

# Техніка і технології

УДК 622.279.5

## ДОСЛІДЖЕННЯ ДИСКРЕТНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАЛОДЕБІТНИХ СВЕРДЛОВИН ШЕБЕЛИНСЬКОГО ГКР

Ю. Л. Фесенко

ГПУ «Шебелинкагазвидобування»,  
64250, Харківська обл., Балаклійський р-н, смт Червоний Донець, вул. Жовтнева 9;  
тел./факс (05749) 93966, E-mail: k d m @ s h g p u . k h a r k o v . u k r t e l . n e t

*Розглядається новий спосіб експлуатації малодебітних свердловин. Наведено схему та загальні принципи роботи автоматичного комплексу за контролем та управлінням роботи свердловини. Перші результати впровадження комплексу на свердловинах Шебелинського ГКР довели простоту та надійність комплексу, ефективність технології у ході експлуатації на родовищах, що перебувають на завершальній стадії розробки.*

Ключові слова: малодебітні свердловини, автоматичний комплекс контролю, технологія.

*Рассматривается новый способ эксплуатации малодебитных скважин. Приведены схема и общие принципы работы автоматического комплекса контроля и управления работой скважины. Первые результаты внедрения комплекса на скважинах Шебелинского ГКМ показали простоту и надежность комплекса, эффективность технологии при эксплуатации на месторождениях, которые находятся на завершающей стадии разработки.*

Ключевые слова: малодебитные скважины, автоматический комплекс контроля, технология.

*The new method of using of low-income wells is given in this article. The diagram and general principles of arrangement of automatic control complex and well control are provided. The initial results of application of the complex within Shebelinka Gas Field Wells showed its simplicity and reliability as well as efficiency of technology when applied at final extraction stage wells.*

Keywords: low-income wells, automatic complex control, technology.

Останнім часом питання вдосконалення технології експлуатації малодебітних свердловин набуває все більшого значення. Велика кількість газових родовищ в Україні та за її межами перебувають на завершальній стадії розробки, що характеризується появою зон аномально низького пластового тиску (АНПТ), зон обводнення та значних розбіжностей таких показників пласту, як проникність, пластовий тиск, газонасиченість, продуктивність.

Все це призводить до появи свердловин, різних за параметрами та потужністю. Особливої уваги потребують малодебітні свердловини, оскільки їх кількість буде зростати в міру виснаження родовищ. Експлуатація таких свердловин ускладнюється тим, що вони не можуть працювати сумісно з іншими, більш потужними свердловинами.

Значна кількість свердловин Шебелинського родовища на даний час відноситься до категорії малодебітних, які працюють в умовах

низьких пластових тисків. Експлуатацією таких свердловин складно керувати та контролювати, оскільки під час їх роботи на спільний газозбірний колектор вхідний тиск всіх свердловин УКПГ майже однаковий. Тому така свердловина може зупинитися та навіть почати поглинати газ, що складно визначити на вимірювальних приладах. Це призводