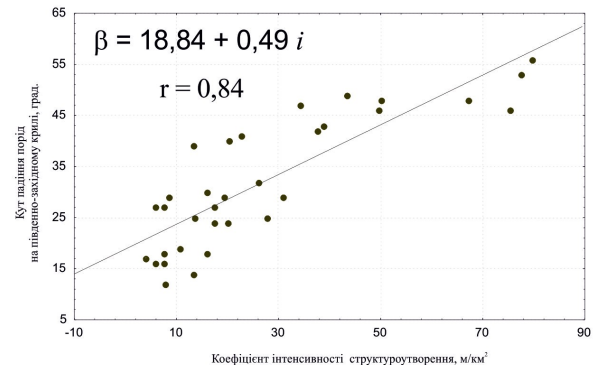
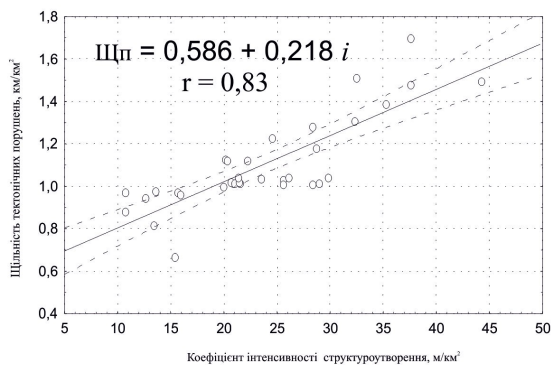
для структур першого ярусу



для структур другого ярусу



для структур третього ярусу



**A**

**B**

Рисунок 1 – Залежності параметрів (А – щільності тектонічних порушень та В – кута падіння порід на південно-західному крилі) від коефіцієнта інтенсивності структуроутворення

При  $\theta \geq 2.5$  для вибірок з невеликим обсягом кореляційний зв'язок вважається надійним.

Оцінка надійності коефіцієнтів кореляції, одержаних для структур різних ярусів, становить:

для структур першого ярусу:

$$\theta = \frac{1}{2} \ln \frac{1+0.816}{1-0.816} \sqrt{30-1} = 6.17 > 2.5;$$

- для структур другого ярусу:

$$\theta = \frac{1}{2} \ln \frac{1+0.712}{1-0.712} \sqrt{42-1} = 5.70 > 2.5;$$

- для структур третього ярусу:

$$\theta = \frac{1}{2} \ln \frac{1+0.842}{1-0.842} \sqrt{33-1} = 6.95 > 2.5.$$

2. Залежність  $\text{Щ}_п = f(i)$ . Існування такої залежності пояснюється тим, що складки Бориславсько-Покутської зони відзначаються сильною ускладненістю тектонічними порушеннями (значна розбитість на блоки), яка виникла під час формування їх сучасного вигляду. В той же час про причину структуроутворення можна судити за величиною коефіцієнта інтенсивності структуроутворення, тому можна висловити припущення про існування

прямого кореляційного зв'язку між щільністю розривних порушень та коефіцієнтом інтенсивності структуроутворення.

Розрахунки виду кореляційної залежності  $\Psi_{\text{п}}=f(i)$  проводились за допомогою спеціалізованої комп'ютерної програми методом найменших квадратів окремо для структур кожного з трьох тектонічних ярусів. Одержані залежності виражаються такими рівняннями регресії (рис. 1 В):

- для складок першого ярусу

$$\Psi_{\text{п}}=0,65+0,19i;$$

- для складок другого ярусу

$$\Psi_{\text{п}}=0,53+0,25i;$$

- для складок третього ярусу

$$\Psi_{\text{п}}=0,59+0,22i.$$

Коефіцієнти парної кореляції відповідно становлять 0,85; 0,82 та 0,83, що вказує на досить тісний зв'язок між досліджуваними параметрами. Надійність такого кореляційного зв'язку підтверджується відповідно критерію Фішера.

- для структур першого ярусу:

$$\theta = \frac{1}{2} \ln \frac{1+0,85}{1-0,85} \sqrt{30-1} = 6,77 > 2,5;$$

- для структур другого ярусу:

$$\theta = \frac{1}{2} \ln \frac{1+0,82}{1-0,82} \sqrt{42-1} = 7,4 > 2,5;$$

- для структур третього ярусу:

$$\theta = \frac{1}{2} \ln \frac{1+0,83}{1-0,83} \sqrt{33-1} = 6,72 > 2,5.$$

Таким чином, аналіз встановлених кореляційних зв'язків вказує на існування між окремими кількісними показниками структур Бориславсько-Покутської зони стохастичних залежностей, які виражаються відповідними рівняннями регресії з високим ступенем надійності коефіцієнтів кореляції. За цими залежностями можна оцінювати окремі параметри структур Бориславсько-Покутської зони для з'ясування їх ролі в процесі складкоутворення [12].

*Групування складчастих структур кластер-аналізом.* Це математичний метод формування (класифікації) однорідних груп об'єктів за даними багатовимірних вимірів на цих об'єктах. В процесі кластерного аналізу нафтогазогеологічної інформації виділяють групи (класи) близьких між собою нафтогазогеологічних об'єктів за даними вимірів на цих об'єктах деякої сукупності величин..

В цілому кластерний аналіз проводиться в такій послідовності [1]:

1) відбір вибірки для кластеризації;

2) визначення множини ознак, за якими будуть оцінюватись об'єкти у вибірці;

3) обчислення значень тої чи іншої міри подібності між об'єктами;

4) застосування процедури кластеризації для створення груп подібних між собою об'єктів.

Для проведення кластер-аналізу досліджуваних структур Бориславсько-Покутської зони нами використовувався пакет програм "statistica". Серед різноманітних методів кластеризації наявних в цьому пакеті, найбільш ефективним виявився метод середніх зв'язків, який полягає в обчисленні середньої подібності об'єкта, що розглядається, відносно всіх об'єктів в існуючому кластері. Якщо знайдене середнє значення подібності досягає або перевищує деякий пороговий рівень подібності, об'єкт приєднується до цього кластеру. На відміну від варіанту, коли обчислюється подібність між центрами тяжіння двох кластерів, які підлягають об'єднанню, нами використовувався варіант методу середніх зв'язків, в якому обчислюється середня арифметична подібність між об'єктами кластера і кандидатом на включення.

В результаті проведеного кластерного аналізу отримали дендрограму (рис. 2), аналіз якої дозволив серед складчастих форм Бориславсько-Покутської зони виділити чотири кластери (групи) структур, позначених відповідно синім, рожевим, коричневим та зеленим кольорами). Аналіз розподілу структур за кластерами засвідчив, що вони (структури) об'єднані в групи між собою за генетичною ознакою.

Як бачимо з рис. 2, у першому кластері структур на мезорівні виділяється три групи структур, які тісно пов'язані між собою. У другому кластері виділяється дві групи, у третьому кластері – три групи і у четвертому кластері – одна група. В кожній з цих груп виділяються структури, об'єднані між собою в кластери на мікрорівнях.

Детальний аналіз структури взаємозв'язків між складчастими формами, об'єднаними в один кластер, дає підстави зробити висновок, що основним параметром, за яким відбувалось групування об'єктів на середніх і макрорівнях, виступає амплітуда структури. При формуванні складчастості завжди відбувається збільшення ділянки деформації у вертикальному напрямку по головній осі деформації А. Групування об'єктів на мікрорівнях проводяться за сукупністю всіх інших показників (структурно-тектонічні, лінійно-геометричні, порушеності), які характеризують ділянку деформації в горизонтальному напрямку, за яким відбувалось її скорочення (осі деформації В і С).

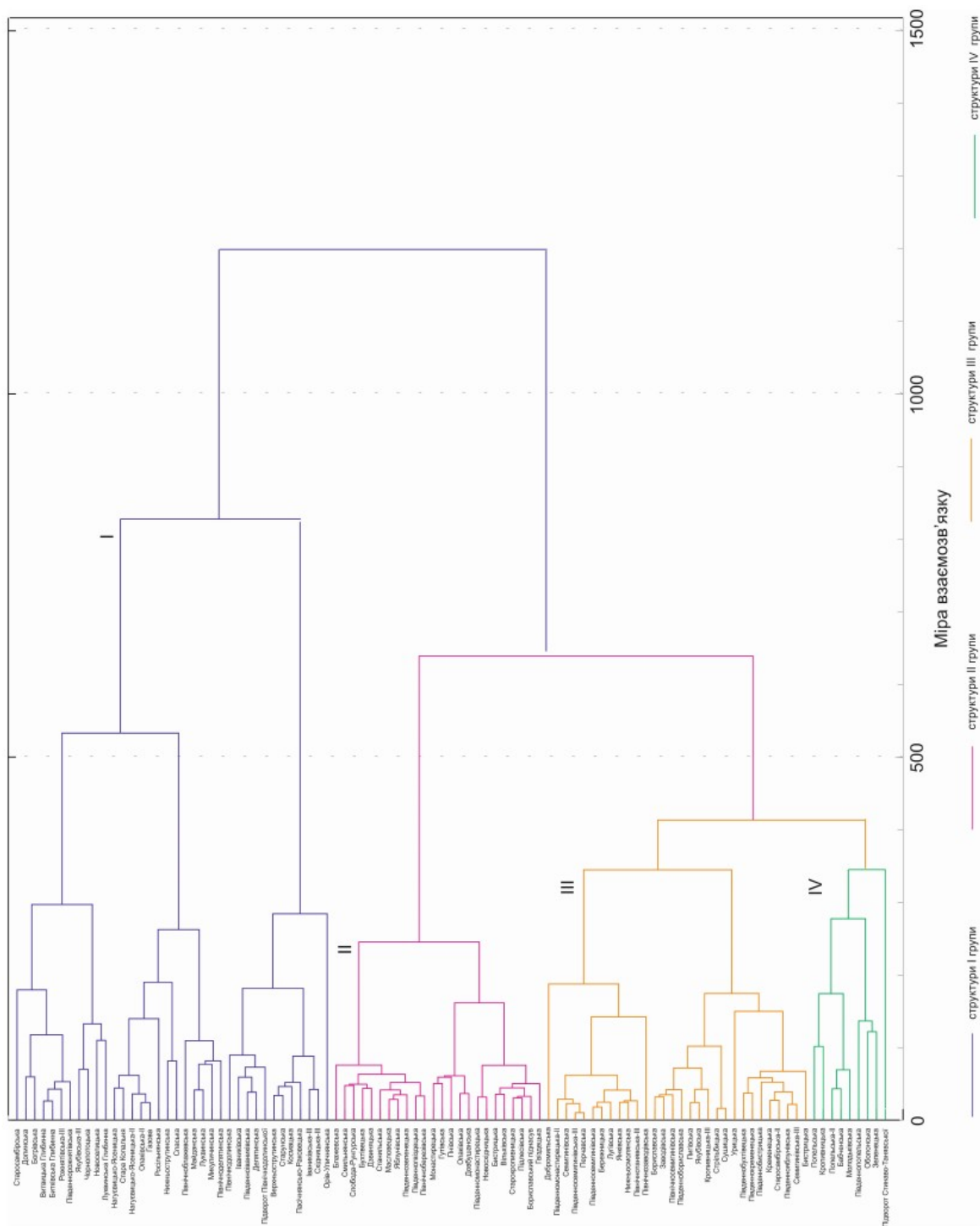


Рисунок 2 – Дендрограма групування структур Бориславсько-Покутської зони за комплексом кількісних показників

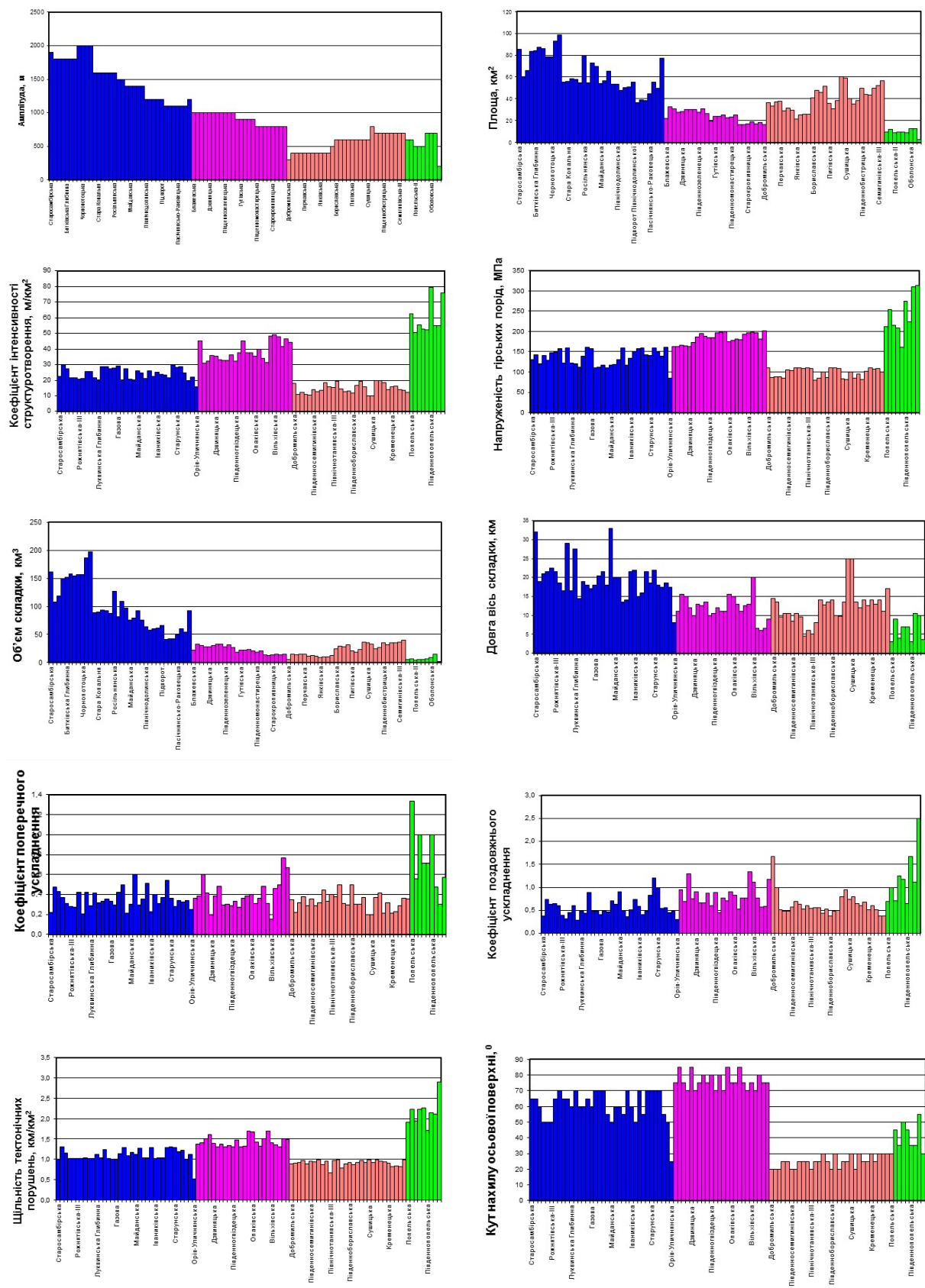


Рисунок 3 – Діаграми розподілу кількісних показників структур Бориславсько-Покутської зони

## Література

В цілому найменший кластер об'єднує дві структури, які сформувались під дією тектонічних сил однакової величини, що спричинило однакове скорочення ділянки деформації при однаковому прирості амплітуди. На це вказує подібність значень всіх кількісних показників при однаковій амплітуді. Такі кластери об'єднуються з кластерами, в яких згруповані структури також з однаковими показниками, але вже відмінними від показників попереднього кластеру при однаковій амплітуді. До цих кластерів приєднуються структури (або їх кластери), які мають відмінні кількісні показники, в тому числі із більшою амплітудою.

З метою визначення діапазону зміни кількісних показників для кожного з чотирьох виділених кластерів складчастих структур було побудовано діаграми їх розподілу (рис. 3).

## Висновки

Аналіз цих графічних побудов показує, що структури, згруповані в один кластер, характеризуються притаманними їм кількісними показниками і відзначаються таким:

1) чітким об'єднанням структур в групи відбувається за трьома взаємопов'язаними показниками (коефіцієнт інтенсивності структуроутворення, напруженість гірських порід та щільність тектонічних порушень) та за кутом нахилу осьової поверхні;

2) для складок, об'єднаних в другу і третю групи площі, об'єми та лінійні розміри змінюються в одному інтервалі;

3) складки, об'єднані в третю і четверту групи, характеризуються амплітудами, що мають однаковий інтервал зміни;

4) складки кожної групи мають значення коефіцієнтів поздовжнього та поперечного порушення, які змінюються в одному інтервалі.

Таким чином, проаналізувавши сказане вище, можна стверджувати, що складки, сформовані тектонічними рухами різної величини та напрямку прикладання, характеризуються різними числовими параметрами, що підтверджується побудованими дендрограмою та діаграмами. Цей висновок прийнятий за основу запропонованої нижче класифікації.

1. Лозинський О.Є., Лозинський В.О., Мавєський Б.Й., Гладун В.В., Чепіль П.М. Математичні методи в нафтогазовій геології: підручник для студентів вищих навчальних закладів. Івано-Франківськ: Факел, 2008. 276 с.

2. Шестаков Ю.Г. Математические методы в геологии. Красноярск: изд-во Красноярского университета, 1988. 206 с.

3. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ: пер. с англ. / Под ред. И.С. Енюкова. М.: Финансы и статистика, 1989. 215 с.

4. Гзовский М.В. Математика в геотектонике. М.: Недра, 1971. 240 с.

5. Белоусов В.В. Геотектоника. М.: Изд-во МГУ, 1976. 334 с.

6. Ярошевский В. Тектоника разрывов и складок. М.: Недра, 1981. 245 с.

7. Яковлев Ф.Л. Диагностика механизмов образования линейной складчатости по количественным критериям ее морфологии (на пример Большого Кавказа). М.: ОИФЗ РАН, 1997. 76 с.

8. Orlov A.A., Omelchenko V.G., Trubenko O.M., Mykhailiv I.R., Petrov A.V. Assessment of overthrust sheet dislocations of folded Carpathians zones to West-European platform in quantitative form International conf. Carpathian foredeep basin – its evolution and mineral resources. Krakow, 1999. P.154.

9. Михайлів І.Р. Залежність кута падіння порід на крилах структури від коефіцієнту інтенсивності структуроутворення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 1999. Вип. 36. Том 1. С. 57-63.

10. Михайлів І.Р., Омельченко В.Г. Залежність щільності розривних порушень від коефіцієнту інтенсивності структуроутворення для складок Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2000. Вип. 37. Том 1. С. 111-113.

11. Мюллер П., Нойман П., Шторм Р. Таблицы по математической статистике: пер. с нем. М.: Финансы и статистика, 1982. 278 с.

12. Аронский А.А., Беличенко П.В., Гинтов О.Б., Муровская А.В. Кинематические параметры деформирования верхних горизонтов земной коры Украинских Карпат в миоцен-плейстоценовую эпоху (по тектонофизическим данным). *Геофизический журнал*. 1995. № 3. Том. 17. С. 3-13; С. 11-19; С. 58-67.

**References**

1. Lozynskiy O.Ie., Lozynskiy V.O., Maievskiy B.I., Hladun V.V., Chepil P.M. Matematychni metody v naftohazovii heolohii: pidruchnyk dlia studentiv vyshchyykh navchalnykh zakladiv. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2008. 276 p. [in Ukrainian]
2. Shestakov Yu.G. Matematicheskie metody v geologii. Krasnoyarsk: izd-vo Krasnoyarskogo universiteta, 1988. 206 p. [in Russian]
3. Faktorniy, diskriminantnyy i klasterniy analiz: per. s angl. / Pod red. I.S. Enyukova. M.: Finansy i statistika, 1989. 215 p. [in Russian]
4. Gzovskiy M.V. Matematika v geotektonike. M.: Nedra, 1971. 240 p. [in Russian]
5. Belousov V.V. Geotektonika. M.: Izd-vo MGU, 1976. 334 p. [in Russian]
6. Yaroshevskiy V. Tektonika razryivov i skladok. M.: Nedra, 1981. 245 p. [in Russian]
7. Yakovlev F.L. Diagnostika mehanizmov obrazovaniya lineynoy skladchatosti po kolichestvennyim kriteriyam ee morfologii (na primere Bolshogo Kavkaza). M.: OIFZ RAN, 1997. 76 p. [in Russian]
8. Orlov A.A., Omelchenko V.G., Trubenko O.M., Mykhailiv I.R., Petrov A.V. Assessment of overthrust sheet dislocations of folded Carpathians zones to West-European platform in quantitative form International conf. Carpathian foredeep basin – its evolution and mineral resources. Krakow, 1999. P.154.
9. Mykhailiv I.R. Zalezhnist kuta padinnia porid na krylakh struktury vid koefitsiientu intensyvnosti strukturoutvorennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 1999. Vol. 36. Tom 1. P. 57-63. [in Ukrainian]
10. Mykhailiv I.R., Omelchenko V.H. Zalezhnist shchilnosti rozryvnykh porushen vid koefitsiientu intensyvnosti strukturoutvorennia dlia skladok Boryslavsko-Pokutskoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk.* 2000. Vol. 37. Tom 1. P. 111-113. [in Ukrainian]
11. Myuller P., Noyman P., Shtorm R. Tablitsy po matematicheskoy statistike: per. s nem. M.: Finansy i statistika, 1982. 278 p. [in Russian]
12. Aronskiy A.A., Belichenko P.V., Gintov O.B., Murovskaya A.V. Kinematicheskie parametry deformirovaniya verhnih gorizontov zemnoy koryi Ukrainskih Karpat v miotsen-pleystotse-novuyu epohu (po tektonofizicheskim dannym). *Geofizicheskyy zhurnal.* 1995. No 3. Tom.17. P. 3-13; P.11-19; P.58-67. [in Russian]

## GEOPHYSICAL INTERPRETATION METHODS' IMPROVEMENT OF BILCHE-VOLYTSKA ZONE OF PRE-CARPATHIAN FOREDEEP COMPLEX GEOLOGICAL CROSS-SECTIONS' COMPREHENSIVE RESEARCH RESULTS

*O. M. Trubenko, D. D. Fedoryshyn, I. V. Artym, S. D. Fedoryshyn, D. S. Fedoryshyn*

*Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas;  
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine, 76019, tel. (0342) 727180  
e-mail: geotom@nung.edu.ua*

*Розглядається проблема, пов'язана з неоднозначністю результатів комплексних геофізичних досліджень свердловин (ГДС), що відбивається у зниженні ефективності інтерпретаційних методик окремих методів і, як наслідок, у пропуску нафтогазонасичених порід-колекторів. У зв'язку з цим проведено аналіз результатів гамма-каротажу, методів самочинної поляризації, ядерно-магнітного каротажу. Отримана інформація експериментальних досліджень керну дозволила встановити причини викривлення показів радіоактивного та електричного каротажів, які значно впливають на величину інтенсивності радіоактивного та електричного полів. Також проведено обґрунтування ефективності гамма-спектрометричного методу та ядерно-магнітного резонансу. Встановлено, що у складі матриці порід неогенових відкладів наявні мінерали сульфідів, окислів, до складу яких входять залізо, мідь, алюміній, що обумовлює електронну провідність нафтогазонасичених пластів. За результатами гамма-спектрометрії у матриці вказаних вище порід визначено відмінні від кларкових вмісти урану, торію та калію, які впливають на величину природної інтенсивності радіоактивного поля насичених вуглеводнями порід. Для однозначної оцінки природи підвищеної радіоактивності порід неогенових відкладів розроблено методику визначення кларкового вмісту радіоактивних ізотопів урану, торію та калію з розрахунком їх співвідношення. Наведено результати обґрунтування застосування новітніх технологічних методів гамма-спектрометрії та ядерно-магнітного резонансу під час виділення продуктивних порід. Свердловинні дослідження методом ЯМР ефективно можна провести за допомогою АЯМК-3 – апаратури ядерно-магнітного каротажу, а гамма-спектрометрію – за допомоги апаратури СГСМ-2.*

**Ключові слова:** гамма-спектрометрія кернавого матеріалу, іонна та електронна провідність, кларковий вміст радіоактивних ізотопів, магнітний резонанс.

*Рассматривается проблема, связанная с неоднозначностью результатов комплексных геофизических исследований скважин (ГИС), что отражается в снижении эффективности интерпретационных методик отдельных методов и, как следствие, пропуске нефтегазонасыщенных пород-коллекторов. В связи с этим проведен анализ результатов гамма-каротажа, методов спонтанной поляризации, ядерно-магнитного каротажу. Полученная информация экспериментальных исследований керны позволила установить причины искривления показаний радиоактивного и электрического каротажей, которые значительно влияют на величину интенсивности радиоактивного и электрического полей. Вместе с этим проведено обоснование эффективности гамма-спектрометрического метода и ядерно-магнитного резонанса. Установлено, что в матрице пород неогеновых отложений присутствуют минералы сульфидов, окислов, в состав которых входят железо, медь, алюминий, наличие которые обуславливает электрическую проводимость нефтегазонасыщенных пластов. По результатам гамма-спектрометрии в составе матрицы выше указанных пород выявлены отличные от кларковых содержания урана, тория и калия, которые определяют величину естественной интенсивности радиоактивного поля насыщенных углеводородами пород. Для однозначной оценки природы повышенной радиоактивности пород неогеновых отложений разработана методика определения кларкового содержания радиоактивных изотопов урана, тория и калия с рассчитанными их соотношениями. Приведены результаты применения новейших технологических методов гамма-спектрометрии и ядерно-магнитного резонанса при выделении продуктивных пород. Скважинные исследования методом ЯМР эффективно можно провести с помощью АЯМК-3 – аппаратуры ядерно-магнитного каротажу, а гамма-спектрометрию – с помощью аппаратуры СГСМ-2.*

**Ключевые слова:** гамма-спектрометрия кернавого материала, ионная и электронная проводимость, кларков содержание радиоактивных изотопов, магнитный резонанс.

*The article considers the problem related to the ambiguity of logging results, which is reflected in the reduction of the efficiency of certain interpretive methods, and as a consequence of oil and gas reservoirs omission. In this regard, the analysis of the results of gamma logging, spontaneous polarization methods, nuclear magnetic logging, were conducted. The received information of experimental researches of cores, has allowed establishing the reasons of distortion of radioactive and electric logging indications which considerably influence on size of radioactive and electric fields intensity. In addition, the efficiency of gamma-spectrometric method and nuclear magnetic resonance is substantiated. It is established that the matrix of rocks of Neogene sediments contains minerals of sulfides, oxides, which include iron, copper, aluminum. That determines the electronic conductivity of oil and gas saturated layers. Different from Clarke, the contents of uranium, thorium and potassium were determined in the matrix of the above mentioned rocks according to the results of gamma spectrometry. These elements affect the value of the natural intensity of hydrocarbon-saturated rocks' radioactive field. A method for determining the Clarke content of radioactive isotopes of uranium, thorium and potassium with the calculation of their ratio was developed to unambiguously assess the nature of the increased radioactivity of Neogene rocks. The results justify the use of the latest technological methods for gamma spectrometry and nuclear magnetic resonance in the allocation of productive rocks. Well research by NMR can be effectively performed with the help of NMLE-3 (nuclear magnetic logging equipment), and gamma spectrometry can be conducted with the help of SGS-2.*

Key words: gamma spectrometry of core material, ionic and electronic conductivity, Clarke content of radioactive isotopes, magnetic resonance.

### **Introduction**

Increasing hydrocarbon production in Ukraine involves the development and introduction into production of new promising methodological and technological tools based on modern advances in science and technology. The analysis of the geological structure of lithological and stratigraphic strata of prospecting and exploratory wells of the Bilche-Volytska zone of the Pre-Carpathian Foredeep showed that in each case there are peculiarities both in the structure of the rock matrix and in the conditions of its formation. It can be stated that the Sarmatian, Baden and Helvetic stages are the most promising rock complexes for hydrocarbon production in the Neogene system. The complexity of the geological structure of the Neogene system is caused by the rhythmicity and fine layering of the sand-clayey layers, as well as the lack of reliable marker horizons when performing correlation constructions.

### **Analysis of published works**

In articles [1, 2] the theoretical aspects of nuclear physics methods, in particular nuclear magnetic resonance and gamma spectrometric researches conducted in classical geological cross-sections with ideal conditions for the formation of hydrocarbon deposits, are substantiated in detail. Given the complicated structure of lithological and stratigraphic strata of Neogene deposits of the Bilche-Volytska zone of the Pre-Carpathian Foredeep, it is necessary to adapt the theoretical foundations of nuclear physics methods to specific geological cross-sections of oil and gas-saturated reservoir rocks.

### **Coverage of previously unresolved parts of the overall problem**

An unambiguous characteristic of the lithotypes is not always obtained in the process of research of complexly constructed cross-sections by a standard set of logging. This ultimately leads to the omission of oil and gas saturated rocks. Therefore, taking into account the peculiarities of the geological structure of lithological and stratigraphic strata of the Bilche-Volytska zone of the Pre-Carpathian Foredeep, it is necessary to substantiate the methodological development, as well as the introduction of new nuclear physics methods and applied guidelines in the complex of logging.

### **Objectives of the article**

To substantiate the efficiency and reliability of the latest technologies on the example of geological cross-sections of gas and condensate fields of Bilche-Volytska zone of the Pre-Carpathian Foredeep. In particular, the efficiency and reliability of nuclear magnetic resonance and gamma spectrometry in the process of complex geophysical research will be considered in more detail.

### **The main tasks**

To perform a comprehensive analysis of geological and geophysical surveys that were conducted in wells of gas and condensate fields with complex geological structure within the Bilche-Volytska zone of the Pre-Carpathian Foredeep. The second task is to substantiate the optimal set of geophysical surveys for unambiguous determination of reservoir rocks and to assess the saturation nature in cases of complex geological structure.

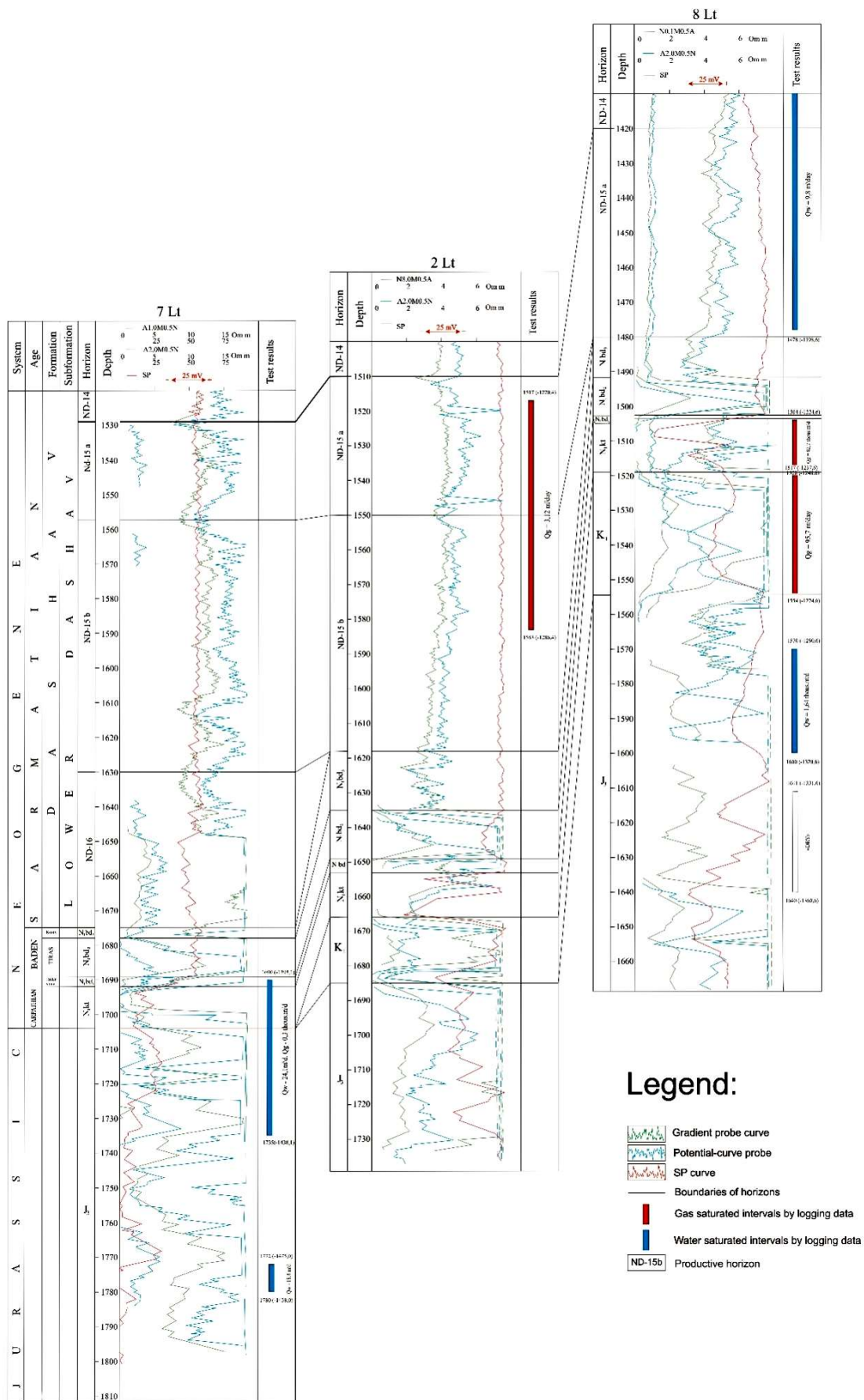


Figure 1 – Correlation scheme of the productive part of Neogene sediments constructed by the results of electric logging in wells №№7-2-8 of Letnyansky gas field

Table 1 – Mineralogical composition of the rock matrix according to the results of petrography and gamma spectrometric analysis

Depth of core selection, m	Lithological characteristics of rocks	Minerals that contain radioactive elements	The content of radioactive isotopes, %		
			$Th \cdot 10^{-4}$	$U(Ra) \cdot 10^{-4}$	$K$
Well No 2					
1673,5	Gravels and stone with chlorite-clayey cement	zircon - 1%, chlorite – up to 5%	2,5	1,3	0,8
1674	Gravelly-sandy limestone	chlorites - (3-5%), accumulation of phosphorites with red fragments of chalcedony	2,5	1,3	1,4
1675,2	Fine-graineds and stone with glauconite and chloride-clayey cement	zircon – 1 %, glauconite – 0,5 %	2,8	1,7	0,7
Well No 5					
1588,5	Gravel-sandy siltstone	zircon - (1-1,7)%, clayey and carbonat ecement	2,3	0,9	0,2
1590,0	Sandy limestone with remains of foramifer	single grains of glauconite - 0.6%, pyrite, clayey and carbonate cement	2,5	1,4	0,4
1592,0	Fine-graineds and stone with chloride-clayey cement	singles grains of zircon, staurolite and chamosite	3,2	1,4	0,3
1593,0	Medium-graineds and stone with calcite cement, single grains of glauconite	glauconite – (1-1,2) %	2,1	1,1	0,3
1596,0	Gravels and silt stone with clayey-chlorite and clayey cement	zircon - 1.1%, chlorites - 3.1%, effusive clay - 1.4%	1,8	0,01	0,1
Well No 9					
1484,0	Siltstys and stone with clayey-calcite cement	single grains of glauconite	1,8	2,8	0,3
1482,1	Fine-graineds and stone with calcite cement, foraminifera and single glauconite	single grains of glauconite, marcassite, organic seaweed	3,7	1,3	1,4

### The main material of the research

It should be noted that the complex geological structure of rocks causes difficulties in unambiguous identification of reservoir rocks, assessment of the saturation nature, as well as leads to the omission of a significant number of gas and condensate objects. Insufficient informativeness of typical complexes of geophysical methods (in particular electric and radioactive surveys), which were carried out in clayey lithological cross-sections that are characterized by significant fine-rhythmic alternation of different lithotypes, distinguishes those strata as homogeneous physical objects (so-called "barren strata"). The morphology of geophysical curves is represented as a straight line despite the

interbedding of rocks with different lithological and physical parameters (Fig. 1).

Analysis of the results of complex laboratory core studies (objects from which core was selected are represented in table 1) allowed to optimize the results of geophysical studies. Also, this analysis made it possible to focus on the informative possibilities of the latest methods, including nuclear magnetic resonance (NMR), gamma spectrometry and gamma logging using the collimation of the NaJ (Te) radiation intensity indicator.

The obtained results of laboratory researches allowed to state that the increased radioactivity of the rocks of the Sarmatian, Baden and Helvetic agesis mainly caused by the polymineral structure

of the matrix. The matrix includes such minerals as zircon, chlorites, phosphorites. High electrical conductivity in most of the above mentioned rocks is caused by accumulations of pyrite, staurolite, chamosite and increased mineralization of formation waters (75%, NaCl). All the above mentioned factors that characterize the productive deposits of the Neogene system create a complex system of inhomogeneous reservoir, which is difficult to determine by the traditional logging set.

The development of the latest methods and technologies (in particular nuclear magnetic research) allows obtaining reliable information in geological conditions, which are typical for the Bilche-Volytska zone of the Pre-Carpathian Fore-deep. The physical essence of the nuclear-magnetic method consists in resonant absorption, and as a consequence, in the radiation of electromagnetic energy by the rock, which is caused by the transient migration of electrons between the energy levels of atomic nuclei in rocks [1, 3]. According to NMR theory, an atomic nucleus with spin ( $J$ ) within a magnetic field with intensity ( $H$ ) has a specific number of evenly spaced levels ( $2J + 1$ ) with energy depending on the distance between them:

$$\Delta E = \mu \frac{H_0}{J}, \quad (1)$$

where  $\Delta E$  - the energy difference between specific levels,  $J$ ;

$H_0$  - magnetic field strength of the medium,  $A \cdot v/m$ ;

$\mu$  - the magnetic moment of the spin of the atomic nucleus,  $A \cdot m^2$ .

The value  $\mu$  is calculated through the ratio:

$$\mu = \gamma \frac{hJ}{2}, \quad (2)$$

where  $\gamma$  - gyromagnetic ratio,  $s \cdot A \cdot kg^{-1}$ ;

$h$  - Planck constant,  $J \cdot s$ ;

$J$  - number of spins in the atomic nucleus.

Based on the above, it can be assumed that nuclear magnetic methods are extremely informative for solving geological and geophysical problems that arise in the process of geophysical research of wells that are allocated within areas of complex lithological and stratigraphic conditions. Taken into account the ambiguity of the reservoir rocks determination within this type of cross-sections of the Bilche-Volytska zone, as well as the fact that the maximum value of the gyromagnetic

ratio ( $\gamma = \frac{\mu}{P}$ , where  $\mu$  is the magnetic moment,  $A \cdot m^2$ ;  $P$  is the mechanical moment) is mainly characteristic of hydrogen atoms, which is almost

100% present in lithological-stratigraphic strata. The use of nuclear magnetic resonance parameters, in particular the time of longitudinal and transverse relaxation ( $T_1$ ,  $T_2$ ), the amplitude of the free precession signal ( $A_{fps}$ ) is an informative criterion that significantly increases the informativeness of complex geophysical researches. The process of establishing the magnitude of the nuclear magnetization vector is called nuclear magnetic relaxation, which occurs in rocks during the exchange of nuclear moments between themselves and the environment. In this process, spin-spin and spin-lattice relaxation are distinguished. Spin-spin relaxation determines the rate of change of the induced nuclear-magnetic field, perpendicular to the component of the rock's magnetic magnetization vector, in the direction of the Earth's magnetic field.

Spin-lattice relaxation characterizes the change in the magnitude of the longitudinal relaxation amplitude with respect to the magnetization vector of the crystal lattice. In this case, the rate of change in time of the nuclear magnetization vector  $\vec{M}$  with the magnitude of the Earth's magnetic field is determined. The abovementioned magnetic effects are used in the process of well and ground surveys by applying a high-frequency electromagnetic field  $H_{exc}$  on rock, which is allocated within the natural magnetic field of the Earth. The exciting, high-frequency magnetic field with an intensity of  $H_{exc}$  is much larger than the natural field, and due to this, the corresponding amplitude of the free precession signal appears in the resonance region. This amplitude decreases to the level of the magnetization amplitude of the rock under the action of the natural magnetic field  $H_0$  as the excitation field  $H_{exc}$  is excluded. Thus, the use of the latest technology of nuclear magnetic logging allows identifying the saturated layers within the geological cross-section and to assess their nature of saturation by the parameters of the longitudinal and transverse relaxation time ( $T_1$ ,  $T_0$ ). The amplitude of the free precession signal ( $A_{fps}$ ) value unambiguously allows to distinguish sandy, siltstone rocks within clayey rocks and to assess their porosity.

Substantiation of efficiency of the newest nuclear-magnetic surveys during geological-technological researches was based on determinations of petrophysical parameters (porosity and permeability) influence on amplitude of the free precession signal ( $A_{fps}$ ), relaxation time ( $T_1$ ,  $T_2$ ) and speed of longitudinal relaxation ( $r_s$ ) in rocks with different saturation nature. An informative sample of the core material was formed for this purpose ( $n=141$ ). The core material was not extracted, but was saturated with mineralized solutions of 75 g / l NaCl. The core was selected for

Table 2– The reservoir rocks` research results of the Letnyansky gas field

No	No well.	Coresampling interval, m	$K_{poros.o.}, \%$	$K_{perm.}, 10^{-15} mcm$	FFI, %	$T_1, msec$	$T_2, msec$
1	2	1250,8-1261,5	23,1	3	18,7	650	84
2	2	1250,8-1261,5	20,6	175	12,9	639	57
3	2	1250,8-1261,5	21,6	9	13,7	638	60
4	3	1195,0-1215,0	23,1	-	12,0	637	56
5	3	1240,0-1250,0	23,1	153,9	17,6	670	59
6	5	1246,0-1262,0	20,3	94,1	13,7	642	61
7	5	1300,0-1316,0	21,2	103	12,1	629	72
8	5	1316,0-1332,0	23,0	7,3	15,2	632	62
9	5	1316,0-1332,0	23,2	4,8	15,5	641	63
10	5	1430,0-1446,0	17,7	-	10,5	504	59
11	7	1458,1-1465,2	18,2	0,27	10,2	581	98
12	7	1465,2-1558,1	18,0	48,4	15,2	588	92
13	7	1472,0-1478,9	4,8	-	0	260	69
14	7	1458,1-1465,2	6,7	-	0,89	264	70
15	7	1472,0-1478,2	20,7	7,0	15,4	648	72
16	7	1497,1-1503,0	5,8	-	0	252	68
17	7	1503,0-1506,9	14,9	1,75	8,8	312	51
18	9	1158,0-1168,0	25,1	-	21,6	642	62
19	9	1208,0-1216,0	22,4	3,8	16,2	638	65
20	9	1250,0-1260,0	10,3	3,72	4,2	300	54

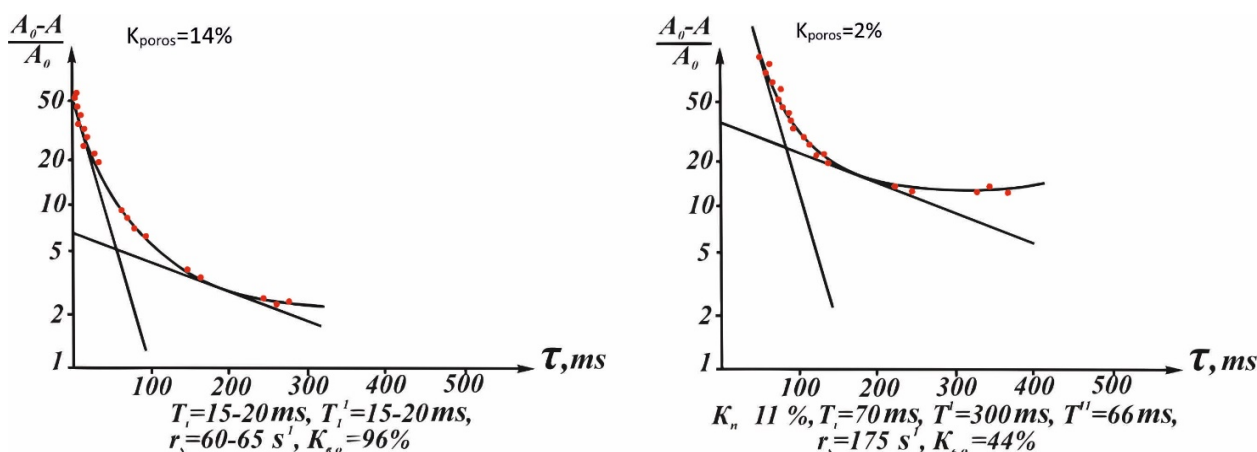


Figure 2 – Relaxation characteristics of the Saratian reservoir rocks (the Bilche-Volytska zone of Pre-Carpathian Foredeep) [3 with clarifications]

research from the intervals of Neogene formation of Letnyansky, Hrushivsky and Vyshnyansky gas condensate fields in the conditions of their actual occurrence (Table 2).

Researches, the results of which are presented in table 2, allowed to establish that rocks whose porosity is from 10.3% to 23.2% are characterized by a two-component characteristic (Fig. 2) and, accordingly, different values of longitudinal and transverse relaxation time ( $T_1 = 300$  msec,  $T_2 = 66$  msec,  $T_1 = 641$  msec and  $T_2 = 63$  msec). The permeability coefficient of the rock is almost the same ( $K_{perm} = 4.8 \cdot 10^{-15} mcm^2$  and  $3.7 \cdot 10^{-15} mcm^2$ ). This testifies to its uniform matrix structure and insignificant

value of fracturing and cavernous coefficients.

Comparison of the porosity coefficients determined by the nuclear magnetic resonance method with the porosity coefficient obtained by the results of the Preobrazhensky method showed a fairly close relationship, which is characterized by a regression coefficient of 0.94. The obtained results also confirmed the high resolution and efficiency of NMR during operative determination of porosity and oil and gas saturation coefficients of reservoir rocks. In this regard, the use of nuclear magnetic resonance while complex geophysical research optimizes the ability to obtain reliable

information in the determination of reservoir rocks during the research of complex lithological-stratigraphic strata, as well as provide expressive measurements of physical and petrophysical parameters of rocks at the hydrocarbon searches stage.

Taken into account the complex geological structure of exploration areas and deposits of the Bilche-Volytska zone of Pre-Carpathian Foredeep, it is necessary to strengthen the use of a typical logging complex with the latest gamma-spectrometric methodologies in addition to nuclear magnetic research. This must be done both in the process of logging and during laboratory researches while experimental determinations of petrophysical parameters. It should be noted that the results of gamma logging obtained during researches of Neogene sediments by a typical set of logging methods do not always give an unambiguous description of the type of rock, its mineralogical composition, effective thickness and clay content. The lack of reliable data makes it difficult to identify clayey, sandy, siltstone rocks, which leads to the omission of productive hydrocarbon-saturated strata.

This ambiguity is caused by the complex structure of the rock matrix, the type of cement, as well as the resolution of the hardware of the geophysical method. In order to determine the mineralogical composition of the above mentioned rocks of the Neogene system, as well as to assess their impact on measurement results in particular by radioactive methods, we performed petrographic researches of the reservoir rocks matrix with the aim to determine their type of cement, the coefficients of clay content and residual water saturation. The results of clayey material researches showed that the dominant components in the cement of the rock are potassium-containing minerals, in particular: muscovite, hydromica, glauconite, montmorellonite, and kaolinite. However, in each case the presence and percentage of the above mentioned minerals is different and is associated not only with the type of clayey material. Gamma-spectrometric surveys of clays, sandstones and siltstones for the content of radioactive isotopes of uranium, thorium and potassium were performed on samples taken from the rocks of the Sarmatian, Baden and Helvetic ages. These researches have shown that in most rocks there is a polymineral matrix in which there are radioactive elements and minerals of the sulfides and silicates class. The obtained results of core researches allowed to establish the average content of radioactive isotopes of uranium, thorium, potassium in rocks, which in some cases (table 3) cause a significant increase in the inten-

sity of the radioactive field ( $\Delta J_y$ ) while gamma logging. The allocation of sandy and siltstone rocks saturated with hydrocarbons is significantly complicated by the ambiguity of the gamma-logging interpretation in this case.

**Table 3 – Average values of radioactive isotopes of Neogene sediments of the Bilche-Volytska zone**

No	Age	The content of radioactive isotopes, %		
		$U(Ra) \cdot 10^{-4}$	$Th \cdot 10^{-4}$	$K$
1	Helvetic	3,7	6,2	1,8
2	Baden	4,8	9,1	2,2
3	Sarmatian	5,8	7,6	2,3

Gamma-spectrometric analysis of the core material of the Sarmatian and Helvetic ages also revealed that the uneven distribution of uranium, thorium and potassium-40 is mainly characteristic of the Lower Dashav subformation deposits and is observed in most cases in the ND-9, ND-10, ND-11 and ND-12 horizons.

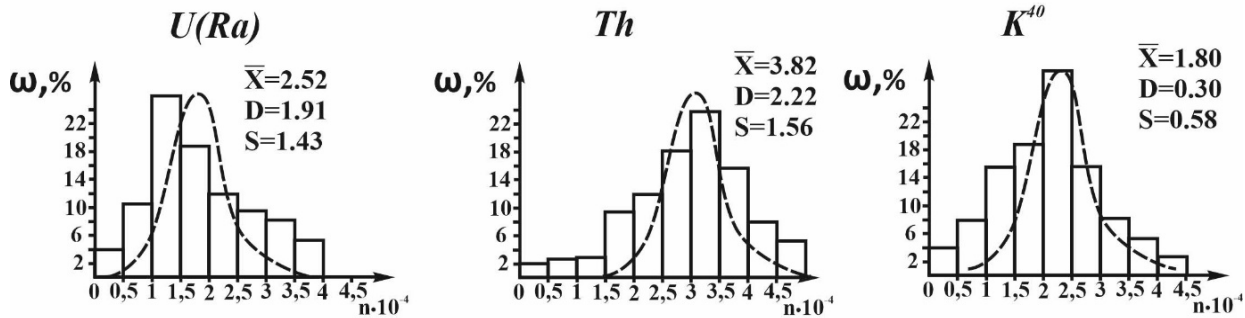
The constructed histograms of the distribution of the concentrations of radioactive isotopes in the rocks (Fig. 3) that fill the cross-section of the Lower Dashav subformation clearly define the differences in the content of radioactive isotopes of uranium, thorium, and potassium. The different percentage of the above mentioned isotopes is caused by the conditions of lithological units' formation, the depth of occurrence and the different structure of the rock. The most different indications of the content of radioactive isotopes U, Th, K40 in the rocks are characteristic of the sediments of the ND-12 and ND-15 horizons.

### Conclusion

Based on this, it is possible to use the results of gamma spectrometric surveys for lithology differentiation of exploration areas, assessment of clay and sand content of promising oil and gas saturated rocks.

Summarizing the results of logging and laboratory researches of rocks using the latest technologies, including nuclear magnetic resonance and gamma spectrometry, it can be stated that the including of the above mentioned methods in a set of geological and geophysical surveys will reliably identify oil and gas saturated rocks, evaluate their reservoir parameters within complex lithological-stratigraphical strata.

*horizon ND-12 (n=48)*



*horizon ND-15 (n=93)*

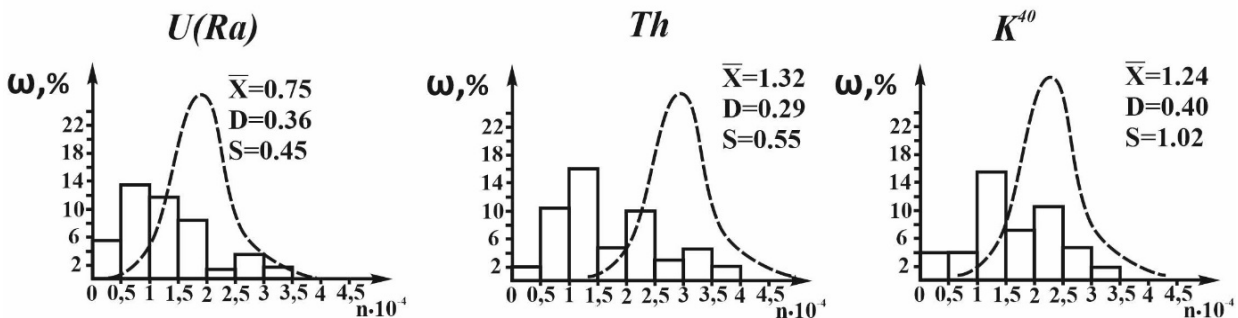


Figure 3 – Histogram of the radioactive isotopes U, Th,  $K^{40}$  distribution in the Sarmatian deposits of the Bilche-Volytska zone of the Pre-Carpathian Foredeep {3 with additions} [3 with clarifications]

*References*

1. Akselrod S. M., Danevichidr V. I. Metodicheskoe rukovodstvo po provedeniyu yadernomagnitnogo karotazha I interpretatsii ego dannyih. Moskva: Izd. VNIYaGG, 1982. 98 p.

2. Akselrod S. M. i dr. Opredelenie filtratsionno-emkostnyih svoystv porod mestorozhdeniy severo-zapadnoy chasti DDV po dannyim YaMR issledovaniy / Otchet NIR #8 39-80-127 za 1981 god. Kiev: Ukrainskiy territorialnyy fond.

3. Fedoryshyn D. D. Teoretyko-eksperymentalni osnovy petrofizychnoi ta geofizychnoi diagnostyky tonkoprosarkovykh porid-kolektoriv nafty i gazu (na prykladi Karpatskoj naftogazonosnoy provincii): dys. d-ra geol. nauk. Lviv, 1999. 289 p.

## КОМБИНИРОВАННЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ АСП

Э. Ф. Велиев

Государственная нефтяная компания Азербайджанской республики НИПИ „Нефтегаз”;  
Азербайджан, AZ1012, Баку, Проспект Зардаби, 88А;  
e-mail: Elchin.f.veliyev@socar.az

Методи збільшення нафтовидобутку з року в рік стають все більш актуальними зі зростанням кількості родовищ, що знаходяться на пізній стадії експлуатації. На сьогоднішній день розроблено різні методи та технології, засновані на сучасних та наукових досягненнях. Технологія АСП є комбінованим методом підвищення нафтовіддачі і являє собою закачування суміші поверхнево-активної речовини (ПАР), лугоу та полімеру. Механізм впливу заснований на мобілізації залишкової нафти шляхом зниження поверхневого натягу ПАР і лугом, а також збільшенням коефіцієнта охоплення пласта полімерним витісненням. Успішність впровадження технології АСП багато в чому залежить від типу мікроемульсії, що утворюється, відповідно до описуваної класифікації Віндзора і безпосередньо пов'язаної з мінералізацією пластової води. Так, за найбільш сприятливу величину мінералізації для впровадження технології АСП приймається значення, при якому утворюється мікроемульсія III типу. Саме в цьому випадку спостерігаються найменший поверхневий та міжфазний натяг. Однак, слід зазначити, що на практиці утримання необхідного рівня мінералізації середовища є технічно складним завданням з огляду на зміне значень їх у флюїдів, що закачуються в процесі фільтрації. Існують різні підходи до вирішення цієї задачі, найбільш поширеним з яких є закачування буферних об'ємів зниженої мінералізації між розчинами ПАР і полімеру. У поданій роботі проведено дослідження з розробки складу для ефективного впровадження технології АСП в умовах родовища Гюнешлі (Азербайджан), вивчено вплив обсягу та мінералізації буферної об'ємівки на утворення емульсії III типу за класифікацією Віндзора та можливість застосування як полімерної складової колоїдно-дисперсних гелевих частинок.

Ключові слова: нафтовидобуток, нафтовіддача, поверхнево-активні речовини, полімер

Методы увеличения нефтедобычи из года в год становятся все более актуальными с ростом количества месторождений находящихся на поздней стадии эксплуатации. На сегодняшний день разработаны различные методы и технологии, основанные на современных и научных достижениях. Технология АСП является комбинированным методом повышения нефтеотдачи и представляет собой закачку смеси поверхностно-активного вещества (ПАВ), щелочи и полимера. Механизм воздействия основан на мобилизации остаточной нефти путем снижения поверхностного натяжения ПАВ-ом и щелочью, а также увеличением коэффициента охвата пласта полимерным вытеснением. Успешность внедрения технологии АСП во многом зависит от типа образующейся микроэмульсии, традиционно описываемой классификацией Виндзора и напрямую связанной с минерализацией пластовой воды. Итак, как наиболее благоприятная величина минерализации для внедрения технологии АСП принимается значение, при котором образуется микроэмульсия III типа. Именно в этом случае наблюдаются наименьшее поверхностное и межфазное натяжение. Однако, следует отметить, что на практике поддержание необходимого уровня минерализации среды является технически сложной задачей в силу изменения ее значений у закачиваемых флюидов в процессе фильтрации. Существуют различные подходы к решению данной задачи, наиболее распространенным из которых является закачка буферных оторочек пониженной минерализации между растворами ПАВ и полимера. В представленной работе проведено исследование по разработке состава для эффективного внедрения технологии АСП в условиях месторождения Гюнешли (Азербайджан), изучено влияния объема и минерализации буферной оторочки на образование эмульсии III типа по классификации Виндзора и возможность применения в качестве полимерной составляющей колоидно-дисперсных гелевых частиц.

Ключевые слова: нефтедобыча, нефтеотдача, поверхностно-активные вещества, полимер

Enhanced oil recovery techniques are growing more urgent each year as the number of mature fields grows. To date, various methods and technologies have been developed based on modern scientific achievements. The ASP technology is a combined method of enhanced oil recovery, which is the injection of a mixture of surfactant, alkali

and polymer. The mechanism behind this technology is based on the residual oil mobilization by reducing surface tension with surfactant and alkali, as well as by increasing the sweeping efficiency by the polymer displacement. The success of the ASP technology implementation largely depends on the type of microemulsion formed, traditionally described by the Winsor classification and directly related to the salinity of the formation water. Thus the value at which a type III microemulsion is formed is taken as the most favorable mineralization value for the introduction of ASP technology. It is in this case that the lowest surface and interfacial tension is observed. However, it should be noted that in practice, maintaining the desired mineralization level of the medium is a technically difficult task due to the change of its values in the injected fluids during the filtration process. There are various approaches to solving this problem, the most common is the injection of low salinity buffer layer between the surfactant and polymer solutions. The presented work dwells upon a study on development of composition for effective implementation of ASP technology in conditions of the Guneshli field (Azerbaijan) has been carried out. The effect of volume and mineralization of preflush layer on formation of the type III emulsion by Winsor classification and possibility of using colloidal dispersed gel particles as a polymer component has been studied.

Key words: enhanced oil recovery, alkaline, surfactant, polymer, colloidal dispersion gel, emulsion

## Введение

Методы увеличения нефтедобычи из года в год становятся все более актуальными с ростом количества месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации [1-5]. На сегодняшний день разработаны различные методы и технологии, основанные на современных научных достижениях [6-10]. Не редко подобные новшества представляют собой малоизученный симбиоз уже известных и изученных технологий. Технология АСП является одним из таких комбинированных методов повышения нефтеотдачи и состоит в закачке смеси поверхностно-активного вещества (ПАВ), щелочи и полимера [11-15]. Механизм воздействия основан на мобилизации остаточной нефти путем снижения поверхностного натяжения ПАВ-ом и щелочью, а также увеличением коэффициента охвата пласта полимерным вытеснением [16-19]. Успешность внедрения технологии АСП во многом зависит от типа образующейся микроэмульсии, традиционно описываемой классификацией Виндзора и напрямую связанной с минерализацией пластовой воды [20]. Итак, как наиболее благоприятная величина минерализации для внедрения технологии АСП принимается значение, при котором образуется микроэмульсия III типа [21-25]. Именно в этом случае наблюдаются наименьшее поверхностное и межфазное натяжение. Однако, следует отметить, что на практике поддержание необходимого уровня минерализации среды является технически сложной задачей в силу изменения ее значений у закачиваемых флюидов в процессе фильтрации. Существуют различные подходы к решению данной задачи, наиболее распространённым из которых является закачка буферных оторочек пониженной минерализации между растворами ПАВ и полимера [26-29]. Возможны и некоторые другие технические модификации. Так, к примеру, Шенг пред-

ложил дополнительно, помимо буферных оторочек, закачивать и в качестве вытесняющей жидкости воду малой минерализации [30]. Механизм всего разнообразия вышеописанных технологий на практике сводится к попытке создания благоприятных условий для образования микроэмульсии III типа по классификации Виндзора (как правило, за счет понижения минерализации пластовых вод). Однако, несмотря на множество технических модификаций, эффективность данного подхода все же остается невысокой. Причиной является неодинаковое воздействие солености пластовых вод на все три составляющих элемента АСП заводнения. Так, к примеру, в условиях высокой минерализации пластовых вод закачка слабоминерализованной оторочки в определенных случаях может иметь негативные последствия (например, при высокой концентрации глинистых включений в коллекторской породе), а высокая минерализация пластовой воды, в свою очередь, создает не самые благоприятные условия для полимерной составляющей. Как видно, при внедрении технологии АСП возможны сценарии, при которых необходимо учитывать и взаимоисключающие факторы, что значительно снижает диапазон возможного применения данного метода. Таким образом, с точки зрения эффективности и успешности внедрения АСП заводнения можно выделить два ключевых фактора: образование эмульсии III типа по классификации Виндзора и стабильность полимерной составляющей в текущих пластовых условиях. Оба фактора напрямую зависят от химического состава применяемых компонентов. Необходимо подобрать такой компонентный состав ПАВ и щелочи, который позволит создать эмульсию III типа в пласте, не сильно изменив первоначальную минерализацию пластовых вод, и в этих условиях одновременно обеспечить стабильность полимерной составля-

Таблиця 1 – Свойства месторождения «Гюнешли»

Вязкость АРІ	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Вязкость нефти при температуре 20°С, сП	Нефтенасыщенность, %	Тип коллектора	Давление насыщения, МПа
31,4	1,2	4,6	77	песчаник	23,2
Мощность пласта, м	Средняя проницаемость, мД	Средняя пористость, %	Средняя глубина, м	Температура, °С	Текущее давление пласта, МПа
65,3	198	26	2920	62	15,8

Таблиця 2 – Свойства образцов керна

Образец	Проницаемость, мД	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см
1	194	23	20.21	7.75
2	198	22	20.15	7.56

щей. Первая задача сводится к подбору соответствующей рецептуры состава ПАВ и щелочи, а наиболее перспективным для решения второй задачи является применение коллоидно-дисперсных гелей, коллоидных систем, не обладающих жесткой полимерной матрицей, вследствие чего более устойчивых к пластовым условиям.

С этой целью в представленной работе проведено исследование по разработке состава для эффективного внедрения технологии АСП в условиях месторождения Гюнешли (Азербайджан), изучено влияния объема и минерализации буферной оторочки на образование эмульсии III типа по классификации Виндзора и возможность применения в качестве полимерной составляющей коллоидно-дисперсных гелевых частиц.

### Экспериментальная часть

#### Материалы

**Керн.** Все образцы керна, используемые в испытаниях, были отобраны из основного горизонта – Свита Перерыва, месторождения «Гюнешли». Данные по образцам керна и месторождению «Гюнешли» приведены в таблицах 1 и 2.

**Нефть / Пластовая вода.** При всех экспериментах по вытеснению были использованы нефть и пластовая вода с месторождения «Гюнешли». Свойства нефти и пластовой воды приведены в таблице 3.

Щелочная среда создавалась водным раствором карбоната натрия ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ). Коллоидно-гелевые частицы были получены на основе гидролизованного полиакриламида (НРАМ) согласно методике и составу, описанным в работах [31-32].

Таблиця 3 – Свойства нефти и пластовой воды

Наименование	Нефть	Пластовая вода
Вязкость в скважинных условиях, сП	1,2	0,49
Вязкость при 20°, сП	4,6	1,02
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	712	1078

В качестве ПАВ использовалась смесь двух анионных поверхностно-активных веществ: сульфанола и натриевой соли сульфосукцината бис-(2-этилгексила) (ДОСС). 2-метилпропанол-1 (Изобутанол – ИБ) и Триэтилортоацетат (ТЭОА) были использованы в качестве соразворителей (табл. 4).

Эксперименты, проведенные в представленной работе, разделены на две группы:

– определение типа эмульсии – для нахождения наиболее оптимального состава смеси щелочи и ПАВ;

– эксперименты по вытеснению на керновом материале – для подтверждения ранее полученных результатов и оценки эффективности применения КДГ в качестве полимерной составляющей при АСП заводнении.

#### Определение типа эмульсии

Тип эмульсии согласно классификации Виндзора определялся по изменению коэффициента растворимости нефти и воды в зависимости от значений минерализации. Цель данного эксперимента сводиться к нахождению значения минерализации, при которой коэффициент растворимости нефти и воды будет одинаковым. Данное значение называется оптимальным уровнем минерализации. Минерализация среды изменялась путем разбавления синтети-

Таблиця 4 – Характеристики сорастворителів

Характеристики	Триэтилортоацетат	2-Метилпропанол-1
Химическая формула	$C_8H_{18}O_3$	$C_4H_{10}O$
Молярная масса, г/моль	162,22	74,12
Давление пара, (мм рт.ст.	-	$9 \pm 0,1$
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8847	0,8016
Температура плавления, °С	-68	-108 °С
Температура кипения, °С	144-146	108 °С
Температура вспышки, °С	78	28 °С
Кинематическая вязкость (20°С)	-	4 мм <sup>2</sup> /с
Описание	Бесцветная жидкость с эфирным запахом	Бесцветная, горючая жидкость с характерным запахом
Растворимость	Хорошо растворим в спирте, эфире и воде	8,5 масс % при 20 °С растворим в воде

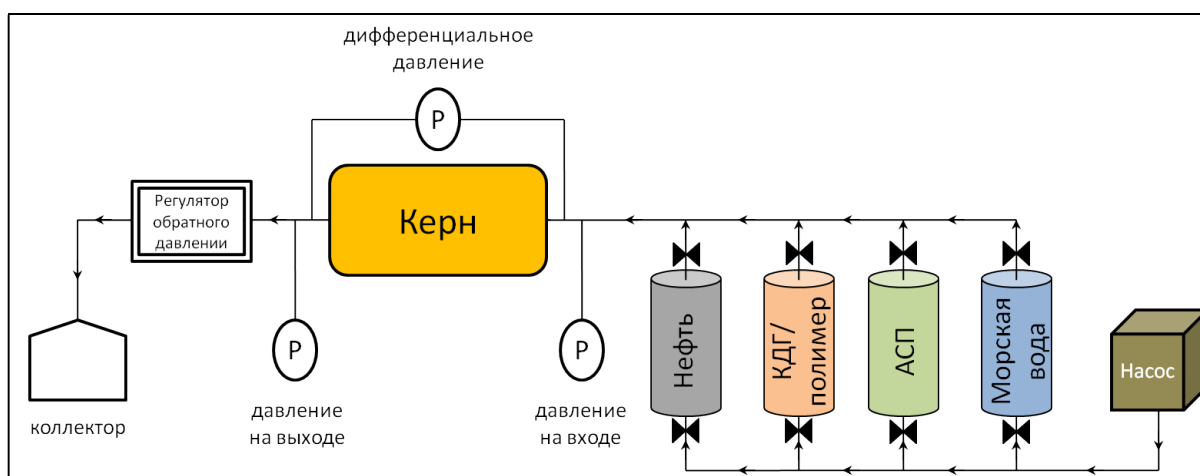


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

ческой пластовой воды с соленостью 30000 мг/л<sup>-1</sup> деионизированной. После получения рассчитанных значений минерализации пластовую воду смешивали с образцом нефти из месторождения «Гюнешли» в соотношении 1:1 (масс./масс.). Полученные образцы располагались в штативе в порядке возрастания солености пластовой воды. Объемы водной, нефтяной и эмульсионной фаз измерялись при равновесном состоянии, когда не наблюдалось значительного изменения объема фаз. Уравнения (1, 2) были использованы для расчета коэффициентов растворимости нефти и воды:

$$\sigma_n = \frac{V_n}{V_{нае}}, \quad (1)$$

$$\sigma_v = \frac{V_v}{V_{нав}}, \quad (2)$$

где  $\sigma$  – (мл/мл) коэффициент растворимости, V (мл) - объем при равновесном состоянии; подстрочные индексы  $n$ ,  $v$  и  $нав$  обозначают нефть, воду и поверхностно-активное вещество соответственно.

Уравнение (3) было использовано для расчета значения межфазного натяжения при оптимальном уровне минерализации [33]:

$$\gamma = \frac{0,3}{(\sigma_{опт})^2}, \quad (3)$$

где  $\gamma$  – межфазное натяжение (мН/м),

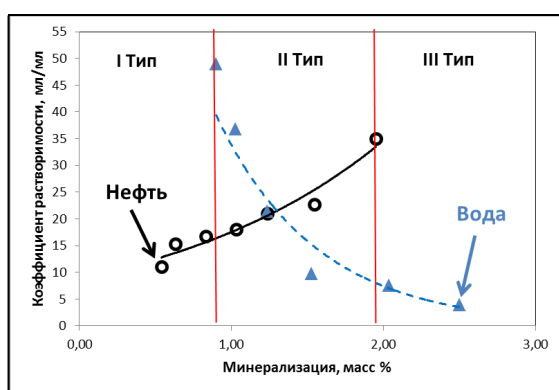
$\sigma_{опт}$  – коэффициент растворимости воды или нефти, определенный при оптимальном уровне минерализации. При оптимальном уровне минерализации значения коэффициента растворимости должны быть больше или равны 10 мл/мл, а межфазного поверхностного натяжения – меньше 0,003 мН/м.

#### Исследования на керновом материале

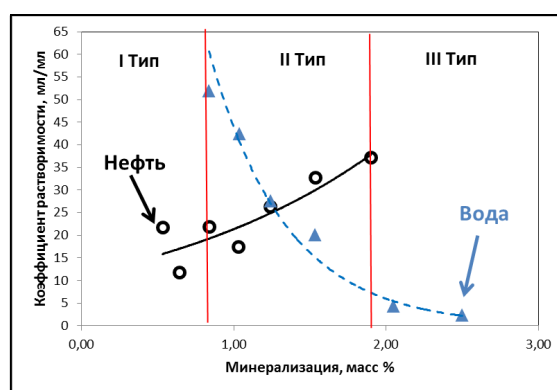
Для определения эффективности полученного состава была проведена следующая серия экспериментов по вытеснению нефти на керновых образцах в пластовых условиях месторождения «Гюнешли». Эксперименты проводились согласно методике, описанной в работах [34-35]. Схема экспериментальной установки приведена на рис. 1.

Таблица 5 – Физико-химические показатели составов композиций АСП

№	Состав Композиции АСП			Физико-Химические Показатели		
	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , %	ПАВ, масс %, (сульфанол:ДОСС)	Соразворитель, %	Опт. минерализация, %	Опт. коэфф. растворимости, мл/мл	Поверхностное натяжение, мН/м
1	0	1 (1:3)	5% ИБ	2,5	4,5	0,0284
2	1	1 (1:2)	5% ИБ	2,0	5,0	0,0346
3	0	2 (1:3)	5% ИБ	1,5	3,5	0,0295
4	1	2 (1:2)	5% ИБ	1,0	6,5	0,0214
5	0	1 (1:3)	5% ТЭОА	2,0	6,0	0,0132
6	1	1 (1:2)	5% ТЭОА	1,5	7,5	0,01245
7	0	2 (1:3)	5% ТЭОА	1,0	8,5	0,01132
8	1	2 (1:2)	5% ТЭОА	1,2	21,4	0,000576
9	1	2 (1:3)	5% ТЭОА	1,25	27	0,000384
10	1	3(1:3)	5% ТЭОА	1,26	27,4	0,00037



(а)



(б)

Рисунок 2 – Динамика изменения коэффициентов растворимости

## Результаты и обсуждение

### Определение типа эмульсии

Только в двух образцах, в которых в качестве соразворителей применялся ТЭОА, наблюдались оптимальные значения коэффициента растворимости – более 10 мл/мл. Данные образцы были отобраны для дальнейших исследований на керновом материале (табл. 5). Динамика изменения коэффициента растворимости для обоих образцов показана на рис. 2. Как видно из полученных результатов, незначительное увеличение концентрации ПАВ увеличивает коэффициент растворимости с 21,4 до 27. Дальнейшее увеличение концентрации ПАВ к подобному эффекту не приводило. Результаты эксперимента показали, что оптимальным составом для технологии АСП будет являться: 1 масс.% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, 2 масс. % 1:3 (масс./масс.) смеси Сулфанол: ДОСС в качестве ПАВ и 5 масс. % ТЭОА в качестве соразворителя. Концентрация полимерной составляющей составила 3000 мг/л. Эксперимент показал, что эмульсия III типа по классификации Виндзора

образуется в диапазоне минерализации от 0,85 до 1,6 масс.% для обоих образцов. Эмульсия II типа образуется в более высоких диапазонах солености, что на практике будет соответствовать этапу закачки вытесняющего агента (т.е. морской воды). Эмульсия I типа будет образовываться на этапе предварительной промывки в случае закачки слабominерализованной воды в качестве буферного раствора. Примечательно, что эфир более эффективен в качестве разделителя дисперсных фаз эмульсии и обеспечивает большую их стабильность. [36]. Таким образом, для достижения уровня минерализации пластовой воды, при которой образуется эмульсия III типа по классификации Виндзора в условиях высокой минерализации пластовых вод, необходима закачка оторочки слабominерализованной воды.

### Исследования на керновом материале

Эксперименты на керновом материале проводились согласно следующей процедуры:

– первоначально в образце керна создавалась остаточная водо- и нефтенасыщенность;

Таблиця 6 – Динамика изменения КИН

Объем буферной оторочки	Вытесняющий агент	$\Delta P_{\text{буфер}}$ бар	$\Delta P_{\text{АСП}}$ бар	$\Delta P_{\text{вытес.агент}}$ бар	КИН, %	Коэффициент остаточного сопротивления
0,1	Полимерный раствор	0,2	0,3	0,6	44,6	1,2
0,25	Полимерный раствор	0,2	0,4	1,0	58,3	1,6
0,5	Полимерный раствор	0,2	0,7	1,8	64,2	1,8
0,1	Раствор КДГ	0,2	0,3	0,5	53,5	2,4
0,25	Раствор КДГ	0,2	0,4	0,8	74,4	4,5
0,5	Раствор КДГ	0,2	0,7	1,3	76,3	7,1

– закачивалась оторочка раствора слабоминерализованной воды ( $500 \text{ млн}^{-1}$ ) в количестве:

0,5 поровых объемов (п.о.) пласта

0,25 поровых объема (п.о.) пласта

0,1 порового объема пласта

– закачивалась оторочка АСП в количестве 0,5 поровых объемов (п.о.);

– закачивался вытесняющий агент:

– полимерный раствор

– коллоидно-дисперсные гелевые частицы (КДГ).

Таким образом, в данной серии экспериментов была поставлена задача определить влияние объема предварительно закачиваемой буферной оторочки и типа вытесняющего агента на коэффициент извлечения нефти (КИН). При закачке буферной жидкости в количестве 0,1 от порового объема пласта наблюдались наименьшие значения КИН, что связано с недостаточным уменьшением минерализации среды для образования эмульсии III типа. Увеличение объема оторочки с 0,25 до 0,5 привело к росту КИН, но одновременно существенно возросло давление закачки, что, по всей видимости, обусловлено набуханием глинистых частиц в составе керна (табл. 6).

Следует также отметить, что при применении в качестве вытесняющего агента полимера давление закачки возросло больше по сравнению с применением КДГ. В данном случае низкая минерализация среды создала более благоприятные условия для набухания полимерного раствора, тем самым увеличив значения гидравлических сопротивлений. Для КДГ, представляющих собой разрозненные сферические гелевые частицы, увеличение минерализации среды приводит к уменьшению их размера в силу увеличения отталкивающих сил и, как следствие, роста давления закачки не наблюдается. Однако значения фактора остаточного сопротивления были выше при вытеснении раство-

ром КДГ, что объясняется их лучшей устойчивостью в высокоминерализованной среде по сравнению с раствором полимера.

### Выводы

Применение эфира в качестве соразработителя более эффективно при создании композиции для АСП заводнения.

Закачка 0,25 поровых объемов слабоминерализованной воды в качестве буферной жидкости позволяет получить в пласте эмульсию III типа согласно классификации Виндзора.

Применение КДГ в качестве вытесняющего агента более эффективно по сравнению с использованием полимера.

### Литература

1. Шахвердиев А. Х. О., Мандрик И. Э., Панахов Г. М. О., Аббасов Э. М. О. Способ разработки нефтяной залежи. 2009.
2. Сулейманов Б. А. Об эффекте проскальзывания при фильтрации газированной жидкости. *Коллоидный журнал*. 1997. № 59(6). С. 807-812.
3. Сулейманов Б. А. О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*. 1995. № 57(5). С. 743-746.
4. Veliyev E. F. Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*. 2020. No 2. P. 50-66.
5. Veliyev E. F., Aliyev A.A., Mammadbayli T.E. Machine Learning Application to Predict the Efficiency of Water Coning Prevention Techniques Implementation. *SOCAR Proceedings*. 2021. No 1. P. 104-113.
6. Suleimanov B. A., Dyshin O. A., Veliyev E. F. Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. OnePetro*. 2016, October.

7. Сулейманов Б. А., Исмайллов Ф. С., Веліев Э. Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 1. С. 86-88.
8. Suleimanov B. A., Guseynova N. I., Veliyev E. F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. *SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro*. 2017, October.
9. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 2020. No 3. P. 126-134.
10. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 2020. No 34(28). 2050260.
11. Vishnyakov V., Suleimanov B., Salmanov A., Zeynalov E. *Primer on Enhanced Oil Recovery*. Gulf Professional Publishing, 2019.
12. Shutang G., Qiang G. Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR in Daqing oil field. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia. OnePetro*. 2010, April.
13. Zhu Y., Hou Q., Liu W., Ma D., Liao G. Recent progress and effects analysis of ASP flooding field tests. *SPE improved oil recovery symposium. OnePetro*. 2012, April.
14. Sheng J. J. A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *SPE western regional & AAPG pacific section meeting 2013 joint technical conference. OnePetro*. 2013, April.
15. Guo H., Ma R., Kong D. Success and lessons learned from asp flooding field tests in China. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. OnePetro*. 2017, October.
16. Guo H., Li Y., Wang F., Yu Z., Chen Z., Wang Y., Gao X. ASP flooding: theory and practice progress in China. *Journal of Chemistry*, 2017.
17. Lei Z., Yuan S., Song J., Yuan J., Wu Y.S. AA Mathematical Model for Emulsion Mobilization and Its Effect on EOR during ASP Flooding. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery. OnePetro*. 2008, April.
18. Matsuura T., Stoll W. M., van Batenburg D. W., van Wunnik J. N. M., Boerrigter P. M. Modelling of ASP flooding using X-ray CT core flooding experiments. *In IOR 2015-18th European Symposium on Improved Oil Recovery 2015*, April. pp. cp-445. European Association of Geoscientists & Engineers.
19. Nurxat N., Gussenov I., Tatykhanova G., Akhmedzhanov T., Kudaibergenov S. Alkaline/surfactant/polymer (ASP) flooding. *International Journal of Biology and Chemistry*. 2015. No 8(1). P. 30-42.
20. Winsor P. A. Hydrotrophy, solubilisation and related emulsification processes. *Transactions of the Faraday Society*. 1948. No 44. P. 376-398.
21. Levitt D. B., Chamerois M., Bourrel M., Gauer P., Morel D. The effect of a non-negative salinity gradient on ASP flood performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference. OnePetro*. 2011, July.
22. Vazquez O., Fursov I., Beteta A., Mackay E. Optimization of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding Minimizing Risk of Scale Deposition. *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 2017, April. Vol. 2017, No. 1, pp. 1-20. European Association of Geoscientists & Engineers.
23. Ebag-Ololo J., Chon B. H. Experimental investigation of the influence of salinity gradient on low-concentration surfactant flooding in Berea sandstone. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2018. No 68. P. 355-363.
24. Battistutta E., van Kuijk S.R., Groen K.V., Zitha P.L. Alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding of crude oil at under-optimum salinity conditions. *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. OnePetro*. 2015, August.
25. Hosseini-Nasab S. M., Padalkar C., Battistutta E., Zitha P. L. J. Mechanistic modeling of the alkaline/surfactant/polymer flooding process under sub-optimum salinity conditions for enhanced oil recovery. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2016. No 55(24). P. 6875-6888.
26. Han X., Kurnia I., Chen Z., Yu J., Zhang G. Effect of oil reactivity on salinity profile design during alkaline-surfactant-polymer flooding. *Fuel*, 2019. No 254. P. 115738.
27. Gao S., He Y., Zhu Y., Han P., Peng S., Liu X. Associated Polymer ASP Flooding Scheme Optimization Design and Field Test after Polymer Flooding in Daqing Oilfield. *SPE Improved Oil Recovery Conference. OnePetro*. 2020, August.
28. Guo H., Li Y., Li Y., Kong D., Li B., Wang F. Lessons learned from ASP flooding tests in China. *SPE reservoir characterisation and simulation conference and exhibition. OnePetro*. 2017, May.
29. Riswati S. S., Bae W., Park C., Permadi A. K., Efriza I., Min B. Experimental analysis to design optimum phase type and salinity gradient of alkaline surfactant polymer flooding at low saline reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. No 173. P. 1005-1019.
30. Sheng J. J. Optimum phase type and optimum salinity profile in surfactant flooding. *Journal of petroleum science and engineering*. 2010. No 75(1-2). P. 143-153.

31. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A. Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. No 193. P. 107411.

32. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*. 2021. No 35(01). P. 2150038.

33. Huh C. Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. *Journal of colloid and interface science*. 1979. No 71(2). P. 408-426.

34. Suleimanov B. A., Latifov Y. A., Veliyev E. F. Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*. 2019. No 1. P. 19-29.

35. Велиев Э. Ф. Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 1(78), С. 61–72. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-1\(78\)-61-72](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-1(78)-61-72)

36. Chang L., Pope G. A., Jang S. H., Tagavifar M. Prediction of microemulsion phase behavior from surfactant and co-solvent structures. *Fuel*, 2019. No 237. P. 494-514.

## ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ МЕТОДИК ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ ЗА ГАЗОВОГО РЕЖИМУ

С. В. Матківський

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

*Достовірність визначення технологічних показників розробки відіграє важливу роль в подальшій розробці родовища, оскільки впливають на темпи розробки родовища, обсяги буріння, величину капітальних вкладень, будівництво наземних комунікацій тощо. Тому вибір методики прогнозування технологічних показників є вирішальним у прийнятті інвестиційних рішень. Для прогнозування технологічних показників розробки газових і газоконденсатних родовищ розроблено значну кількість методик, серед яких основними є методики інтегрування диференціальних рівнянь неусталеної фільтрації флюїдів у неоднорідному за фільтраційно-ємнісними властивостями пористому середовищі, послідовна зміна стаціонарних станів та екстраполяція основних закономірностей динаміки фактичних даних. Наведені вище методики характеризуються різним ступенем достовірності розрахункових значень та певними технологічними обмеженнями. Для оцінювання величини можливої похибки, яка допускається під час проектування розробки родовищ вуглеводнів, проведено дослідження загальноприйнятих методик, які широко використовуються в нафтогазовій галузі. За результатами проведених досліджень встановлено, що найбільшу точність та достовірність прогнозних показників розробки забезпечує програмний комплекс Petroleum Experts IPM suite, оскільки враховує фільтраційно-ємнісні властивості колектора, фазові перетворення складних пластових вуглеводневих систем та закономірності руху флюїду стовбуром свердловини. Результати проведених досліджень дають підстави стверджувати, що використання основних інструментів гідродинамічного моделювання відповідно до світової практики проектування розробки родовищ вуглеводнів дозволить підвищити ефективність видобування залишкових запасів вуглеводнів на завершальній стадії розробки, які формують основний потенціал для нарощування власного видобутку в Україні.*

Ключові слова: поклад, газовий режим, прогнозування розробки, технологічні показники, інтегрування диференціальних рівнянь, послідовна зміна стаціонарних станів, екстраполяція динаміки фактичних даних.

*Достоверность определения технологических показателей разработки играет важную роль в дальнейшей разработке месторождения, поскольку влияют на темпы разработки месторождения, объемы бурения, величину капитальных вложений, строительство наземных коммуникаций и т.п. Поэтому выбор методики прогнозирования технологических показателей является решающим в принятии инвестиционных решений. Для прогнозирования технологических показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений разработано значительное количество методик, среди которых основными являются методики интегрирования дифференциальных уравнений неустановившейся фильтрации флюидов в неоднородной по фильтрационно-емкостным свойствам пористой среде, последовательная измена стационарных состояний и экстраполяция основных закономерностей динамики фактических данных. Вышеприведенные методы характеризуются разной степенью достоверности расчетных значений и определенными технологическими ограничениями. Для оценки величины возможной погрешности, которая допускается при проектировании разработки месторождений углеводородов, проведено исследование общепринятых методик, широко используемых в нефтегазовой отрасли. По результатам проведенных исследований установлено, что наибольшую точность и достоверность прогнозных показателей разработки обеспечивает программный комплекс Petroleum Experts IPM suite, учитывающей фильтрационно-емкостные свойства коллектора, фазовые превращения сложных пластовых углеводородных систем и закономерности движения флюида по стволу скважины. Результаты проведенных исследований позволяют утверждать, что использование основных инструментов гидродинамического моделирования в соответствии с мировой практикой проектирования разработки месторождений углеводородов позволит повысить эффективность добычи остаточных запасов углеводородов на завершающей стадии разработки, которые формируют основной потенциал для наращивания собственной добычи в Украине.*

Ключевые слова: залежь, газовый режим, прогнозирования разработки, технологические показатели, интегрирование дифференциальных уравнений, последовательная смена стационарных состояний, экстраполяция динамики фактических данных.

The determination reliability of development technological indicators plays an important role in the further field development, since they affect the field development rate, the drill footage, the amount of capital investments, the construction of ground communications, etc. Therefore, the choice of the methodology for forecasting technological indicators plays a decisive role in making investment decisions. To forecast the technological indicators of the gas/gas-condensate fields development a significant number of methods have been developed, among which the main ones are the methods of integrating the differential equations of fluids unsteady filtration within a porous medium inhomogeneous in reservoir properties, consistent change in stationary states and the basic laws extrapolation of the actual data dynamics. The above methods are characterized by varying degrees of the calculated values reliability and certain technological limitations. To assess the magnitude of the possible margin of error in the design of the hydrocarbon fields development, a study of generally accepted methods that are widely used in the oil and gas industry has been carried out. Based on the study results, it has been found that the Petroleum Experts IPM suite software package provides the highest accuracy and reliability of the predicted development indicators, since it takes into account the reservoir properties, phase transformations of complex reservoir hydrocarbon systems and the regularities of fluid movement along the wellbore. The results of the conducted research allow us to assert that the use of the main tools of hydrodynamic modeling in accordance with the world practice of designing the development of hydrocarbon fields will increase the production efficiency of residual hydrocarbon reserves at the final stage of development, which form the main potential for increasing its own production in Ukraine.

Key words: reservoir, gas drive, development forecasting, technological indicators, differential equations integration, sequential change of stationary states, extrapolation of the actual data dynamics.

### Вступ

Теперішнє суспільство повною мірою залежить від нафти і газу. Перехід на відновлювальні джерела енергії потребує великих коштів та часу, в той час як економіка України вимагає не тільки стабілізації видобутку вуглеводнів, але і його нарощення [1].

Актуальність проблеми збільшення темпів вилучення вуглеводнів обумовлена тим, що в умовах спадного видобутку, а також виснаження легкодоступних запасів, які розміщені у сприятливих природно-геологічних умовах, практично відсутні ефективні технології з розробки важковидобувних запасів. Вирішення проблеми підвищення ефективності розробки родовищ пов'язане із створенням нових і вдосконаленням існуючих технологій видобутку вуглеводнів, які забезпечать більш повне вилучення вуглеводнів та зменшать навантаження на навколишнє середовище [2-3].

Переважає більшість родовищ вуглеводнів України вже вступили в завершальну стадію розробки, а родовища, що відкриті за останні роки, характеризуються складною будовою, великими глибинами залягання продуктивних покладів, незначними запасами та не можуть істотно вплинути на підтримання видобутку вуглеводнів. Тому основний потенційний резерв для нарощення рівнів видобутку становлять залишкові запаси виснажених родовищ [4-6].

Перспективи дорозробки залишкових запасів значно залежать від вибору методики прогнозування показників розробки, оскільки, саме коректне визначення технологічних показників визначає кінцеву вартість запланованих оргтехзаходів. Стратегія подальших робіт може

включати роботи з буріння та введення в експлуатацію нових свердловин, заходи з інтенсифікації видобутку газу, оптимізації умов експлуатації свердловин тощо.

Підвищити ефективність розробки виснажених нафтогазових родовищ України можливо шляхом впровадження цифрового моделювання на нафтогазових об'єктах України відповідно до світової практики проектування розробки родовищ. Використання основних інструментів гідродинамічного моделювання дозволить удосконалити існуючі технології розробки та підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Родовища природних газів розробляють на виснаження пластової енергії або із підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання в продуктивні поклади різних агентів впливу (вуглеводневих та неуглеводневих газів і їхні суміші, води, водогазових сумішей, об'ємів водних розчинів різного роду хімічних речовин та вуглеводневих розчинників тощо) [7-13].

Прогнозування технологічних показників розробки газових і газоконденсатних родовищ можна здійснювати декількома методами [14-17]. Одним з можливих методів є інтегрування диференціальних рівнянь дво- та тримірної неусталеної фільтрації флюїдів одно-, дво- та трифазних та багатокомпонентних систем у неоднорідному за фільтраційно-ємнісними властивостями пористому середовищі. Цей метод дозволяє врахувати індивідуальні особливості геологічної будови того чи іншого родовища, неоднорідність колекторських властивостей

продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною, нерівномірне розміщення видобувних свердловин на площі газонасності та їх різну продуктивність.

Перспективним методом прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів, який широко використовується в нафтогазовій промисловості, є метод послідовної зміни стаціонарних станів. Використання даного методу дозволяє розрахувати технологічні показники розробки газового родовища за газового режиму з деяким наближенням.

Для ефективного застосування методу послідовної зміни стаціонарних станів слід врахувати те, що за радіальної фільтрації газу до вибою свердловин середньозважений пластовий тиск за газонасченим поровим простором питомого об'єму дренажу мало відрізняється від тиску на межі питомого об'єму дренажу [7, 14].

Використання методу послідовної зміни стаціонарних станів є доцільним при орієнтовних і оціночних розрахунках технологічних показників розробки газового родовища. Даний метод може бути використаний на початкових етапах проектування розробки газових родовищ, у випадку коли недостатньо вихідної інформації та неможливо використати більш точні і досконаліші методики прогнозування.

Розрахувати прогнозні технологічні показники розробки також можна шляхом екстраполяції закономірностей динаміки фактичних даних. Даний метод ґрунтується на встановленні за результатами критичного аналізу геолого-промислової інформації характерних особливостей зміни у часі технологічних показників розробки. На основі статистичної обробки історичних даних виводяться аналітичні залежності для прогнозування технологічних показників розробки родовища.

Для родовищ природних газів з неоднорідною будовою, які характеризуються нерівномірним дренажуванням продуктивних покладів, нерівномірним розміщенням на площі газонасності видобувних свердловин, підвищити достовірність визначення прогнозних технологічних показників розробки родовища можна застосуванням числових методів. Характеристика відомих та розвиток нових підходів до прогнозування технологічних показників розробки газового родовища висвітлено у роботах Закірова С.Н. [7, 14, 16-17].

Під час проектування розробки родовищ вуглеводнів складної і дуже складної будови за наявності дво- та трифазних систем рекомендо-

вано створювати цифрові тривимірні моделі [9, 18-20].

Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ вуглеводнів та призначена для вирішення основних завдань розробки родовищ з метою найбільш повного вилучення запасів вуглеводнів та досягнення максимального економічного ефекту.

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

Енергетична незалежність економіки України обумовлює необхідність ретельного аналізу процесу вилучення вуглеводнів. Однак, на поточний час результати побудов геологічних моделей нафтогазових родовищ України виводяться на папір у вигляді профілів і карт, що не дає можливості візуалізувати об'ємну форму покладів, а також оперативно вносити нову геолого-промислову інформацію.

Розрахунки технологічних показників розробки газових та газоконденсатних родовищ здійснюються переважно в програмах на основі балансової моделі газового покладу за газового режиму для «середньої» свердловини, без врахування розподілу особливостей геологічного середовища та без врахування фазових перетворень вуглеводнів у пласті. Все це обмежує можливості прогнозування показників розробки для складних за геологічною будовою та складом пластових флюїдів родовищ вуглеводнів та знижує точність техніко-економічної оцінки ефективності їх розробки.

Наведене вище обумовлює необхідність пошуку єдиного інструменту, що забезпечить можливість комплексного підходу до вирішення проблем, пов'язаних обґрунтуванням систем розробки та вибором оптимальних варіантів розробки, які забезпечують максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів за мінімальних витрат.

### **Методика проведення досліджень в програмному забезпеченні GASDRIVE**

Для розрахунку технологічних показників розробки газового покладу в програмному забезпеченні GASDRIVE проводиться збір, аналіз та підготовка вихідних даних. Вікно для занесення вихідних даних зображено на рисунку 1.

Розрахунок технологічних показників розробки покладу в програмі GASDRIVE проводиться для системи «поклад-свердловина» в декілька етапів. На кожному часовому кроці задають дебіт газу середньої свердловини і виконують розрахунок за наступними залежностями:

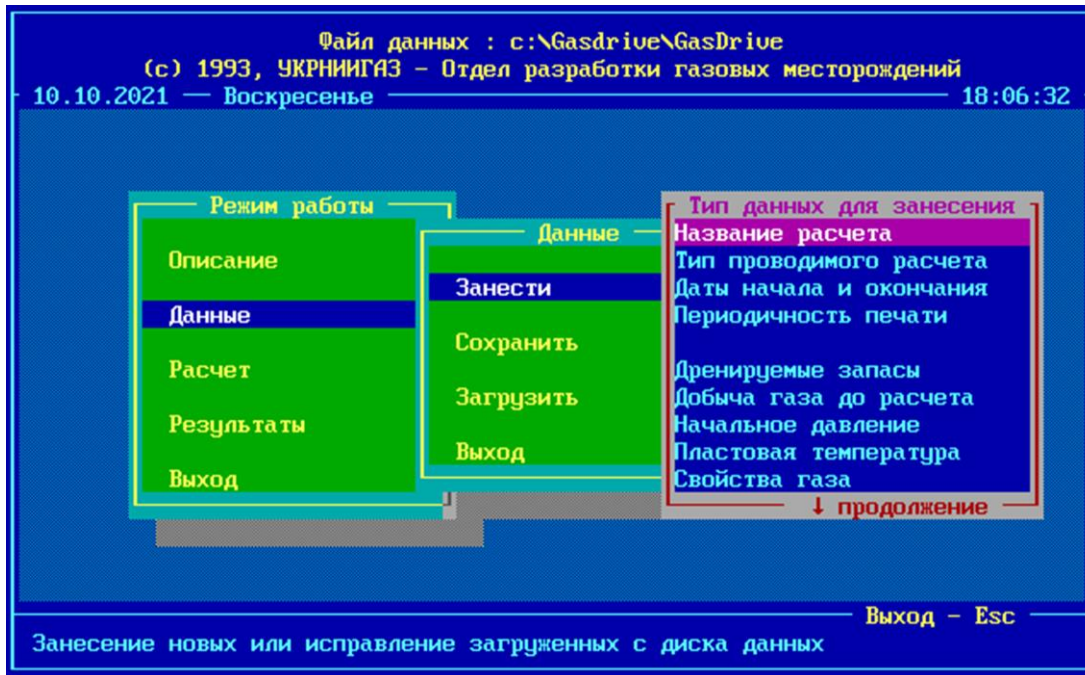


Рисунок 1 – Вікно для занесення вихідних даних

– рівняння матеріального балансу газу для газового покладу:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{Z_{пл}} \cdot u_{пл} + \frac{P_{плj}}{Z_{плj}} \cdot \frac{\tau/2}{Q_{зj} - Q_{dj}} \cdot \sum_{i=1}^K N_i(t) \cdot n_i(t) \cdot v_i = \\ & = -\frac{P_{пл}}{Z_{пл}} + \frac{P_{плj}}{Z_{плj}} \cdot \left(1 - \frac{Q_{д(t-\tau)} - Q_{dj}}{Q_{зj} - Q_{dj}}\right) - \\ & - \frac{c}{Z_{плj}} \cdot \frac{\tau/2}{Q_{зj} - Q_{dj}} \cdot \sum_{i=1}^K N_i(t) \cdot n_i(t) \cdot (q_i(t) + \\ & + q_i(t-1)); \end{aligned}$$

– рівняння, що описує фільтрацію газу в привибійній зоні свердловини:

$$\begin{aligned} & 2P_{пл} \cdot U_{пл} - 2P_{гi} \cdot e^{2S_i} \cdot \text{sign}(P_{гi}) \cdot U_{гi} - \\ & - (A_i - 2(B_i + \theta_i) \cdot |q_i|) \cdot v_i = \\ & = -P_{пл}^2 + P_{гi}^2 \cdot e^{2S_i} \cdot \text{sign}(P_{гi}) + A_i \cdot q_i + \\ & + (B_i + \theta_i) \cdot q_i \cdot |q_i|. \end{aligned}$$

Якщо свердловини експлуатуються у технологічному режимі заданих дебітів газу, то замість рівняння  $q_i = q_i^*$  застосовується рівняння:

$$v_i = q_i^* - q_i.$$

На наступному етапі перевіряється умова:

$$\Delta P_i \equiv P_{пл} - P_{зi} \leq \Delta P_i^*.$$

Якщо дана умова не забезпечується, то відбувається перехід на технологічний режим експлуатації свердловин із заданою депресією та розрахунок повторюється. Якщо умова дотримується, то перевіряється наступна умова:

$$P_{гi} \geq P_{гi}^*.$$

При недотриманні даної умови розрахунки повторюються на технологічному режимі заданого тиску на гирлі свердловини.

### Методика проведення досліджень в програмному забезпеченні Petroleum Experts IPM suite

Розрахунок технологічних показників розробки родовища в програмному комплексі Petroleum Experts IPM suite проводиться в декілька етапів. На першому етапі відбувається збір, систематизація та підготовка геолого-промислових даних. Наступним кроком є проведення критичного аналізу отриманих даних та визначення їх якості. За результатами проведених робіт достовірні дані вносяться до бази даних проекту.

Основними вихідними даними є відомості про фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів, дані про конструкцію свердловин та технологічні параметри їх експлуатації. Моделювання руху флюїду стовбуром свердловини здійснюють з використанням загальноприйнятих кореляцій (Grey, Petroleum Experts, тощо) з метою проведення вузлового аналізу та визначення видобувних можливостей свердловини тощо. Наступним та основним етапом є побудова моделі свердловини в програмному комплексі Prosper.

Продуктивна характеристика свердловини 1 та результати проведення вузлового аналізу зображені на рисунку 2 та 3 відповідно.

На наступному етапі проводиться побудова та налаштування моделі покладу в програмному комплексі MBAL. Розрахунки технологічних показників розробки продуктивного покладу здійснюються з використанням методу матеріального балансу.

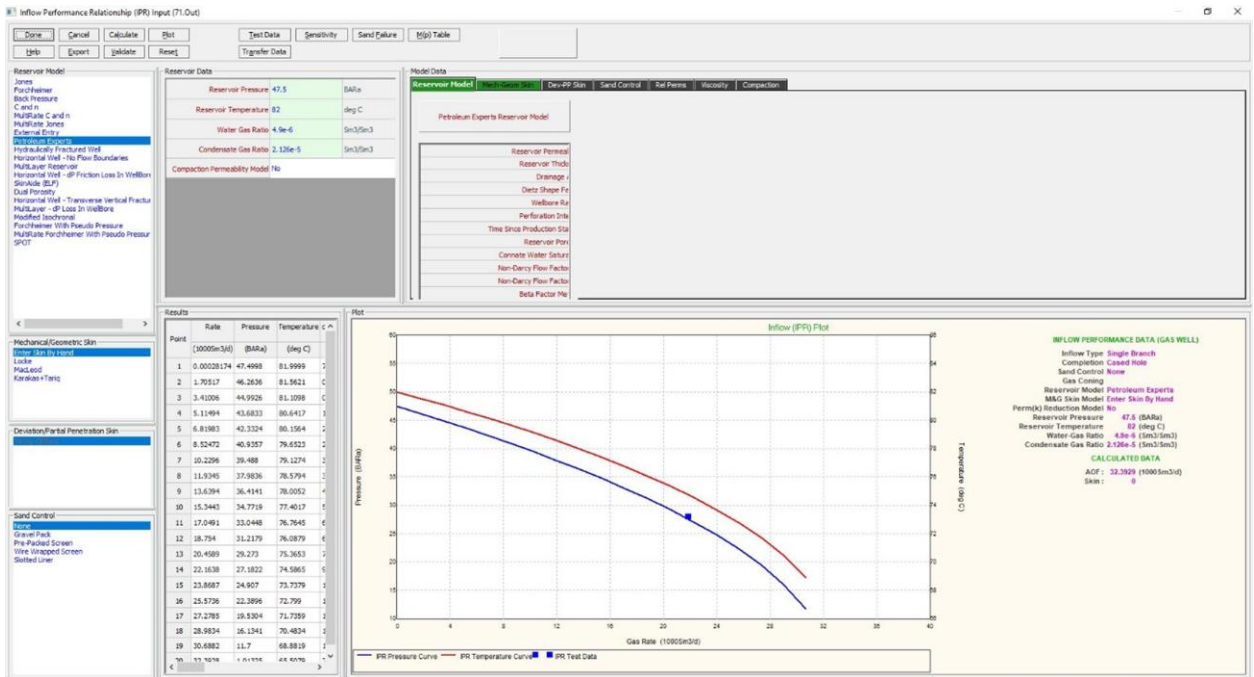


Рисунок 2 – Продуктивна характеристика свердловини 1

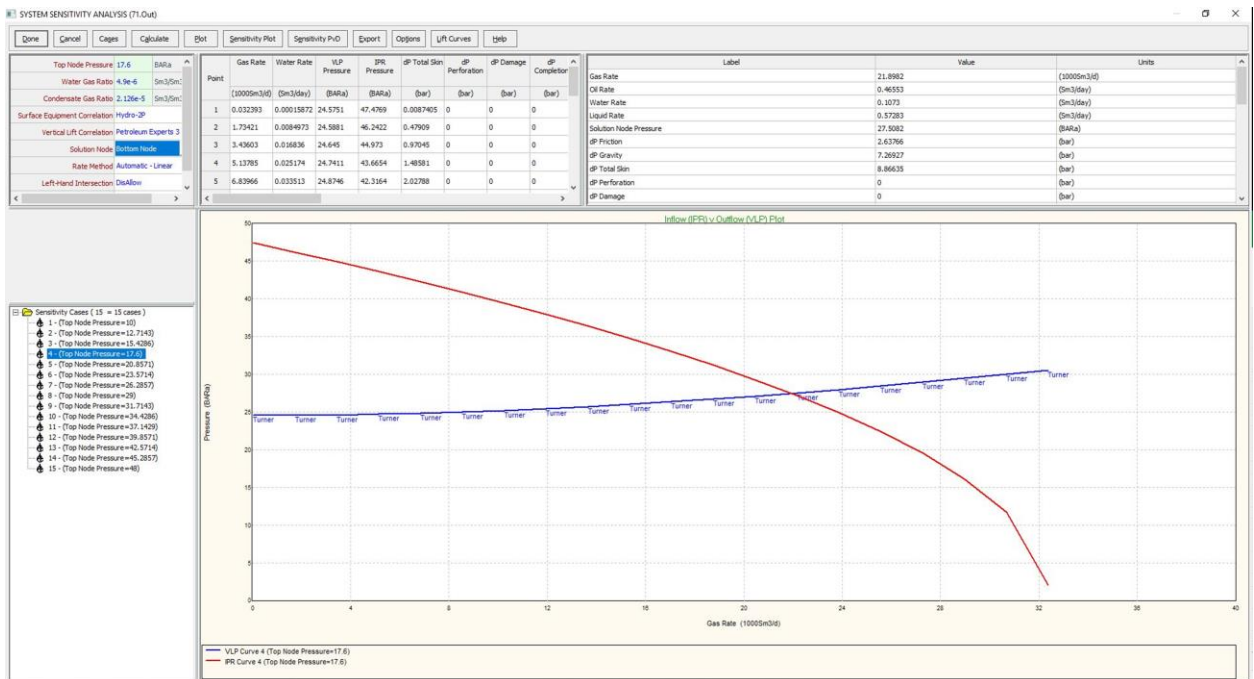


Рисунок 3 – Результати вузлового аналізу свердловини 1

Для завершення створення моделі покладу необхідно занести основні геолого-промислові дані щодо термобаричних умов залягання покладів та фізико-хімічних властивостей вуглеводнів, що їх насичують. Вікно для занесення вихідних даних з метою побудови гідродинамічної моделі покладу наведено на рисунку 4.

На наступному етапі для кожної свердловини продуктивного покладу завантажуються результати вузлового аналізу та модель руху

флюїду стовбуром свердловини, які раніше були створені в програмному комплексі Prosper. Додатково задаються дані технологічних режимів експлуатації свердловин, коефіцієнтів експлуатації та дати введення свердловин в експлуатацію.

Концептуальна модель продуктивного покладу з трьома видобувними свердловинами, наведена в програмному комплексі MBAL, зображена на рисунку 5.

Рисунок 4 – Вікно занесення вихідних даних для побудови моделі покладу

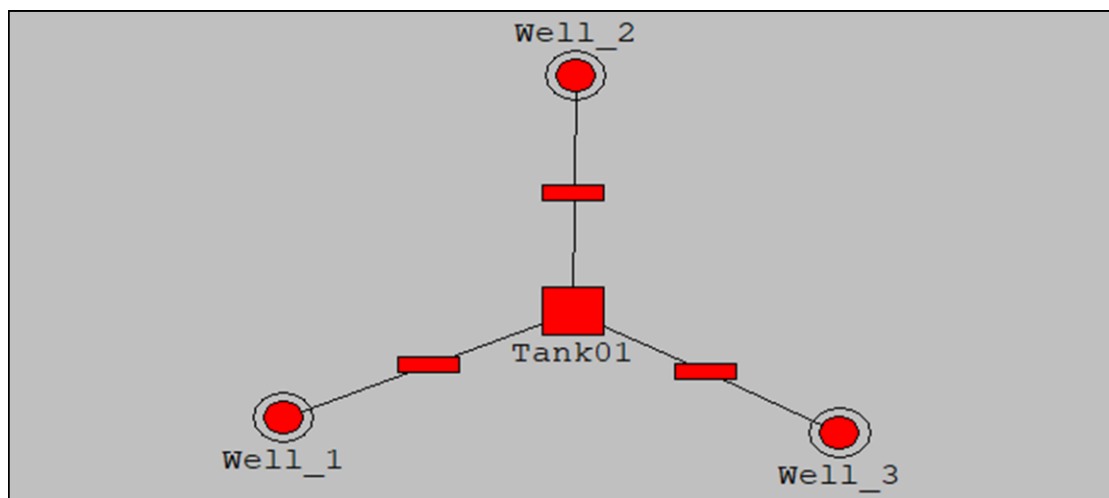


Рисунок 5 – Концептуальна модель продуктивного покладу

Методика проведення досліджень визначення технологічних показників розробки газового родовища за загальними інженерними розрахунками.

Розрахунки прогнозних показників розробки продуктивного покладу проводились на технологічному режимі заданого тиску на усті свердловини в наступній послідовності:

1. Задаються рядом послідовних значень часу  $t$ ;

2. Сумарний видобуток газу на момент часу  $t$  визначають за даною формулою:

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} n \cdot \varphi \cdot \Delta t, [\text{млн. м}^3];$$

де  $Q_{\text{вид}}(t_{n-1})$  – накопичений видобуток газу на попередній момент часу;

$q(t_{n-1})$  – дебіт газу середньої свердловини на попередній момент часу;

$n$  – кількість свердловин;

$\varphi$  – коефіцієнт експлуатації свердловини, що дорівнює відношенню числа днів роботи свердловин в році до календарного числа днів;

$$\Delta t = t - t_{n-1}.$$

3. Для кожного значення  $t$  визначають середній поточний пластовий тиск, використовуючи метод послідовного наближення:

$$P_{пл}(t) = \left( \frac{P_{п}}{Z_{п}} - \frac{Q_{вид}(t)}{\Omega^*} \right) Z(P_{пл}).$$

4. Визначають поточний дебіт середньої свердловини:

$$q(t) = -\frac{A^* \cdot (\mu Z)_{сер}}{2(B^* \cdot Z_{сер} + \theta)} + \sqrt{\left( \frac{A^* \cdot (\mu Z)_{сер}}{2(B^* \cdot Z_{сер} + \theta)} \right)^2 + \frac{P_{пл}^2(t) - P_y^2 \cdot e^{2S}}{B^* \cdot Z_{сер} + \theta}},$$

де  $A^*$  та  $B^*$  - постійні частини коефіцієнтів фільтраційних опорів, що дорівнюють:

$$A^* = \frac{A_{сер}}{(\mu Z)_{сер}}, \quad B^* = \frac{B_{сер}}{(\mu Z)_{сер}};$$

$(\mu Z)_{сер}$  - добуток коефіцієнтів динамічної в'язкості і надстисливості газу при середньому тиску та температурі відповідно та визначається за формулою:

$$(\mu Z)_{сер} = \frac{(\mu Z)_{пл} + (\mu Z)_{виб}}{2}.$$

$S$  та  $\theta$  - комплексні параметри, що визначаються за формулами:

$$S = 0.03415 \frac{\rho_{відн} \cdot L}{Z_{сер} \cdot T_{сер}},$$

$$\theta = 0.0133 \cdot \lambda \frac{Z_{сер}^2 \cdot T_{сер}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S} - 1).$$

При цьому в першому наближенні значення  $S$ ,  $\theta$ ,  $Z_{сер}$  та  $(\mu Z)_{сер}$  приймають рівними їх значенням на попередній момент часу.

5. Поточний середній вибійний тиск визначають за формулою

$$P_{виб}(t) = \sqrt{P_{пл}^2(t) - A^* \cdot (\mu Z)_{сер} \cdot q(t) - B^* \cdot Z_{сер} \cdot q^2(t)}$$

$$P_{виб}(t) = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot q^2(t)}.$$

6. За заданим значенням  $P_y$  та визначеними величинами  $P_{пл}(t)$  і  $P_{виб}(t)$  уточнюють  $S$ ,  $\theta$ ,  $\mu_{пл}$ ,  $\mu_{виб}$ ,  $Z_{пл}$ ,  $Z_{виб}$ ,  $Z_{сер}$ ,  $(\mu Z)_{сер}$ ;

7. Повторюють всі розрахунки, починаючи з пункту 4, і так доти, поки не буде досягнуто заданого ступеня точності у визначенні  $q(t)$  та  $P_{виб}(t)$ .

8. Зі знайденим значенням середнього поточного дебіту газу повторюють всі розрахунки, починаючи з 2, доки не буде досягнуто заданого ступеня точності у визначенні середнього поточного пластового тиску;

9. Визначають темп відбору газу на момент часу  $t$ :

$$Q_t(t) = n \cdot \varphi \cdot \Delta t.$$

10. Визначають депресію на пласт:

$$\Delta P = P_{пл}(t) - P_{виб}(t).$$

Досліджуваний газоконденсатний поклад розробляється на виснаження з використанням трьох видобувних свердловин (№№ 1, 2, 3). На основі проведених розрахунків відповідно до досліджуваних методик будувалися графічні залежності основних технологічних показників розробки.

### Виклад основного матеріалу

Використовуючи програмне забезпечення GASDRIVE, здійснено розрахунок прогнозних технологічних показників розробки продуктивного покладу. Згідно з результатами проведених розрахунків пластовий тиск на кінець розрахункового періоду знижується з 4,75 МПа до 3,17 МПа. Величина вибійного тиску знижується з 2,98 МПа до 2,4 МПа. Середньорічне значення продуктивності середньої свердловини знижується з 32,5 тис.м<sup>3</sup>/добу до 16 тис.м<sup>3</sup>/добу при робочому тиску 1,76 МПа. Річний видобуток газу за розглянутий період розробки покладу знизився з 35,5 млн м<sup>3</sup> до 20,9 млн м<sup>3</sup>. Накопичений видобуток газу на кінець досліджень становить 1062,44 млн м<sup>3</sup>. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу з покладу на кінець розрахункового періоду дорівнює 91,66 %.

Результати розрахунків технологічних показників розробки з використанням в програми GASDRIVE наведено на рисунку 6.

Аналізуючи результати прогнозних розрахунків технологічних показників з використанням програмного комплексу Petroleum Experts IPM suite, встановлено, що пластовий тиск на кінець розрахунків знижується з 4,8 до 3,4 МПа. Тиск на вибої свердловини змінюється в межах 2,9-2,4 МПа. Середньорічний дебіт газу знизився з 32,5 тис.м<sup>3</sup>/добу до 12,4 тис.м<sup>3</sup>/добу при значенні робочого тиску 1,76 МПа. Річний видобуток газу за розглянутий період розробки продуктивного горизонту знизився з 35,5 до 17,1 млн м<sup>3</sup>. Накопичений видобуток газу на кінець дослідження дорівнює 1056,6 млн м<sup>3</sup>. При розрахунку прогнозних показників розробки з використанням Petroleum Experts IPM suite коефіцієнт газовилучення покладу на кінець розрахунків становить 91,2 %.

Результати розрахунків технологічних показників розробки з використанням в програми Petroleum Experts IPM suite наведено на рисунку 7.

Прогнозування показників розробки продуктивного покладу із застосуванням методу послідовної зміни стаціонарних станів здійснено за одним варіантом розробки при

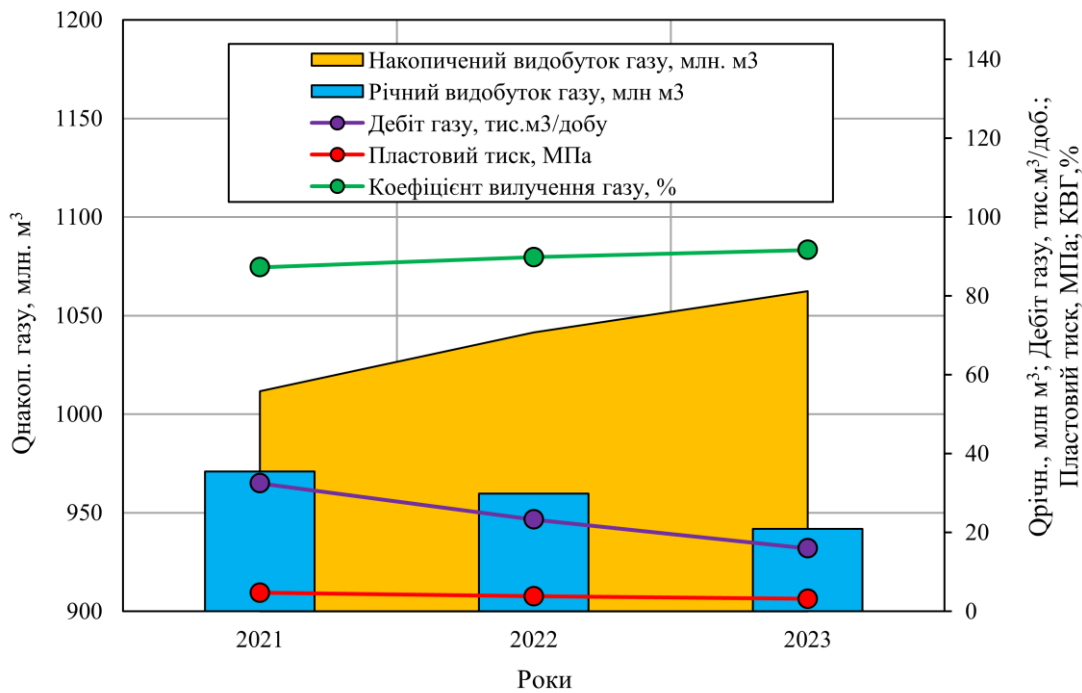


Рисунок 6 – Динаміка технологічних показників розробки продуктивного покладу з використанням програми GASDRIVE

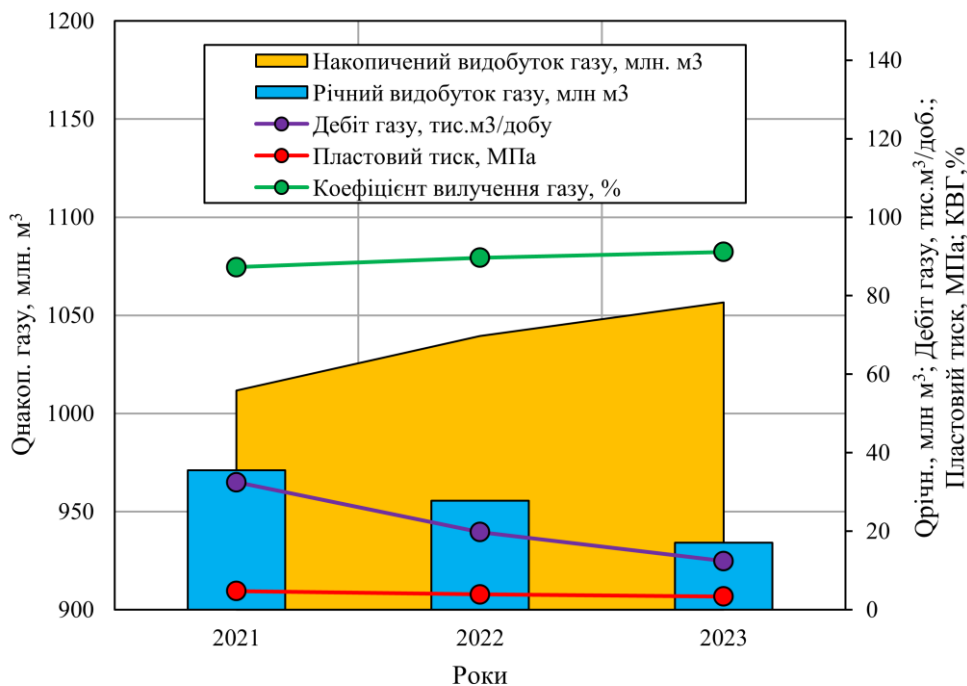


Рисунок 7 – Динаміка технологічних показників розробки продуктивного покладу з використанням програми «Petroleum Experts IPM suite»

технологічному режимі заданого тиску на усті свердловини. За результатами проведених розрахунків слід відзначити те, що пластовий тиск на кінець прогнозного періоду знизився з 4,8 МПа до 3,2 МПа. Поточний тиск на вибої свердловини знаходиться на рівні 3,0 - 2,5 МПа. Середньорічний дебіт газу середньої свердловини знизився з 32,5 до 16,0 тис.м<sup>3</sup>/добу при

робочому тиску 1,76 МПа. Річний видобуток газу за розглянутий період розробки продуктивного горизонту знизився з 29,92 млн м<sup>3</sup> до 21,05 млн м<sup>3</sup>. Накопичений видобуток газу на кінець дослідження становить 1062,67 млн м<sup>3</sup>. Кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу з використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів становить 91,68 %.

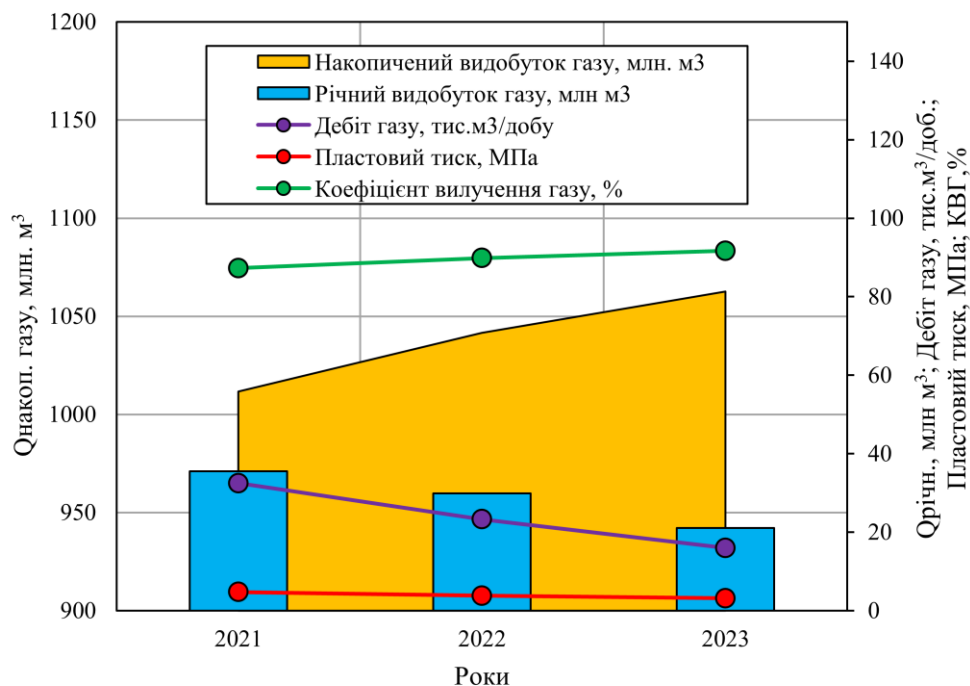


Рисунок 8 – Динаміка технологічних показників розробки продуктивного покладу з використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів

Таблиця 1 – Узагальнення результатів розрахунків технологічних показників розробки продуктивного покладу відповідно до розглянутих методик

Методика	Технологічні параметри розробки продуктивного покладу											
	Середньорічний дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /добу			Річний видобуток газу, млн м <sup>3</sup>			Пластовий тиск на кінець року, МПа			Вибійний тиск на кінець року, МПа		
Роки	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
GASDRIVE	32,5	23,3	15,9	36,01	29,84	20,9	4,75	3,83	3,17	2,98	2,66	2,46
Petroleum Experts IPM suite	32,5	19,8	12,4	36,01	27,8	17,11	4,75	3,89	3,36	2,87	2,57	2,44
Послідовна зміна стаціонарних станів	32,5	23,3	16	36,01	29,92	21,05	4,75	3,83	3,17	2,98	2,66	2,46

Результати розрахунків технологічних показників розробки з використанням методу послідовної зміни стаціонарних станів наведено на рисунку 8.

Узагальнення результатів розрахунків технологічних показників розробки продуктивного покладу відповідно до розглянутих методик наведено в таблиці 1.

За результатами аналізу таблиці 1 встановлено, що існує деяка відмінність в динаміці основних технологічних показників розробки продуктивного покладу залежно від вибраної методики. Результати порівняльного аналізу

результатів розрахунків свідчать про те, що найбільшого відхилення досягається у випадку використання програмного комплексу Petroleum Experts IPM suite. Отримані результати досліджень зумовлені, в основному, за рахунок більш повного врахування геолого-технологічних факторів, а також фізичних процесів, які мають місце при розробці продуктивного покладу. До основних факторів, які враховуються в програмному забезпеченні Petroleum Experts IPM suite та значно впливають на величину видобутку природного газу, належать:

- Фільтраційно-емісійні властивості продуктивних відкладів;
- PVT властивості пластових флюїдів (газ, конденсат, вода);
- Фазові перетворення складних вуглеводневих систем
- Відносні фазові проникності для газу, конденсату, води;
- Недосконалість свердловини та стан забруднення привибійної зони пласта;
- Фізичні процеси підчас руху флюїдів стовбуром свердловини.

Результати проведених досліджень основних методик і програмних комплексів для розрахунку технологічних показників експлуатації видобувних свердловин дають підстави стверджувати про те, що використання сучасних підходів до проектування розробки дозволяють забезпечити більшу надійність техніко-економічних показників та напрацювати оптимальні шляхи підвищення кінцевого вуглеводневилучення.

#### **Висновок**

Результати проведених досліджень свідчать про те, що використання сучасних інструментів проектування розробки родовищ вуглеводнів дозволяє більш точно прогнозувати технологічні показники розробки продуктивних покладів та якісно оцінювати їх видобувні можливості. Адже, саме техніко-економічні показники є основою для обґрунтування доцільності додаткового буріння експлуатаційних свердловин, проведення заходів з інтенсифікації видобутку, ремонтно-ізоляційних робіт, обґрунтування доцільності впровадження вторинних та третинних технологій розробки родовищ.

Впровадження цифрового моделювання на нафтогазових об'єктах України дозволить комплексно підходити до вирішення проблем, пов'язаних з обґрунтуванням систем розробки та вибором оптимальних варіантів розробки та дозволить підвищити техніко-економічні показники розробки родовищ вуглеводнів.

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

#### **Література**

1. Кудря С.А. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісн. НАН України*. 2015. № 12. С.19-26.
2. Кондрат Р. М., Серединський Д. Ю., Кондрат О. Р. Дослідження застосування вуглекислого газу для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 2(35). С. 26-30.
3. Кондрат Р. М., Дорошенко В. М., Кондрат О. Р. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 1. С.17-21.
4. Кондрат О.Р. Кондрат Р.М. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зещемленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №4. С.21-26.
5. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №3. С. 15-20.
6. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
7. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений : учебн. пос. Москва: Струна, 1998. 628 с.
8. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 471 с.
9. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов. Москва: Недра, 1992. 255 с.
10. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 16 (109), P. 77–84.
11. Matkivskyi S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons*. 2020. 11-12 November, Dnipro, Ukraine.
12. Kryvulya S., Matkivskyi S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.

13. Кривуля С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки газоконденсатних родовищ із значними запасами ретроградного конденсату. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (8-9 грудня 2020, Івано-Франківськ)*. Івано-Франківськ, 2020. С. 99-102.
14. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учебн. пос. Москва: Недра, 1989. 334 с.
15. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Закиров С.Н. и др. Москва: Грааль, 2000. 643 с.
16. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров и др. Москва: ФГУП «Производственно-издательский комбинат ВИНТИ», 2004. 520 с.
17. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров и др. Ч. 2. Москва: Ижевск. Ин-т компьютерных исследований НИИ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 484 с.
18. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Київ: НАК «Нафтогаз України», 2017. 118 с.
19. Тер-Саркисов Р. М., Подюк В. Г., Николаев В. А. Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. Москва: Недра, 1998. 344 с.
20. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. Москва: Недра. 1999. 659 с.
5. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Pidvyzhchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2017. No3. P. 15-20. [in Ukrainian]
6. Rassokhyn H.V. Zavershaiushchaia stadiia razrobotky hazovykh y hazokondensatnykh mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p. [in Ukrainian]
7. Zakirov S.N. Razrobotka gazovyyh, gazokondensatnyh i neftegazokondensatnyh mestorozhdeniy : uchebn. pos. Moskva: Struna, 1998. 628 p. [in Russian]
8. Kondrat R. M. Tekhnolohiia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch : pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2021. 471 p. [in Ukrainian]
9. Kondrat R. M. Gazokondensatootdacha plastov. Moskva: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]
10. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 16 (109). P. 77–84.
11. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons*. 2020. 11-12 November, Dnipro, Ukraine.
12. Kryvulya S., Matkivskiy S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. No 6/1 (56). P. 13-18.
13. Kryvulya S.V., Bikman Ye.S., Kondrat O.R., Matkivskiy S.V. Perspektivy dorozrobky hazokondensatnykh rodovyshch iz znachnymy zapasamy retrogradnoho kondensatu. *Naftohazova haluz: Perspektivy naroshchuvannia resursnoi bazy: materialy mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii (8-9 hrudnia 2020, Ivano-Frankivsk)*. Ivano-Frankivsk, 2020. P. 99-102. [in Ukrainian]
14. Zakirov S.N. Teoriya i proektirovanie razrobotki gazovyyh i gazokondensatnyh mestorozhdeniy : uchebn. pos. Moskva: Nedra, 1989. 334 p. [in Russian]
15. Sovershenstvovanie tehnologiy razrobotki mestorozhdeniy nefiti i gaza / Zakirov S.N. i dr. Moskva: Graal, 2000. 643 p. [in Russian]

### References

1. Kudria S.A. Stan ta perspektyvy rozvytku vidnovliuvanoi enerhetyky v Ukraini. *Visn. NAN Ukrainy*. 2015. No 12. P.19-26. [in Ukrainian]
2. Kondrat R. M., Seredynskiy D. Yu., Kondrat O. R. Doslidzhennia zastosuvannia vuhlekysloho hazu dlia vyluchennia zalyshkovoi nafty z obvodnenykh naftovykh pokladiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2010. No 2(35). P. 26-30. [in Ukrainian]
3. Kondrat R. M., Doroshenko V. M., Kondrat O. R. Osoblyvosti zavershalnoi stadii rozrobky rodovyshch nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 1. P.17-21. [in Ukrainian]
4. Kondrat O.R. Kondrat R.M. Pidvyzhchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu.

16. Novyie printsipy i tehnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza / S.N. Zakirov i dr. Moskva: FGUP «Proizvodstvenno-izdatelskiy kombinat VINITI, 2004. 520 p.[in Russian]

17. Novyie printsipy i tehnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza / S.N. Zakirov i dr. Ch. 2. Moskva: Izhevsk. In-t kompyuternyih issledovaniy NII «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika», 2009. 484 p. [in Russian]

18. Pravyla rozrobky naftovykh i hazovykh rodovyshch. Kyiv: NAK «Naftohaz Ukrainy», 2017. 118 p. [in Ukrainian]

19. Ter-Sarkisov R. M., Podyuk V. G., Nikolaev V. A. Nauchnyie osnovyi povyisheniya effektivnosti razrabotki gazokondensatnyih mestorozhdeniy. Moskva: Nedra, 1998. 344 p. [in Russian]

20. Ter-Sarkisov R. M. Razrabotka mestorozhdeniy prirodnyih gazov. Moskva: Nedra. 1999. 659 p. [in Russian]

# Наука — виробництву

УДК 622.248

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-4(81)-61-70

## КНБК З ДВОМА БУРОВИМИ ЯСАМИ ДЛЯ ЛІКВІДАЦІЇ ЗАКЛИНЮВАНЬ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

В. М. Чарковський, В. Д. Середюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 72-71-37;  
e-mail: 0526.nung@gmail.com, sereduk.nung@gmail.com

Застосовано методи факторного експерименту та регресійного аналізу з метою пошуку оптимальних поєднань технологічних параметрів ліквідації прихоплення з допомогою бурового яса. За основними факторами вибрано хід бойка ударного механізму, довжину ОБТ в аварійній компоновці та силу розрядки. Отримано функції відгуку за матрицею центрального ротатбельного композиційного плану для трьох основних факторів. Функції є залежностями між максимальною та мінімальною внутрішніми силами на верхній межі прихоплення та факторами. На базі залежностей отримано поверхню відгуку значень параметрів. Графічно проаналізовано вплив кожного фактора на відповідні параметри ліквідації прихоплення. Відзначено, що зміна сили розрядки має слабонелінійний вплив на параметри удару, а вплив двох інших факторів має чітко виражений екстремум. Сформульовано умови, внаслідок яких ударний режим ліквідації прихоплення переходить в імпульсно-хвильовий. Сформульовано рекомендації щодо вибору технологічних параметрів ліквідації прихоплення для філії бурового управління ДК «Нафтогаз України» у залежності від різних категорій та видів прихоплення. Відзначено випадки, за яких застосування ударних механізмів може бути ефективним. Сформульовано вимоги до конструкції бурового яса. Запропоновано заміну імпортованому буровому ясу типу Hydra-jar у вигляді двох окремих конструкцій з механічними замковими парами для створення селективних «вгору-вниз» ударів. Запропоновано конструкцію КНБК з двома буровими ясами для реалізації ефекту прискорення ударної хвилі.

Ключові слова: бурильний інструмент; прихоплення; ударний спосіб ліквідації; буровий яс; коливання бурильної колони; факторний експеримент; план експерименту.

Применены методы факторного эксперимента и регрессионного анализа с целью поиска оптимальных сочетаний технологических параметров ликвидации прихвата с помощью бурового яса. В качестве определяющих факторов выбраны ход бойка ударного механизма, длина ОБТ в аварийной компоновке и сила разрядки. Получены функции отклика по матрице центрального ротатбельного композиционного плана для трех основных факторов. Функции являются зависимостями между максимальной и минимальной внутренними силами на верхней границе прихвата и факторами. На базе зависимостей получена поверхность отклика значений параметров. Графически проанализировано влияние каждого фактора на соответствующие параметры ликвидации прихватов. Отмечено, что изменение силы разрядки имеет слабонелинейное влияние на параметры удара, а влияние двух других факторов имеет четко выраженный экстремум. Сформулированы условия, в результате которых ударный режим ликвидации прихвата переходит в импульсно-волновой. Сформулированы рекомендации по выбору технологических параметров ликвидации прихватов для ДК «Нефтегаз Украины» в зависимости от различных категорий и видов прихватов. Отмечены случаи, при которых применение ударных механизмов может быть эффективным. Сформулированы требования к конструкциям бурового яса. Предложена замена импортному буровому ясу типа Hydra-jar в виде двух отдельных конструкций с механическими замковыми парами для создания селективных «вверх-вниз» ударов. Предложена конструкция КНБК с двумя буровыми ясами для реализации эффекта ускорения ударной волны.

Ключевые слова: бурильный инструмент; прихват; ударный способ ликвидации; буровой яс; колебания бурильной колонны; факторный эксперимент, план эксперимента.

*The methods of factorial experiment and regression analysis have been applied ad hoc to search the optimum combinations of technological parameters for the salvage operation with the help of a drilling jar. The factors chosen are the percussive mechanism striker travel, the length of drill collars in the drill assembly and the discharge force. The response functions on the matrix of the central rotatable composite design for three main factors have been obtained. The functions are the relationships between the maximum and minimum internal forces at the upper boundary of the grip and the factors. Based on the dependencies, the response surface of the parameter values has been obtained. The influence of each factor on the corresponding parameters of the salvage operation has been graphically analyzed. It has been noted that the change in the discharge force has a weakly nonlinear effect on the impact parameters, and the influence of the other two factors has a pronounced extremum. The conditions which lead to the salvage operation shock mode traversing to pulse-wave one have been formulated. Recommendations on a choice of the salvage operation technological parameters for Naftogaz of Ukraine subsidiaries depending on various categories and types of the sticking have been formulated. Cases of the effective use of a drilling jar have been reported. Requirements for the drilling jar design have been formulated. It is proposed to replace the imported Hydra-jar with the construction in the form of two separate structures with mechanical locking pairs to create selective "up-down" strikes. The BHA design with two drill jars to realize the effect of shock wave acceleration has been proposed.*

Key words: drilling tool; sticking; abandoning by impact; drilling jar; drill string surge; factorial experiment, experimental design.

## Вступ

При ліквідації заклинювань КНБК з допомогою бурового яса можуть виникати ситуації, коли доцільно застосовувати вибіркові ударні навантаження, спрямовані лише вгору, або тільки вниз. Як приклад можна навести гідравлічні ударні механізми (ГУМ) вибіркової «удар вгору – удар вниз» дії під маркою Hydra-jar. Застосовуються також інші аналогічні конструкції, що поєднують в одному корпусі гідравлічний та механічний типи УМ.

Також відомий і застосовується на практиці такий спосіб ліквідації прихоплень як імпульсно-хвильовий з використанням спеціальних конструкцій УМ, наприклад УЛП-190-1. Імпульсно-хвильовий спосіб ліквідації прихоплень універсальний тим, що можна ліквідувати прихоплення різного походження, у тому числі і такі, що вимагають створення динамічних навантажень, спрямованих як вгору, так і вниз.

Розвиток глибокого буріння та збільшення кількості свердловин, що споруджуються в ускладнених геологічних умовах, збільшує попит на УМ інших оригінальних конструкцій для забезпечення безперебійної проводки свердловини відповідними КНБК, а отже, у майбутньому виникне необхідність налагодження їхнього серійного виробництва. При цьому таке завдання може бути виконано у випадку здешевлення УМ з одночасним досягненням необхідної якості та надійності. Прийнято називати ті конструкції УМ, які можуть застосовуватися у складі КНБК при бурінні свердловин, буровими ясами. Всі інші конструкції УМ застосовують тільки в ловильному варіанті для нанесення ударів по прихопленому інструменту після спеціальних робіт зі з'єднання ловильної колоди труб із колоною, залишеною у свердловині.

Для аналізу впливу основних факторів ліквідації прихоплення ударними способами застосовують як методи математичного моделювання роботи УМ у складі КНБК, так і статистичні методи аналізу.

## Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Імпульсно-хвильовий спосіб ліквідації прихоплень найбільш повно описано в [1]. Цей спосіб, із застосуванням УМ типу УЛП-190-1, з успіхом використовували для ліквідації прихоплень у 1970-х – 1990-х роках у глибоких свердловинах нафтових і газових родовищ Північного Кавказу, Середньої Азії та Західного Сибіру. Дослідження, виконані свого часу у НВО «Буріння» (м. Краснодар) В.Н.Пановим та А.К.Самотоєм, показали, що імпульсно-хвильовий спосіб нанесення ударних навантажень по прихопленому інструменту дає успішні результати, якщо точно розрахувати місце розміщення УМ в аварійній колоні бурильних труб при дотриманні інших параметрів нанесення ударних імпульсів. При цьому місце розміщення УМ у бурильній колоні було далеко вище за верхню межу КНБК. Всі спроби застосування УЛП-190-1 у вмонтованому під час проводки свердловини варіанті закінчилися на той час невдачею, а тому цей тип УМ застосовувався тільки в ловильному варіанті.

Набагато успішніше завершилися зарубіжні розробки зі створення гідравлічних та механічних типів УМ, у т.ч. вмонтованих у КНБК при бурінні свердловини [2,3]. Гідравлічні бурові яси типу Hydra-jar, а також інші аналогічні конструкції, що об'єднують в одному корпусі дію гідравлічного та механічного УМ, починаючи з кінця 1970-х років з успіхом застосовуються в різних нафтогазовидобувних регіонах світу, а починаючи з 2000-х – також під час бу-

ріння глибоких нафтогазових свердловин на сході України. Часте застосування бурового яса у складі КНБК для попередження та ліквідації прихоплень призвело до того, що витрати на прокат цього типу аварійного інструменту стали закладатися у відповідні кошторисні розрахунки. При цьому оптимізації технологічних параметрів роботи УМ було приділено чи не найважливішу увагу як методами математичного моделювання [1,4], так і статистичними методами [5].

Регресійний аналіз є найбільш поширеним статистичним методом обробки експериментальних даних з метою отримання емпіричних залежностей. В основі обробки результатів дослідження за методом чорної скриньки покладено метод найменших квадратів, а сама регресійна модель може бути як лінійною, так і нелінійною. Для умов оптимізації, як правило, застосовують нелінійні рівняння регресії типу квадратичних, або ж поліномів вищого порядку. У цьому випадку бажаний результат найлегше отримати з використанням теорії планування експерименту [6,7].

#### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на досить широке застосування методів математичної статистики в бурінні, все ще залишаються невирішеними проблеми, пов'язані з оптимізацією деяких технологічних рішень, що мають місце під час ліквідації ускладнень та аварій з бурильним інструментом. Насамперед це стосується застосування ударних механізмів у складі КНБК, з точки зору оптимального поєднання різних факторів для досягнення максимальної сили удару. Відповідно, залишається актуальною та вимагає подальшого розвитку в нових умовах буріння на ДДЗ технологія застосування ударних механізмів різних конструкцій, у тому числі зарубіжного виробництва. Не до кінця визначеним залишається застосування УМ в імпульсно-хвильовому та ударному режимах роботи, тобто питання, якій з цих двох технологій надати перевагу на практиці. Оптимізаційні статистичні методи теорії планування експерименту для вибору основних технологічних параметрів ліквідації прихоплення з допомогою бурового яса раніше не застосовувалися.

Потрібно також відмітити, що навіть за умови дуже непоганих характеристик Hydra-jar, все ж потрібно напрацювати альтернативу даному буровому ясу, конструкцію якого можна було б виготовити на вітчизняних заводах.

#### Формулювання цілей статті

Цілями даної статті є пошук оптимальних значень технологічних параметрів ліквідації прихоплень бурильного інструменту за допомогою бурового яса на базі теорії планування експерименту та регресійного аналізу, а також розроблення альтернативної конструкції КНБК з буровим ясом подвійної дії для вертикальних та умовно вертикальних свердловин.

#### Висвітлення основного матеріалу дослідження

Під час проведення досліджень із застосуванням теорії планування факторного експерименту (ПФЕ) розрізняють активний і пасивний експерименти. Якщо експеримент зводиться до отримання результатів поведінки об'єкта при випадкових значеннях вхідних параметрів  $X$ , експеримент є пасивним. Якщо при проведенні експерименту всі параметри вимірюються за раніше складеним планом, то експеримент є активним. При плановому експерименті об'єкт дослідження повинен мати такі властивості:

1) результати експерименту повинні бути відновлюваними;

2) об'єкт повинен бути керованим.

Експеримент називається відновлюваним, якщо при фіксованих умовах дослідження в різний час ми отримуємо одне і те ж значення вихідної величини в межах відносно невеликої похибки. Для виявлення прийнятного результату цей експеримент повторюється кілька разів через нерівні проміжки часу. Розкид значень вихідної величини характеризують відновлюваність результатів дослідження. Якщо це значення не перевищує заданої величини, то об'єкт задовольняє властивостям відновлюваності.

Спочатку для групи методів теорії планування експерименту потрібно перейти від значень факторів у натуральних величинах до значень цих же факторів у кодованих величинах, що рівноцінно заміні системи координат. Для переходу від натуральних значень до кодованих використовують умови нормування факторів, задані формулами [6,7]:

$$x_i = \frac{X_{iH} - X_{i0H}}{I_{iH}},$$

$$X_{i0H} = \frac{X_{iHmax} + X_{iHmin}}{2},$$

$$I_{iH} = \frac{X_{iHmax} - X_{iHmin}}{2},$$

де  $X_{iH}$  - поточне значення  $i$ -го фактора в натуральних одиницях вимірювання;

$X_{i0H}$  - середина інтервалу зміни  $i$ -го фактора натуральної шкали;

$X_{imax}$  ,  $X_{imin}$  - максимальне та мінімальне значення зміни і-го фактора;

$I_{in}$  - величина інтервалу зміни і-го фактора.

Відтак складають план експерименту відповідно до прийнятого методу. Наприклад, для ротатабельного центрального композиційного плану умови побудови [6,7] наведено у табл. 1.

**Таблиця 1 – Умови ротатабельності плану**

План	$2^3$	$2^4$
Кількість дослідів у ядрі ( $2^n$ за ПФЕ)	8	16
Кількість зіркових точок ( $2n$ )	6	8
Кількість дослідів у центрі плану $N_0$ або	6 1	7 1
Величина $\alpha$ у плані експерименту	1,682	2,000
Повна кількість дослідів $N = 2^n + 2n + N_0$ або $N = 2^n + 2n + 1$	20 15	31 25

Коефіцієнти квадратичного рівняння регресії при ротатабельному плануванні можна визначити за формулами [7]

$$b_0 = 0,1663 \sum_{u=1}^{20} y_u - 0,0568 \sum_{i=1}^3 \sum_{u=1}^{20} x_{i,u}^2 y_u ,$$

$$b_i = 0,0732 \sum_{u=1}^{20} x_{i,u} y_u ,$$

де  $x_{i,u}$  - кодовані значення факторів у зіркових точках;

$y_u$  - значення критерію в кожному дослідженні під час експерименту з 20 досліджень для плану  $2^3$ .

Як і для будь-якого іншого методу математичної статистики, виконується статистична перевірка отриманого результату на значущість та адекватність реальному процесу.

Перехід від кодованих факторів у отриманому рівнянні регресії до натуральних значень виконують за тими ж умовами нормування факторів, що і на початку при їх кодуванні.

З метою пошуку оптимальних значень технологічних параметрів ліквідації прихоплень з допомогою ударних механізмів, та забезпечення максимізації внутрішньої сили у тому чи іншому напрямку в післяударному періоді був складений ротатабельний центральний композиційний план виду  $2^3$ . Входи плану подані у вигляді технологічних параметрів ліквідації прихоплення, а саме: сили розрядки яса, довжини ОБТ над ясом і ходу бойка, які формують трифакторний експеримент. Для нормалізування факторів та задання області планування експерименту в табл. 2 неведено інтервали можливої у більшості випадків зміни факторів у відповідності до прийнятої технології ліквідації прихоплень.

Решта вхідних змінних з дотриманням адекватності моделі та для розширення можливості подальшого застосування результатів факторного експерименту відповідає таким значенням [1]: глибина верхньої межі прихоплення – від 2400 до 3000м; відстань від верхньої межі прихоплення до місця встановлення яса – 100м (ця вільна частина прихопленого інструменту в розрахунках представлена ОБТ-146); густина бурового розчину від 1250 до 1300кг/м<sup>3</sup>; коефіцієнт в'язкого опору – від 0,5 до 1,5с<sup>-1</sup> для умовно вертикальної свердловини; оснащення талевої системи 5×6 за діаметра талевого канату 32мм та відстані між блоками близько 35м. Аварійна колона представлена дворозмірною компоновкою, а саме – ОБТ-146 над ясом та сталевую колоною бурильних труб діаметром 127мм до устя свердловини. Модуль пружності 2,06×10<sup>11</sup> Па для всіх сталевих секцій колони.

Матриця центрального ротатабельного композиційного плану для трьох факторів включає три гіперсфери і відповідає табл. 3.

**Таблиця 2 – Інтервали зміни факторів**

Фактор	Значення фактора відповідно до технології		Варіювання факторів за рівнями					Інтервал варіювання
	min	max	-1,682	-1	0	+1	+1,682	
x1 - сила розрядки яса, F, кН	100	500	115	190	300	410	485	110
x2 - довжина ОБТ, L, м	0	120	6	28	60	92	114	32
x3 - хід бойка, l, м	0,1	1,2	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	0,3

Таблиця 3 – План експерименту

План	N	X0	X1	X2	X3	X1X2	X1X3	X2X3	X1 <sup>2</sup>	X2 <sup>2</sup>	X3 <sup>2</sup>	Значення функції	
												y1, кН	y2, кН
ПФЕ 2 <sup>3</sup>	1	+1	-1	-1	-1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	239,5	-315,4
	2	+1	+1	-1	-1	-1	-1	+1	+1	+1	+1	1775	-473,2
	3	+1	-1	+1	-1	-1	+1	-1	+1	+1	+1	305,8	-542
	4	+1	+1	+1	-1	+1	-1	-1	+1	+1	+1	1841	-699,9
	5	+1	-1	-1	+1	+1	-1	-1	+1	+1	+1	-108,4	-4060
	6	+1	+1	-1	+1	-1	+1	-1	+1	+1	+1	1427	-4218
	7	+1	-1	+1	+1	-1	-1	+1	+1	+1	+1	-42,1	-4287
	8	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	1493	-4445
Зірковий план	9	+1	-α	0	0	0	0	0	α <sup>2</sup>	0	0	720,9	-291,6
	10	+1	α	0	0	0	0	0	α <sup>2</sup>	0	0	3117	-612,8
	11	+1	0	-α	0	0	0	0	0	α <sup>2</sup>	0	945,8	-565,9
	12	+1	0	α	0	0	0	0	0	α <sup>2</sup>	0	844,9	-1021
	13	+1	0	0	-α	0	0	0	0	0	α <sup>2</sup>	882,4	-775,1
	14	+1	0	0	α	0	0	0	0	0	α <sup>2</sup>	1127	-3950
Центр плану	15	+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1370	-561,3
	16	+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1370	-561,3
	17	+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1370	-561,3
	18	+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1370	-561,3
	19	+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1370	-561,3
	20	+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1370	-561,3
β для y1		1381	744,59	6,95	-71,76	-0,007	-0,002	0	110,22	-251,9	-213,2		
β для y2		-522,1	-85,79	-122,5	-1487	-0,001	-0,004	-0,009	-202,4	-323,1	-878,2		

Ядром плану є повний факторний експеримент виду 2<sup>3</sup>. Зірковий план включає три точки, які розміщуються на сфері радіусом, рівним зірковому плечу  $\alpha = 1,682$ . Центр плану відповідає нульовим координатам шести додаткових експериментів. План містить 20 точок при кількості оцінюваних коефіцієнтів 10. Коефіцієнти розраховано в нормованих факторах X1, X2, X3 та наведено у табл.3 для двох функцій відгуку: y1 – максимальне значення внутрішньої сили на верхній границі прихоплення в післяударному періоді, maxIFLn, кН; y2 – мінімальне значення внутрішньої сили на верхній границі прихоплення в післяударному періоді, minIFLn, кН. Значення отриманих коефіцієнтів показують, що вплив сукупності факторів X1X2, X1X3, X2X3 є дуже незначним, а, значить, поєднання цих факторів можна виключити з рівняння регресії.

Окремо слід зупинитися на критеріях успішності застосування бурового яса. Оскільки ці дані передбачають вимірювання внутрішньої сили у перерізах колони труб від створюваного буровим ясом удару, які на виробництві не виконували, то виходи Y тут представлено результатами розрахунків за математичною моделлю, наведеною в [1]. Вхідні дані для моделювання взято на основі результатів ліквідації

прихоплень на ряді свердловин, пробурених наприкінці 1990-х початку 2000-х років на таких свердловинах Шебелинського, Хрещищенського та Стрийського ВБР [1] 52 та 109-Яблунівська, 120-Новоукраїнська, 89, 102-Розпашнянська, 60-Юліївська, 60, 64 та 67 Матвіївська, 55-Личківська, 111, 131, 132-Березівська, 92, 99-Мелихівська, 800-Шебелинська.

Практично, рівняння в тому вигляді, у якому вони отримані за планом табл.3, у розрахунках не використовують. Застосовуючи умову нормованості факторів, було зроблено перерахунок функцій відгуку на фактичні вихідні величини. Остаточо отримали такі рівняння регресії

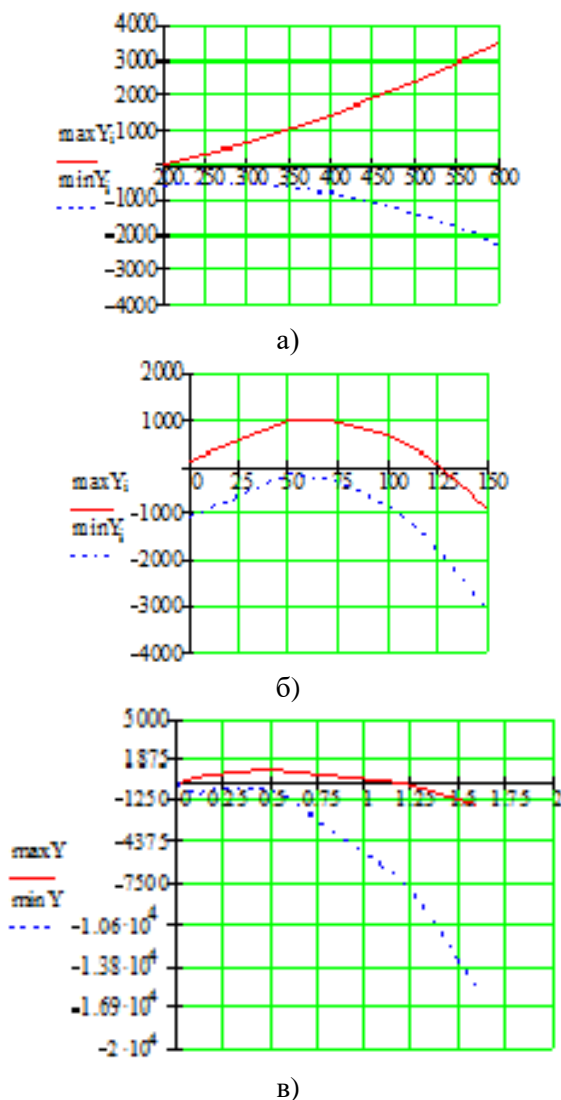
$$\begin{aligned} \max Y = & -1437,786 + 1,304F + 29,735L + \\ & + 2603,467l + 9,109 \cdot 10^{-3}F^2 - \\ & - 0,246L^2 - 2368,9l^2, \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \min Y = & -3238,21 + 9,255F + 34,035L + \\ & + 6752,04l - 1,672 \cdot 10^{-2}F^2 - \\ & - 0,316L^2 - 9757,256l^2, \end{aligned} \quad (2)$$

де maxY, minY – відповідно максимальна та мінімальна внутрішні сили (maxIFLn, minIFLn) на верхній границі прихоплення в післяударному періоді, кН. Інші позначення в рівняннях (1) та (2) відповідають наведеним у табл. 2.

Для встановлення оптимальних значень технологічних параметрів ліквідації прихоп-

лень з допомогою ударних механізмів з прийнятною для практичних цілей точністю достатньо побудувати графіки залежностей функцій відгуку від факторів у рівняннях. На рис. 1 наведено графіки зміни максимальних і мінімальних значень внутрішньої сили в проєкціях поверхні рівня на відповідні координатні площини.



**Рисунок 1 – Залежність максимальної та мінімальної внутрішньої сили від режимних параметрів ударного способу ліквідації прихоплення: а) сили розрядки яса; б) довжини ОБТ; в) ходу бойка**

Із рис. 1а видно, що зміна сили розрядки яса виявляє слабонелінійний вплив на максимальне та мінімальне значення внутрішньої сили у зоні прихоплення в післяударному періоді. Якщо взяти до уваги чисто функціональну залежність між силою розрядки та внутрішньою силою удару, то ця залежність знаходиться у лінійній пропорції. Можливо, слабка нелінійність, отримана в результаті факторного експе-

рименту, пов'язана з видом квадратичної функції, застосованої у даному плані. Виходячи з графіка (рис. 1а), вплив сили розрядки яса на ефективність ліквідації прихоплення збільшується після досягнення значень 400-450кН, але на практиці дуже рідко застосовують такі значення сили натягу інструменту для створення ударів, що пов'язано з обмеженою міцністю труб, великими амплітудами коливань талевої системи під час нанесення ударів ясом і, як наслідок, погіршенням умов безпечного ведення аварійних робіт.

Вплив на внутрішню силу двох інших факторів, як це слідує з рис. 1б і в, має чітко виражений екстремум. Для довжини ОБТ над ясом цей екстремум відповідає значенню 50-70 м, а для ходу бойка яса – 0,3-0,6 м відповідно. Однак, прямо орієнтуватися на екстремальні значення з графіків можна тільки в тому випадку, якщо з допомогою технології ударної дії потрібно створити жорсткий удар, спрямований вгору. В інших випадках удар ясом по прихопленому інструменту буде менш жорстким, а якщо застосувати ОБТ довжиною більше 120м і ударний механізм із ходом бойка більше 1м, то можна перейти до імпульсно-хвильового, направленного вниз, режиму ліквідації прихоплення. При цьому результати розрахунків показують, що в імпульсно-хвильовому режимі ліквідації прихоплення більшої внутрішньої сили можна досягнути тільки завдяки великим робочим ходам УМ – від 1,5м та більше. Якщо брати до уваги конструктивні ходи бойка УМ, які найчастіше зустрічаються (від 0,16 до 0,35 м), то тут перевагу по створюваній внутрішній силі у післяударному періоді потрібно віддати саме ударному режиму роботи УМ.

З урахуванням вищенаведеного в табл. 4 подано рекомендації щодо вибору параметрів технології ліквідації прихоплення з допомогою ударних механізмів верхнього бою для різних категорій та видів прихоплення.

Взявши до уваги рекомендації, подані у табл. 4, розглянемо можливість застосування у складі КНБК двох окремих конструкцій бурового яса подвійної дії з механічними замковими пристроями.

Вартість виготовлення механічного замкового пристрою не повинна перевищувати вартості гідравлічної частини ГУМ, а виробничий процес виготовлення та ремонту цього вузла має забезпечувати ремонтна база бурового підприємства. З нашої точки зору, цій вимозі відповідає замковий вузол, що містить силову цапгу, закріплену в корпусі, та бурт, виконаний на штоку бурового яса. Експериментальні

Таблиця 4 – Рекомендації щодо вибору технологічних параметрів ліквідації прихоплення

Категорія і вид прихоплення	Параметри ударної дії		
	Сила розрядки яса, кН	Довжина ОБТ, м	Хід бойка, м
Прихоплення внаслідок перепаду тиску	> 200кН	Будь-яка, в т. ч. без ОБТ	≥ 0,16м
Розклинювання у звуженій частині при спуску	≥ 400кН	50-70м	0,3-0,6м
Розклинювання в жолобі при підйманні або у звуженій частині стовбура при підйманні	≤ 200кН	> 120м	> 1м
Розклинювання стороннім предметом	≤ 200кН або ≥ (400-450кН)	50-70м або >120м	0,3-0,6м або >1м

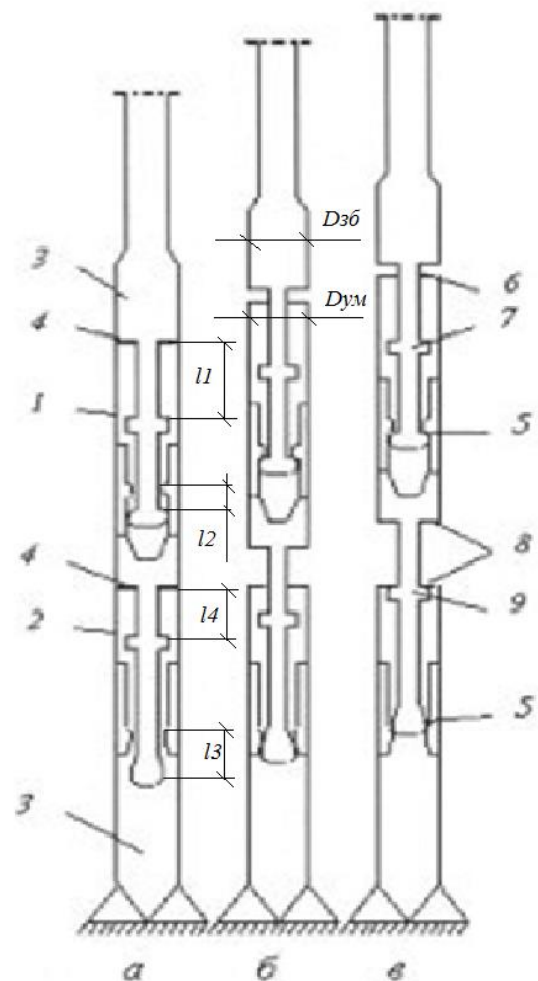
дослідження показали, що можна забезпечити стабільне спрацювання замкової пари цангового типу у межах 50..90кН на заряджання та 200..300кН на розряджання. Такі показники, особливо при розряджанні замкової пари, є гіршими за показники, що забезпечуються буровими ясами гідравлічного типу. Проте, на практиці відомі випадки, коли за швидкого введення в дію яса (коли сила прихоплення ще достатньо не сформована) добивалися звільнення прихопленого інструменту, наносячи серію ударів із силою розряджання яса до 300кН. Інші вимоги до конструкції бурового яса, а саме, застосування методів зміцнення робочих поверхонь штока та відповідної частини корпуса, яка взаємодіє зі штоком, залишаються в силі як для бурового яса гідравлічного типу, так і для бурового яса механічного типу.

Розглянемо спочатку можливість застосування зведеного бурового яса з ударом вгору, що наноситься верхнім ясом, та ударом вниз, що наноситься нижнім. Для нанесення ударних навантажень та зменшення ймовірності прихоплення КНБК необхідно витримати деякі геометричні співвідношення (рис. 2):

1)  $l_1 - l_2 = l_{обв}$ , де  $l_1$  - відстань між бойком та ковадлом верхнього яса у зімкнутому положенні;  $l_2$  - відстань між робочими поверхнями замкового вузла верхнього яса у зімкнутому положенні;  $l_{обв}$  - хід бойка на удар верхнього яса;

2)  $l_3 = l_4 = l_{обн}$ , де  $l_3$  - відстань між робочими поверхнями замкового вузла нижнього яса у зімкнутому положенні;  $l_4$  - хід обмежувача бойка нижнього яса;  $l_{обн}$  - хід бойка на удар нижнього яса;

3)  $D_{ум} \leq D_{зб}$ , де  $D_{ум}$  - зовнішній діаметр яса;  $D_{зб}$  - зовнішній діаметр замків бурильних труб, або ОБТ, розміщених над ясом.



1,2 – бурові яси; 3 – ОБТ; 4 – поверхні передачі навантаження на долото; 5 – замкові пари цангового типу; 6 – ковадло; 7 – бойок; 8 – ударні поверхні для ударів вниз; 9 – обмежувач ходу штока

Рисунок 2 – Розміщення рухомих частин УМ із механічними замковими парами на різних етапах роботи

Серед типових виробничих операцій, які виконуються під час застосування ударних механізмів у ловильному варіанті (таких як роз'єднання прихоплених труб у свердловині, піднімання вільної частини труб на поверхню, підбір ударного механізму разом з ударною компоновкою, спуск ударної компоновки і з'єднання із залишеним прихопленим інструментом, нанесення ударів у потрібному напрямку) запропоновано [1] технологію ліквідації прихоплень, яка передбачає також визначення дисипативних параметрів за рахунок вимірювання сил опору при переміщенні труб у свердловині та поєднання УМ разом зі встановленням ванн, а також застосування акселератора УМ. Даються також спеціальні вказівки щодо характерних ситуацій застосування ударного способу дії на місце прихоплення.

Досвід ліквідації прихоплень на площах ДДЗ [1] наглядно демонструє, що застосування нафтових ванн у комплексі з динамічною дією ударними механізмами забезпечує позитивний результат. Механізм вивільнення прихопленого інструменту під час нанесення періодичних ударних навантажень разом із встановленням нафтової ванни залежить від умов виникнення прихоплення, величини і природи утримуючої сили.

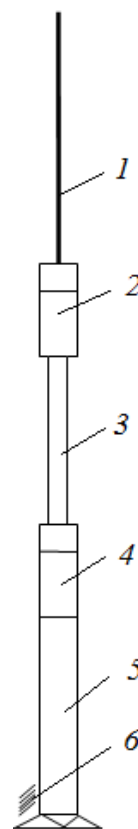
У доударному періоді на верхній границі прихоплення максимальні (або пікові) значення динамічної складової внутрішньої сили у вільній частині прихоплених труб є постійними до нанесення удару ясом і високочастотними, так як довжина неприхопленої частини цих труб дуже мала у порівнянні з довжиною аварійної колони.

Коливання силових хвиль в аварійній колоні у доударному періоді відбуваються з низькою частотою внаслідок великої довжини цієї колони та наявності ОБТ над ясом, і, відповідно, мають більшу амплітуду.

У момент удару бойка по ковадлу яса коливання у вільній частині прихоплених труб і коливання в аварійній колоні (неприхопленій частині) накладаються, породжуючи своєрідний «сплеск» або імпульс результуючої хвилі. Якщо природа утримуючої сили є такою, що позитивного результату можна досягнути, створюючи силові хвилі, направлені по чергово як вгору, так і вниз, (наприклад, при прихопленні від перепаду тиску), то за допомогою регулювання режимних параметрів ударного способу або інших, котрі є доступними при реалізації даної технології, досягають максимізації розмаху динамічної складової внутрішньої сили.

Якщо відповідно до природи утримуючої сили необхідно створити направлену або вгору, або вниз дію на прихоплений інструмент, наприклад при заклинюванні в жолобі або в звуженій частині стовбура, то, змінюючи технологічні та інші параметри, необхідно добитися максимізації (чи мінімізації в залежності від необхідності) однієї з внутрішніх сил. Ретельне вивчення випадків застосування ударних механізмів на площах ДДЗ, а також велика кількість виконаних розрахунків [1] дають підстави стверджувати, що фізичні процеси імпульсно-хвильового режиму присутні в коливальних системах також і в ударному режимі ліквідації прихоплення, якщо ударні механізми розташовані на деякій, навіть незначній, відстані від місця прихоплення.

Наведені вище висновки, зроблені на базі розрахунків [1], покладені в основу створення методу акселерації удару з двома УМ подвійної дії однакового напрямку «удар вгору» або «удар вниз». Як приклад, схематичне розміщення УМ верхнього бою в КНБК при цьому продемонстровано на рис. 3.



1 – колона бурових труб; 2, 4 – УМ верхнього бою; 3 – товстостінні бурові труби (ТБТ); 5 – КНБК; 6 – зона прихоплення

**Рисунок 3 – Схема розміщення двох УМ подвійної дії однакового напрямку удару**

Для практичної реалізації ефекту прискорення ударної хвилі необхідно реалізувати такі умови:

1) конструкції УМ 2 та 4 на рис.3 мають забезпечувати одну і ту ж саму величину сили розрядки замкової пари;

2) ходи бойка верхнього 2 та нижнього 4 УМ разом із довжиною колони ТБТ 3 мають бути узгоджені таким чином, щоб у після ударного періоді напрям розповсюдження ударної хвилі в колоні ТБТ 3 та в колоні БТ 1 співпадав (був направлений вгору) та пісиливав ударну хвилю за амплітудою.

За цих умов при натягу колони труб на величину сили розрядки УМ спочатку буде спрацьовувати замкова пара верхнього УМ, оскільки під цим УМ розміщено додаткову вагу колони ТБТ. Від удару верхнього яса у наступний момент повинна спрацьовувати замкова пара нижнього яса. Далше потрібно розрахувати і встановити ходи бойка обох УМ та довжину колони ТБТ таким чином, щоб забезпечити резонанс від коливальних процесів у аварійній колоні, колоні ТБТ та в колоні БТ. Не виключено, що для цього бурові яси мають бути з регульованими з поверхні ходами бойка, а сама аварійна колона – бути забезпеченою датчиком резонансу з показуючим пристроєм на пульті бурової установки.

Таким чином, забезпечення КНБК двома буровими ясами дасть можливість реалізувати параметри КНБК, які б одночасно сприяли покращенню показників механічного буріння, проводки похило-скерованих свердловин у заданому напрямку та енергетичних характеристик ліквідації заклинювань КНБК ударною та імпульсно-хвильовою діями. Застосування КНБК чи аварійної компоновки з двома окремими ясами надає більші можливості із пристосуванням до певних умов ліквідації прихоплення та вибору кращих параметрів динамічних навантажень на прихоплений інструмент.

### Висновки

1. Застосування ударних механізмів для ліквідації прихоплення може бути ефективним тільки у випадках, якщо параметри режиму нанесення ударів (режиму технології) строго відповідають природі утримуючої сили та компоновці аварійного інструменту. У силу цього кращим варіантом застосування ударного механізму є ловильний варіант.

2. Якщо ударний механізм застосовується у вмонтованому в КНБК при бурінні варіанті, то через невизначеність місця та причини виникнення прихоплення, ефективних значень ди-

намічних параметрів дії на прихоплений інструмент на практиці реалізувати швидше за все не вдасться. У цьому випадку ліквідація прихоплення буде відбуватися за рахунок негайної ударної дії по ще не повністю сформованій утримуючій силі. Але й тут потрібні відомості про природу формування утримуючої сили, оскільки в іншому випадку існує ймовірність того, що прихоплення можна ускладнити. Аналіз виникнення та ліквідації прихоплення на окремих площах ДДЗ може допомогти у виборі місця розташування бурового яса в КНБК.

3. Кращими конструкціями бурового яса, окрім загальновідомих вимог щодо їхнього виготовлення з позицій міцності та зносостійкості, слід визнати такі, які реалізують чисто ударний режим роботи з двома замковими парами для нанесення вибіркового вгору-вниз ударів по прихопленому інструменту. З позицій цього запропоновано застосовувати дві окремі конструкції бурового яса з механічними замковими парами. Забезпечення КНБК двома буровими ясами різносторонньої та селективної «удар вгору – удар вниз» дії дасть можливість реалізувати параметри КНБК, які б одночасно сприяли покращенню показників механічного буріння, проводки похило-скерованих свердловин у заданому напрямку та енергетичних характеристик ліквідації заклинювань КНБК ударною дією.

4. З метою акселерації ударної хвилі запропоновано використовувати здвосні УМ подвійної дії однакового напрямку удару «тільки вгору» або «тільки вниз». Акселерація динамічних навантажень на прихоплений інструмент відбувається завдяки використанню подвійного жорсткого удару, підсиленого імпульсно-хвильовою дією труб, розташованих між УМ.

### Література

1. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія. Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. 376с.
2. [www.slb.com/resource-library/case-study/dr/integrated-premier-oil-indonesia-cs](http://www.slb.com/resource-library/case-study/dr/integrated-premier-oil-indonesia-cs)
3. Oliveira V.C., Martinez M.A., Zahrani B.S., Abouelnaai K.K. A Study of Drilling Jar Utilization and Effectiveness in the Kingdom of Saudi Arabia. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. April 4-6, 2017. ISBN 978-1-61399-532-7.

4. Askew W.E. Computerized Drilling Jar Placement. *IADC/SPE Drilling Conference*. February 9-12, 1986. Dallas, Texas. ISBN 978-1-55563-621-0.

5. Selvik J.T., Aven T. An extended Bayesian updating approach to support product selection based on performance testing – A drilling jar case. *Reliability, Risk and Safety: Theory and Applications*. Taylor & Francis Group, London, 2010. ISBN 978-0-415-55509-8.

6. Мисак В.Ф. Методи ідентифікації статистичних характеристик об'єктів керування. Київ: вид-во КПІ, 2009. 62 с.

7. Тихомиров В.Б. Планирование и анализ эксперимента. Москва: Легкая индустрия. 1974. 262 с.

### References

1. Mysluk M.A., Rybchych I.Y., Yaremiychuk R.S. Burinnya sverdlovin. Dovidnyk . T5: Uskladnennya. Avarii. Ekolohia. K.: Interpres LTD, 2004. 376 p. [in Ukrainian]

2. [www.slb.com/resource-library/case-study/dr/integrated-premier-oil-indonesia-cs](http://www.slb.com/resource-library/case-study/dr/integrated-premier-oil-indonesia-cs)

3. Oliveira V.C., Martinez M.A., Zahrani B.S., Abouelnaai K.K. A Study of Drilling Jar Utilization and Effectiveness in the Kingdom of Saudi Arabia. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. April 4-6, 2017. ISBN 978-1-61399-532-7.

4. Askew W.E. Computerized Drilling Jar Placement. *IADC/SPE Drilling Conference*. February 9-12, 1986. Dallas, Texas. ISBN 978-1-55563-621-0.

5. Selvik J.T., Aven T. An extended Bayesian updating approach to support product selection based on performance testing – A drilling jar case. *Reliability, Risk and Safety: Theory and Applications*. Taylor & Francis Group, London, 2010. ISBN 978-0-415-55509-8.

6. Mysak V.F. Metody identyfikatsii statystychnykh kharakterystyk obyektiv keruvannya. Kyiv: KPI, 2009. 62 p. [in Ukrainian]

7. Tikhomirov V.B. Planirovanie i analiz experimenta. Moskva. Lehkaya Industriya, 1974. 262 p. [in Russian]

## ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО ПРИВОДА ШТАНГОВОГО ГЛИБИННОГО НАСОСА

*І. Б. Копей*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: ndl ng i @ n u n g . e d u . u a*

*Найпоширенішим механізованим способом видобування нафти є використання штангових глибинних насосних установок. Експлуатація свердловин даним способом характеризується помірними витратами на обладнання та його обслуговування, збільшенням видобутку при розробці важковидобувних запасів нафти, збільшенням виробітку пласта, яке досягається зниженням критичного рівня вибійного тиску. Установка штангового глибинного насоса включає наземне і свердловинне обладнання. До наземного обладнання відносяться привод, обладнання устя свердловини та система управління. На сьогодні як привод зазвичай використовують верстат-качалку, який представляє собою чотириланковий кривошипно-шатунний механізм, що перетворює обертальний рух кривошипа в зворотно-поступальний рух підвіски устьєвого штока. Розглянуто перспективи створення і впровадження на нафтових промислах України нетрадиційних конструкцій приводів, що замінюють класичні верстати-качалки, а саме, гідроприводів штангових глибинних насосів, та визначено можливі області їх використання. Проведено критичний порівняльний аналіз існуючих конструкцій гідралічних приводів провідних світових виробників, висвітлено їх конструктивні особливості порівняно з верстатами-качалками і ланцюговими приводами, виявлено основні переваги та недоліки. Особливо виділено можливості використання дистанційного та автоматичного регулювання режимів роботи гідралічного приводу, що дає змогу проводити моніторинг і дистанційне управління технологічним процесом в режимі реального часу з мінімальною участю обслуговуючого персоналу. Представлені результати проведення дослідно-промислового випробування гідралічного приводу ПШН-80-2,5 з пневматичним врівноваженням на свердловині № 64-Долина наукового полігону Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, які підтвердили працездатність усіх систем приводу, а також зручність проведення операцій за його монтажу на свердловині.*

**Ключові слова:** установка штангового глибинного насоса, механізований спосіб експлуатації, верстат-качалка, гідралічний привод, пневматичне врівноваження.

*Самым распространенным механизированным способом добычи нефти является использование штанговых глубинных насосных установок. Эксплуатация скважин данным способом характеризуется умеренными затратами на оборудование и его обслуживание, увеличением добычи при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти, увеличением выработки пласта, которое достигается снижением критического уровня давления на выбое. Установка штангового глубинного насоса включает наземное и скважинное оборудование. К наземному оборудованию относится привод, оборудование устья скважины и система управления. На сегодня в качестве привода в основном используют станок-качалку, который представляет собой четырехзвенный кривошипно-шатунный механизм, преобразующий вращательное движение кривошипа в обратно-поступательное движение подвески устьєвого штока. Рассмотрены перспективы создания и внедрения на нефтяных промыслах Украины нетрадиционных конструкций приводов, заменяющих классические станки-качалки, а именно, гидрприводов штанговых глубинных насосов, определены возможные области их использования. Проведен критический сравнительный анализ существующих конструкций гидравлических приводов ведущих мировых производителей, освещены их конструктивные особенности по сравнению со станками-качалками и цепными приводами, выявлены основные преимущества и недостатки. Отдельно выделены возможности использования дистанционного и автоматического регулирования режимов работы гидравлического привода, позволяющего проводить мониторинг и дистанционное управление технологическим процессом в режиме реального времени с минимальным участием обслуживающего персонала. Представлены результаты проведения опытно-промислового испытания гидравлического привода ПШН-80-2,5 с пневматическим уравновешиванием на скважине № 64-Долина научного полигона Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, которые подтвердили работоспособность всех систем привода, а также удобство проведения операций по его монтажу на скважине.*

**Ключевые слова:** установка штангового глубинного насоса, механизированный способ эксплуатации, станок-качалка, гидравлический привод, пневматическое уравновешивание.

The most widespread mechanized way of oil production is use of sucker rod deep pumping units. This mode of well operation is characterized by moderate costs of the equipment and its service, increase in production when developing difficult-to-recover oil reserves, increase in production of layer which is reached by decrease in critical bottom hole pressure. Installation of the sucker rod deep pump comprises the land and borehole equipment. The drive, the well head setup and control system belongs to the land equipment. For today the pump unit is used as a wire. The unit itself represents the four-link crank-and-rod mechanism converting crank rotational motion into reciprocal motion of polished rod carrier bar. The work considers the prospects of creation and implementation of the drives nonconventional designs replacing classical pumping units, namely hydraulic actuators of sucker rod deep pumps on Ukrainian oil fields. Furthermore, the possible fields of their use has been defined. The hydraulic pressure drives existing designs presented by the leading global manufactures have been analyzed via critical-comparative method. Moreover, their design features in comparison with pumping units and chain occasions have been covered, the main advantages and shortcomings have been revealed. The usage possibilities of remote and automatic control of the hydraulic pressure drive working mode have been specified. The drive allows to carry out monitoring and remote control of technological process in real time with the minimum participation of service staff. The work presents the results of the hydraulic pressure drive PSHN-80-2.5 with pneumatic equilibration pilot test on well 64-Dolyna of scientific testing ground of the Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas which have confirmed the work capacity of all drive systems and also convenience of carrying out the installation operations.

Keywords: installation of the sucker rod deep pump, the mechanized way of operation, the pumping unit, hydraulic pressure drive, pneumatic equilibration.

### Вступ

Нафта є найважливішим джерелом рідкого палива, мастил, сировиною для синтетичних матеріалів тощо. Поклади нафти залягають на глибинах від десятків метрів до 5 – 6 км. За всю історію видобуто з надр близько 85 млрд. тон нафти, однак на великих глибинах (5 – 6 км) знаходиться ще близько 90 млрд. тон нафти.

Серед різноманітних способів видобування нафти на сьогоднішній день механізований спосіб є найбільш поширеним. До переваг механізованих способів експлуатації відносять збільшення виробітку пласта, яке досягається зниженням критичного рівня вибієного тиску.

Видобування нафти з використанням штангових глибинних насосів (ШГН) – найбільш розповсюджений механізований метод експлуатації нафтових родовищ. В світі цим способом експлуатується до 70% свердловин і видобувається 1/3 частина від загального об'єму нафти. Помірні витрати на обладнання та обслуговування дозволяють експлуатацію родовищ навіть з мінімальним дебітом.

В основі штангових глибинних насосних установок лежить застосування насоса об'ємної дії (плунжерний насос з кульковими нагнітальними та всмоктувальними клапанами), який з'єднаний колоною насосних штанг з наземним приводом. За роки розвитку обладнання, яке реалізує даний спосіб експлуатації нафтових свердловин, було запропоновано і впроваджено велику кількість конструкцій приводів ШГН, що базуються на використанні механічних, гідравлічних і пневматичних передач. В механічному приводі свердловинного насоса основні функції виконують механічні передачі. Передальною ланкою в гідравлічних приводах є рі-

дини, а в пневматичних – повітря. Класифікацію приводів ШГН відображено на рисунку 1.

Близько 2/3 всіх видобувних свердловин у світі використовують штангові насоси, і на багатьох з них як привод встановлено верстаті-качалки. Основними недоліками верстатів качалок є:

- потреба у масивному фундаменті;
- наявність горизонтальних складових сил при роботі привода, що розхитують фундамент;
- квадратична залежність маси від довжини ходу (при довжині ходу штанг понад 2 м вона становить більше 10 т);
- значний період монтажу верстата-качалки при облаштуванні свердловини та її ремонті.

Фонд балансирних верстатів-качалок знаходиться в зношеному стані. Так, за даними НГВУ «Долина нафтогаз» ПАТ «Укрнафта» станом на 2020 рік наявний парк верстатів-качалок становив 368 шт., з яких з терміном експлуатації від 5 до 16 років – 4 шт. (2 - в роботі); з терміном експлуатації більше 16 років – 364 шт. (280 – в роботі). Для експлуатації свердловин потрібні дешеві приводи ШГН, які дозволяють відмовитися від масивних фундаментів і знижують працездатність обслуговування.

На даний час основними напрямками робіт за підвищення ефективності процесів видобування нафти з використанням ШГН на промислах є:

- удосконалення методів підбору обладнання з врахуванням умов конкретної свердловини, режиму її роботи, а також підтримання оптимальних умов експлуатації протягом всього міжремонтного періоду;
- розроблення нового і удосконалення існуючого обладнання;

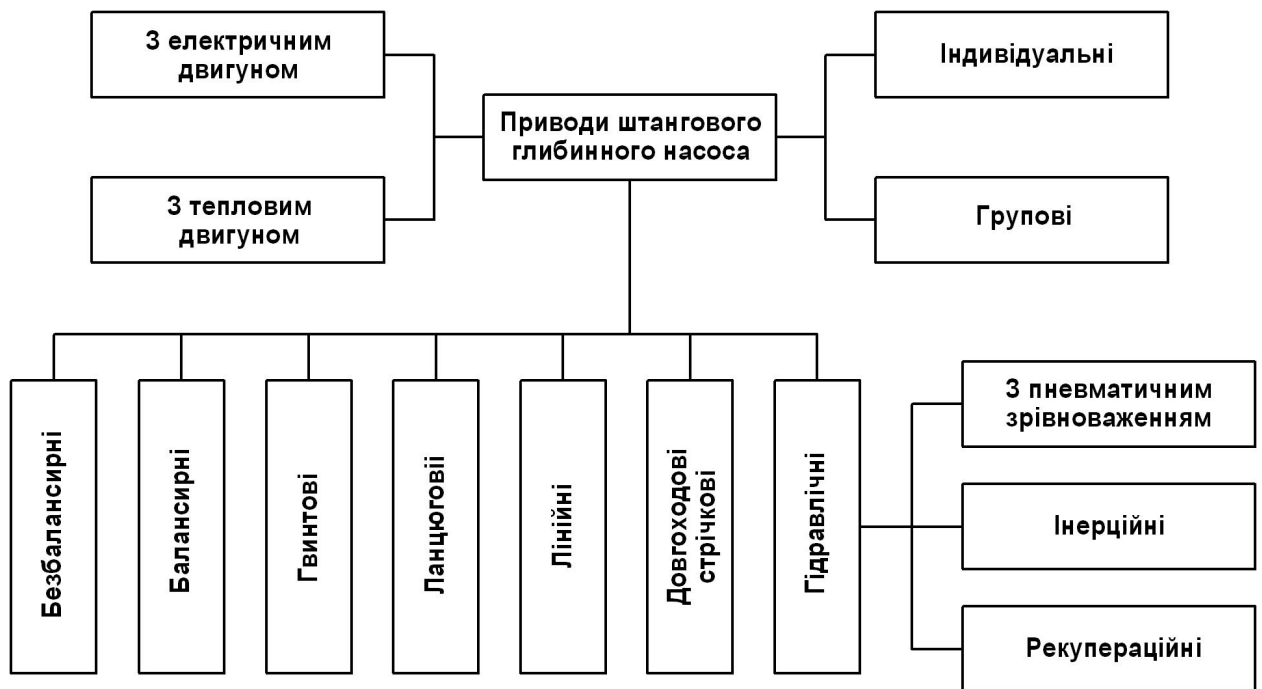


Рисунок 1 – Загальна класифікація приводів штангових глибинних насосів

- розроблення і застосування спеціальних конструкцій насосів для видобування нафти з високим вмістом піску, смол і парафіну;
- застосування нових технологічних засобів і методів для експлуатації ШГН в ускладнених геологічних умовах;
- розробка і впровадження заходів для ефективного використання і збереження електроенергії при видобутку нафти ШГН та ін.

#### Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Провідними світовими виробниками нафтопромислового обладнання ставилась задача створення і впровадження нетрадиційних конструкцій, що замінюють класичні верстат-качалки, а саме, гідроприводи штангових глибинних насосів. При цьому гідропривод розглядається не як проста заміна однієї конструкції установки на іншу, а як обладнання, що розширює можливості привода ШГН і забезпечує його переваги, з точки зору технології видобування нафти [1, 2, 4].

Гідропривод дозволяє експлуатувати ШГН з довжиною ходу штоку до 10 м при відносно малій масі установок. При цьому знижується гідродинамічний опір потоку в'язкої рідини в пласті, підвищується коефіцієнт вилучення нафти. У цьому випадку гідропривод:

- дозволяє плавно і в більш широких межах, ніж верстат-качалка, регулювати число ходів штангового насоса (0,2-6 ходів за хвилину) і підтримувати постійний рівень нафти в свердловині, переводити свердловини в безперервну експлуатацію;

- створює можливість затримки плунжера ШГН в нижньому положенні, чим досягається збільшення коефіцієнта заповнення насоса до 40%, особливо при високому вмісті газу в свердловинній рідині.

Ще один напрямок ефективного застосування гідропривода пов'язаний з його малими габаритами і масою. Це дозволяє встановлювати і легко перевозити гідропривод без створення спеціальних фундаментів на плавучих і обводнених ґрунтах.

Ефективним застосуванням гідропривода є використання ШГН замість електровідцентрових насосів (ЕВН) при дебетах свердловин по рідині 15-50 м<sup>3</sup> на добу. Загальний ККД насосної установки з гідроприводом, враховуючи втрати в підземній частині, в цьому випадку становить 60% замість 30% при використанні установки з ЕВН. Це дозволяє економити електроенергію.

Ще одна область застосування гідропривода – це видобування нафти об'ємними насосами з глибини понад 2500 м, яка вимагає застосування спеціального обладнання: довгоходового наземного привода з ходом штоку до шести метрів і вантажопідйомністю 160-200 кН. В даний час верстат-качалки з необхідними параметрами не виготовляються.

Гідропривод може використовуватися для вирішення проблеми асфальтосмолопарафінових відкладень. При заклинюванні з причини утворення парафінових відкладів гідропривод налаштовується на спеціальний режим, мета якого - плавно відновити роботу насоса шляхом

розходження колони штанг. Додатково є можливість застосування скребоків спільно зі штангообертачем.

### Постановка задачі та мета роботи

За останні кілька десятиліть збільшилася частка бездіючих, сильно обводнених і малодебітних свердловин. Відбувається не тільки скорочення запасів нафти, а й їх якісне погіршення. Значно зріс відсоток важковидобувних запасів нафти, розташованих в низькопроникних колекторах, що викликає необхідність вилучення в'язкої нафти, з високим вмістом бітумів.

Одним із шляхів вирішення проблеми є застосування методів збільшення нафтовіддачі при розробці важковидобувних запасів нафти. Ефективним при цьому може бути локальний гідродинамічний вплив штанговим насосом [1]. Тому за певних умов застосування гідропривода можна розглядати як нову технологію видобутку нафти, що забезпечує збільшення нафтовіддачі при розробці важковидобувних запасів нафти. Ефективність гідропривода обумовлена тим, що, на відміну від механічного верстата качалки з кривошипним приводом, він конструктивно дозволяє задати будь-який закон руху штанг і може забезпечити значно більшу довжину ходу плунжера ШГН.

**Основна мета роботи** – оцінити перспективи створення і використання на нафтових промислах України принципово нового комплексу видобування нафти на базі гідравлічного привода штангового глибинного насоса, що дозволяє проводити моніторинг і дистанційне управління технологічним процесом в режимі реального часу за мінімальної участі обслуговуючого персоналу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

– виявити на основі порівняльного аналізу серійних моделей гідравлічних приводів ШГН пріоритетні області їх використання;

– підтвердити за результатами дослідно-промислових випробувань гідравлічного привода ПШН-80-2,5 з пневматичним врівноважуванням доцільність його експлуатації при виведенні свердловини на робочий режим та при видобуванні нафти за допомогою ШГН на нафтових промислах України.

### Висвітлення основного матеріалу дослідження

Останнім часом зацікавленість до гідравлічних приводів посилилась, відповідно зросла і кількість фірм, що займаються їх проектуванням і виготовленням. Гідроприводи з великою

довжиною ходу штоку виготовляють і широко застосовують за кордоном для діагностування свердловин і підбору оптимальних режимів експлуатації свердловин.

Відмінність особливості гідропривода від верстатів-качалок і ланцюгових приводів є:

- відсутність масивних вузлів: редуктора, кривошипа, балансира, а, значить, велика безпека при експлуатації;

- мала маса, відповідно швидкий монтаж без залучення високовартісної спецтехніки;

- висока швидкість монтажу та пусконаладження, залежно від умов на усті свердловини, становить близько 4-6 годин (для верстата-качалки - 2 робочих зміни);

- наявність інтелектуального алгоритму, що забезпечує можливість безступінчастого регулювання параметрів роботи: частоти качань, довжини ходу, широкий діапазон можливостей регулювання роботи ШГН;

- наявність функції дистанційного керування за допомогою мобільного телефону, планшета або пульта управління, без втручання сервісного персоналу (за умови стабільного покриття стільникового зв'язку типу 3G, 4G).

Під час роботи штангової насосної установки з будь-яким типом привода необхідно зберегти потенційну енергію колони насосних штанг, яку привод піднімає при ході вгору, а також вирівняти навантаження на двигун, який при ході штанг вниз не здійснює корисної роботи. Тому, незалежно від типу привода, присутність врівноважуючого пристрою в приводі штангового насоса є обов'язковою. В іншому випадку потужність двигуна повинна бути збільшена в 3-10 разів, залежно від конкретних умов експлуатації свердловини. Під час роботи штангової насосної установки з будь-яким типом привода необхідно зберегти потенційну енергію колони насосних штанг, яку привод піднімає при ході вгору, а також вирівняти навантаження на двигун, який при ході штанг вниз не здійснює корисної роботи. Тому, незалежно від типу привода, присутність врівноважуючого пристрою в приводі штангового насоса є обов'язковою. В іншому випадку, потужність двигуна повинна бути збільшена в 3-10 разів, залежно від конкретних умов експлуатації свердловини.

Проведемо критичний порівняльний аналіз існуючих конструкцій гідравлічних приводів ШГН провідних світових виробників.

Гідравлічний привод ШГН «Гейзер» [2] застосовують при експлуатації нафтових свердловин як альтернативу установкам штангових свердловинних і електровідцентрових насосів,

дозволяючи скоротити витрати на підйом нафти і обслуговування обладнання. При цьому забезпечується реалізація потенціалу свердловини, збільшення видобутку за рахунок оптимізації коефіцієнта заповнення ШГН, а також зниження питомого енергоспоживання. Гідравлічний привод може використовуватися для експлуатації свердловин ускладненого і періодичного фонду, а також свердловин з системами ОРЕ. Крім основного набору функцій (ручний, дистанційний і автоматичний режими роботи, можливість зміни параметрів роботи та ін.) в гідроприводі реалізовані в тому числі інтелектуальні алгоритми управління, що дозволяють на підставі аналізу динамограми визначати дебіт свердловини і виявляти можливі проблеми, пов'язані з роботою підземного обладнання.



Рисунок 2 – Гідравлічний привод «Гейзер»

До особливостей даного обладнання можна віднести:

- низькі енерговитрати - використання системи рекуперації (пневмогідравлічного акумулятора) дозволяє знизити енерговитрати, що в підсумку відбивається у зниженні сумарних експлуатаційних витрат;

- малу масу;

- швидкий монтаж без залучення високо-вартісної спецтехніки;

- відсутність фундаменту;

- електронну систему управління, можливість безступінчастого регулювання параметрів роботи (частоти качань, довжини ходу);

- можливість організації інтелектуального куща - використання одного апаратного блоку для роботи декількох гідроприводів на одному кущовому майданчику, повна автоматизація процесу видобування, включаючи дистанційне управління обладнанням і відеоконтроль за роботою установки, що значно знижує потребу в людських ресурсах, і, як наслідок, дозволяє звести до мінімуму людський фактор.

- можливість використання при одночасно-роздільній експлуатації;

- можливість використання на свердловинах періодичного фонду, малодебітних, глибоких і викривлених свердловинах, а також свердловинах ускладненого фонду з високим вмістом механічних домішок, АСПВ і води. Заміна гідроприводом верстата-качалки, що працює в періодичному режимі, або ЕВН, що працює в режимі автоматичного повторного включення (АПВ), дозволяє знизити засміченість і збільшити проникність привибійної зони пласта.

Гідропривод «Гейзер» перевершує аналоги за продуктивністю та економічністю. У гідроприводі реалізовані ручний, автоматичний і дистанційний режими роботи. Електронна система управління повністю контролює і реєструє весь процес роботи. Зокрема, вона забезпечує плавний пуск гідропривода, плавний реверс руху штока і безступінчасте регулювання числа качань. Система здійснює контроль робочих параметрів гідропривода: навантаження на шток гідроциліндра, тиску в гідросистемі, рівня і температури мастила, загальної наробітку, кількості подвійних ходів, а також дозволяє виводити ці параметри в систему телеметрії верхнього рівня.

Крім цього, електронна система управління попереджає виникнення аварійних ситуацій, таких як заклинювання штока, обрив колони штанг і т. д., і може виконувати автоматичний перезапуск гідропривода після відключення електропостачання (або в разі виникнення ін-

ших нештатних ситуацій), а також дозволяє здійснювати дистанційну зміну параметрів роботи обладнання.

Гідропривод «Гейзер» може застосовуватися в поєднанні як з одноліфтовими (без зміни конструкції), так і дволіфтовими системами одночасно-роздільної експлуатації (ОРЕ) (паралельної конструкції). В обох випадках гідропривод здатний замінити собою стандартні схеми з одним чи двома верстатами-качалками. До складу конструкції включаються два гідроциліндри, встановлені на одній щоглі-опорі (без фундаменту), один блок-бокс і одна гідростанція. Стандартне навантаження на шток становить 80 кН, максимальне – до 120 кН; довжина ходу устьового штока – до шести метрів.

КК ТОВ «ТМС груп» [3] у рамках розвитку напрямку «гідроприводи ШГН» з 2012 року розробляє і впроваджує гідравлічні приводи ШГН. З моменту виготовлення першого гідравлічного привода під найменуванням «ТМС-POWERMAN» в 2012 році, вироблено і впроваджено понад 100 гідроприводів. У 2020 році фахівці ТОВ КК «ТМС груп» вже прийняли в розробку проект створення гідропривода з відкидною щоглою, що істотно спростить роботу бригад капітального ремонту свердловин. Проводиться розробка інтелектуального гідропривода, що дозволяє самостійно підбирати режим роботи на свердловині за допомогою ехолота. Так само розглядається можливість виготовлення гідропривода з функцією рекуперації електроенергії.

Гідроприводні верстати з інерційним врівноваженням [4] мають наступні переваги:

- простота конструкції порівняно з гідроприводними установками відомих типів;
- короткий термін монтажу - не більше 4-5 годин від доставки до свердловини до пуску установки;
- відсутність необхідності у спорудженні фундаменту - монтаж безпосередньо на усті свердловини;
- порівняно велика довжина ходу - 3,5 м, з можливістю збільшення до 6 м;
- немає необхідності в операціях врівноваження установки;
- великий діапазон чисел качань (від 0 до 10 ходів за хвилину) при збереженні у всьому діапазоні значень коефіцієнта подачі свердловинного насоса;
- немає необхідності в догляді за врівноважуючим пристроєм і в його ремонті.

Згадані переваги досягаються за рахунок застосування маховика як врівноважуючого пристрою. Його застосування досить ефектив-

не, оскільки він працює в режимі, при якому тривалість фаз накопичення енергії та її віддачі складають десятки секунд, і при цьому енергія маховика практично не розсіюється.

Установка з динамічним врівноваженням включає (рис. 3) приводний гідравлічний циліндр 1, поршень 2 якого за допомогою штока 3, устьового штока 17 і колони штанг 16 з'єднаний з плунжером 15 свердловинного насоса, циліндр 14 якого підвішений на колоні 13. Привод установки здійснюється двигуном 7, що обертає вал силового мотор-насоса 5, на якому встановлено маховик 6. Гідравлічна схема складається з силового золотника 4, переливного 11, розвантажувального 8, зворотного 10 клапанів, бака 12, а також системи реверсування, фільтрації і т. п. В електричний ланцюг двигуна включено реле струму 9, що управляє електромагнітним приводом розвантажувального клапана 8. Він служить для зменшення навантаження на двигун під час його запуску.

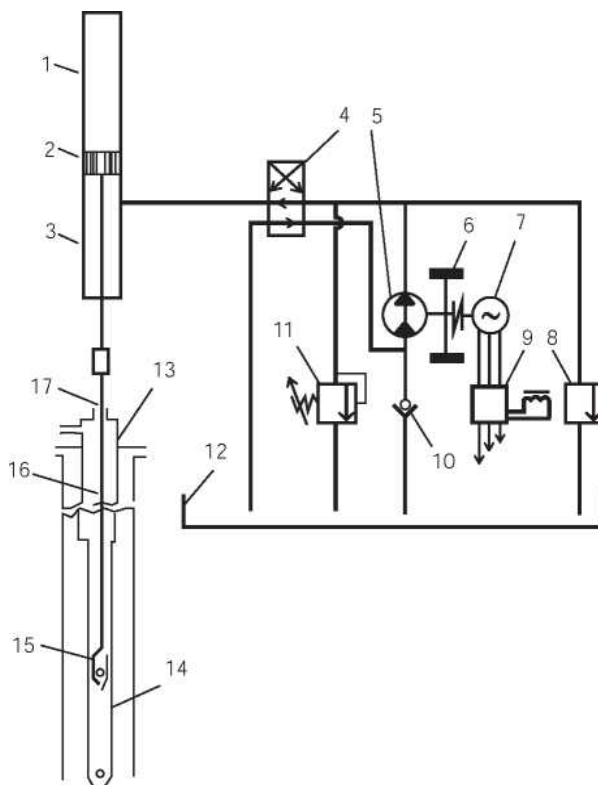


Рисунок 3 – Схема штангової насосної установки з динамічним зрівноваженням

Гідравлічний привод АВЕГА суттєво відрізняється компактністю та енергоефективністю [5]. До складу обладнання гідропривода входить насосна станція, силовий гідроциліндр і система врівноваження. Система врівноваження оптимізує роботу електродвигунів, знижуючи енергоспоживання. Привод дозволяє безступенево налаштувати число подвійних ходів,

довжину ходу і швидкість руху штока вгору і вниз окремо.

Гідропривод ШГН АВЕГА - оптимальний вибір для фонду низькодебітних свердловин (до 40 м<sup>3</sup>/добу), у тому числі:

- свердловин з глибиною спуску ШГН до 3000 метрів;
- свердловин з довгоходовими ШГН до 6 метрів;
- свердловин з ОРЕ;
- свердловин, ускладнених механічними домішками та АСПВ;
- розвідувальних свердловин.

Унікальні технічні рішення гідропривода АВЕГА:

- модульна конструкція;
- запатентована гідравлічна схема, що забезпечує повне резервування гідростанції за ДСТУ 27.002-89;
- унікальне розташування силового гідроциліндра;
- безщоглове виконання;
- інтелектуальна система керування.

В гідроприводі «Герон» ТОВ «Нефте-Гидроприводы Конькова» [6] економія електроенергії відбувається за рахунок частотного перетворювача, який рекуперує електроенергію при ході штока вниз. За рахунок контролю динамічного рівня досягається максимальне наповнення насоса, автоматично налаштовується максимально ефективний режим качання, враховуючи динамічний рівень свердловини.

Виходячи з конструкції гідропривода ШГН, під час циклу опускання штока гідроциліндра під дією сили тяжіння, що діє на колону штанг, електродвигун головного насоса гідросистеми переходить в генераторний режим і починає повертати електроенергію в перетворювач частоти. Завдяки тому, що в системі управління використовується перетворювач частоти з вбудованою ланкою рекуперації, дана електроенергія повертається назад в мережу і перерозподіляється іншим споживачам. При цьому відпадає необхідність розсіювати електроенергію на гальмівних резисторах, а ефект енергозбереження може досягати до 40%.

В таблиці 1 приведено порівняння технічних параметрів гідравлічних приводів з традиційним механічним верстатом-качалкою.

До істотних переваг гідропривода можна віднести можливість незалежного регулювання швидкостей підйому/опускання і прискорень штока, створення паузи для збільшення коефіцієнта наповнення ШГН (рис. 4). Гідропривод забезпечує безступеневу зміну довжини ходу і числа качань у всьому заявленому діапазоні.

Діапазони зміни цих параметрів також є перевагою гідравлічного привода. За рахунок зазначених можливостей гідропривод забезпечує більший ККД насоса. Наприклад, за рахунок збільшення довжини ходу штанг забезпечується скорочення числа циклів навантаження штангової системи і клапанів свердловинного насоса.

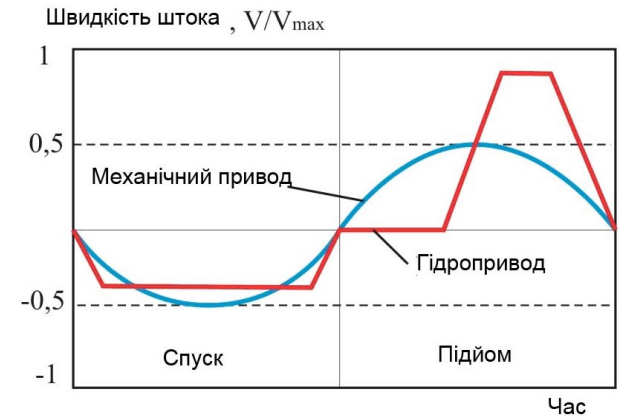


Рисунок 4 – Зміна швидкості штока гідропривода «Герон»

Конструкція гідропривода з інтелектуальною системою управління дозволяє операторам-технологам встановлювати оптимальну продуктивність ШГН в широкому діапазоні регулювань (довжина ходу плунжера, кількість качань за хвилину), тим самим забезпечуючи високий дебіт нафти зі свердловини.

В даний час до станцій управління ШГН висувають досить широкі функціональні вимоги:

- забезпечення автоматичного пуску ШГН з виходом на заданий робочий режим;
- можливість плавного регулювання продуктивності ШГН (числа качань за хвилину).
- розрахунок та архівування основних технологічних параметрів роботи свердловини (розрахунковий дебіт, кількість качань, мотогодин);
- управління роботою системи підігріву мастила за необхідності роботи при низькій температурі навколишнього середовища;
- забезпечення захисних блокувань для запобігання заклинюванню колони штанг, від перевищення порогових значень у гідросистемі;
- зняття та аналіз динамограм, можливість їх архівування з заданою періодичністю;
- забезпечення віддаленого доступу до параметрів станції управління з центральної диспетчерської НГВУ;
- ведення локальних архівів подій і нештатних ситуацій;
- контроль і захист обладнання ШГН при виявленні передаварійних ситуацій.

Таблиця 1 – Порівняння гідропривода «Гейзер» з аналогами

Технічна характеристика	Механічний верстат-качалка	Гідропривод ГПШСН 80х3,5 («Гейзер») ТОВ "НВП" ПСМ-Імпекс "	ПШСНГ «Герон», ООО «Нефте Гидроприводы Конькова»	Гідропривод R7-213 Bosch-Rexroth	Гідропривод VSH2-120 Weatherford
Потужність двигуна, кВт	30	37	18,5	26	до 45
Продуктивність, м <sup>3</sup> /добу	25,5	35	до 40	18	24
Довжина переміщення штока, S, м	1,8; 2,4; 3,0	0,2 - 3,5	0,2 - 6	0,2 - 3,7	1,3 - 3,0
Спосіб регулювання	дискретно	плавно, безступенево	плавно, безступенево	-	-
Кількість качань при максимальній довжині ходу, n, хв. <sup>-1</sup>	3 - 8,5	0 - 10	0,2 - 9	0 - 4	0 - 8
Максимальне зусилля, кН	80	80	80	77	181
Максимальна висота, м	7,0	9,0	8,0	6,5	12,0
Маса, т	12,0 без урахування фундаменту	4,5 з опорою і укриттям	4,0	2,5	-
Спосіб розміщення та монтажу	потрібен стрічковий або свайний фундамент	на щоглі, на з/б плитах, без розбирання устьової арматури	На фланці устьової арматури; на з/б плити	на фланці устьової арматури	на фланці устьової арматури
Дистанційне керування та контроль технологічних параметрів	немає	GSM, УКВ, PLC, супутниковий канал	є	є	є

Система управління гідропривода ШГН складається з шафи управління з контролером, сенсорної панелі оператора і частотного перетворювача з комутаційною апаратурою.

Сигнали від контрольно-вимірювальних приладів, встановлених на гідроциліндрі та гідростанції, надходять в програмований логічний контролер, який на підставі оброблених даних проводить розрахунок, реєстрацію та архівування параметрів роботи установки, відпрацьовує алгоритми захисних блокувань, виконує побудову та архівування динамограм. Досягнення необхідної продуктивності ШГН здійснюється шляхом плавного регулювання оборотами асинхронного двигуна головного насоса гідросистеми за допомогою частотного перетворювача. Шафа управління оснащена сенсор-

ною панеллю оператора, за допомогою якої можливо на місці здійснювати контроль за роботою установки, переглядати динамограми, знімати на USB-накопичувач архівні дані. Система управління має можливість передачі даних в АСУТП нафтопромислу.

Навчально-дослідницькою лабораторією нафтогазової інженерії на свердловині № 64-Долина наукового полігону Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу проведені дослідно-промислові випробування гідравлічного привода ПШН-80-2,5 з пневматичним врівноважуванням (рис. 5).

Привод штангового насоса ПШН-80-2,5 призначений для надання зворотно-поступального руху плунжеру штангового глибинного свердловинного насоса при відкачуванні рідини



Рисунок 5 – Випробування гідропривода ПШН-80-2,5 на свердловині № 64-Долина

з нафтових свердловин. Привод забезпечує режим роботи ШГН при номінальному навантаженні на устьовому штоку до 80 кН і температурі навколишнього середовища від -40 °С до +50 °С. Привод монтується на трубній головці арматури штангового насоса ОШН 21-50П. Кліматичне виконання - УХЛ, категорія розміщення при експлуатації - І за ГОСТ 15150-69.

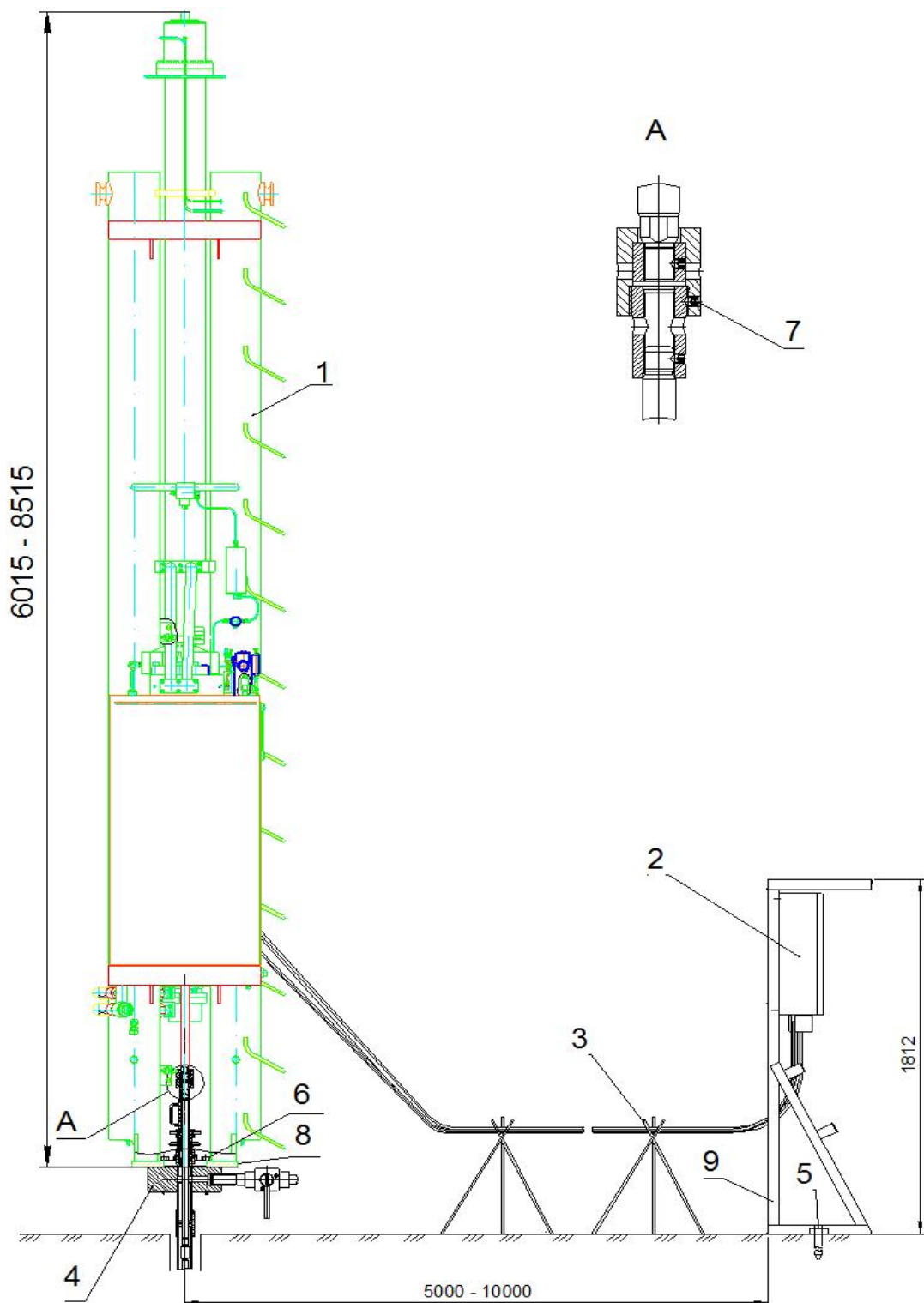
Основні технічні характеристики гідравлічного привода ПШН-80-2,5:

Виконання	моноблочне
Навантаження на шток, кН (тс)	80 (8,0)
Довжина ходу, м	2,5
Число подвійних ходів за хвилину	6,0
Врівноваження	пневматичне
<b>Електродвигун</b>	
Потужність, кВт	15
Число обертів, с <sup>-1</sup> (об./хв.)	17 (1000)
<b>Насос</b>	
Робочий об'єм, см <sup>3</sup>	129
Номінальна витрата, л/хв.	120
Тиск в напірній лінії, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не більше	7,0 (70)
Тиск спрацьовування клапана переливу, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не більше	7,5 (75)

Місткість гідросистеми, л	300
Робоча рідина	мастило все-сезонне ВМГЗ
Об'єм пневмокомпенсаторів, л	400
Тиск в пневмокомпенсаторах МПа(кг/см <sup>2</sup> ), не більше	4(40)
Газ, вживаний в пневмокомпенсаторах	стиснене повітря
<b>Габаритні розміри привода, мм</b>	
Довжина	1280
Ширина	1000
Висота	6250÷8750
Маса привода, кг	2200
Маса комплексу постачання, кг	2600
Спосіб монтажу	на трубній головці арматури

**Показники надійності**

Розрахунковий термін служби до списання, років, не менше	15
Напрацювання на відмову, годин, не менше	8000
Розрахунковий термін служби ущільнень до заміни, годин	2000



1 – привод; 2 – шафа управління; 3 – опора; 4 – арматура; 5 – фіксатор; 6 – болт; 7 – гвинт стопорний, 8 – місце для заземлення привода; 9 – місце для заземлення шафи управління

**Рисунок 6 – Загальний вигляд привода ПШН-80-2,5**

Компактність моноблочного виконання привода і його низька металоємність забезпечують можливість монтажу на фланці устьової арматури без спорудження спеціального фундаменту. Це значно скорочує тривалість монтажних і пуско-налагоджувальних робіт в польових умовах, особливо в зимовий час. Уні-

кальна система пневморівноважування збільшує ККД свердловинної установки на 30%.

Однак, як і кожний інший тип привода ШГН, гідропривод має і певні недоліки. До основних із них, які були виявлені при дослідно-промислових випробуваннях, слід віднести:

– забезпечення гідравлічної системи великою кількістю мастила, яке потребує періодичної заміни;

– складність експлуатації та обслуговування гідросистеми у порівнянні з механічним приводом;

– складність посадки насоса в замковій опорі та підгонки довжини колони насосних штанг через обмежені вертикальні розміри вузла з'єднання полірованого штока гідропривода з штанговою колоною;

– наявність в конструкції гідроциліндра та пневмоциліндрів великої кількості ущільнюючих кілець та манжет, які мають досить обмежений термін експлуатації.

Промислові випробування ПШН-80-2,5 на свердловині № 64-Долина підтвердили працездатність усіх систем привода, а також зручність проведення операцій з його монтажу (демонтажу) на свердловині.

### Висновки

Останнім часом інтерес до гідравлічних приводів значно зріс. Гідроприводи можна використовувати для видобування нафти з глибини понад 2500 м, як альтернативу установкам ЕВН, як привод з двофазовими системами ОРЕ, для вирішення проблеми асфальтосмолопарафінових відкладень, для діагностування свердловин і підбору оптимальних режимів експлуатації свердловин. Привод дозволяє безступенево налаштувати число подвійних ходів, довжину ходу і швидкість руху штока вгору і вниз окремо, задавати паузи у крайніх верхньому та нижньому положеннях.

Застосування гідропривода дозволяє підвищити інтелектуалізацію процесу видобування за рахунок оптимізації продуктивності свердловини і зниження витрат на електроенергію та обслуговування. Крім цього, збільшується нарбіток підземного обладнання на відмову, а завдяки наявності електронних систем дистанційного моніторингу та управління скорочується час на переналаштування режимів роботи обладнання.

Промислові випробування ПШН-80-2,5 на свердловині № 64-Долина підтвердили доцільність використання гідравлічних приводів на нафтових промислах України. Основною проблемою широкого впровадження гідроприводів ШГН є вимоги до надійності, за якою вони не повинні поступатися верстаткам-качалкам.

### Література

1. Преимущества и перспективы применения гидропривода штанговых скважинных насосов. *Спецтехника и нефтегазовое оборудование*. 2010. № 11-12 (87). С. 18-20.

2. Кукиев П.Д. Гидравлические приводы штанговых скважинных насосов. *Инженерная практика*. 2015. № 4. С.43-50.

3. <https://сферанефтьгаз.рф/tms-2014-4/> (Last accessed: 09.08.2021)

4. Молчанов А.Г., Певнев В.Г., Тарасов К.В. Гидравлический привод штангового скважинного насоса с инерционным уравниванием. *Территория нефтегаз*. 2013. № 4. С. 52–56.

5. <https://nmz-group.ru/catalog/gidroprivody/gidroprivod-shtangovogo-skvazhinного-nasosa-avega/> (Last accessed: 09.08.2021)

6. Седых А.А., Степанов Ю.Г., Абдулин А.Ф. Результаты проведения опытно-промышленных испытаний гидропривода ШГН с функцией рекуперации электроэнергии на фонде ПАО «Оренбургнефть». *Инженерная практика*. 2016. Вып. 03. С. 75-83.

### References

1. Preimuschestva i perspektivy primeneniya gidroprivoda shtangovyih skvazhinnyih nasosov. *Spetstehnika i neftegazovoe oborudovanie*. 2010. No 11-12 (87). P. 18-20. [in Russian]

2. Kukiev P.D. Gidravlicheskie privodyi shtangovyih skvazhinnyih nasosov. *Inzhenernaya praktika*. 2015. No 4. P.43-50. [in Russian]

3. <https://сферанефтьгаз.ру/tms-2014-4/> (Last accessed: 09.08.2021)

4. Molchanov A.G., Pevnev V.G., Tarasov K.V. Gidravlicheskiy privod shtangovogo skvazhinного nasosa s inertsiionnyim uravnovesivaniem. *Territoriya neftegaz*. 2013. No 4. P.52-55. [in Russian]

5. <https://nmz-group.ru/catalog/gidroprivody/gidroprivod-shtangovogo-skvazhinного-nasosa-avega/> (Last accessed: 09.08.2021)

6. Sedyih A.A., Stepanov Yu.G., Abdulin A.F. Rezultatyi provedeniya opytно promyslovyih ispytaniy gidroprivoda ShGN s funktsiey rekuperatsii elektroenergii na fonde PAO «Orenburgneft». *Inzhenernaya praktika*. 2016. Vyp. 03. P. 75-83. [in Russian]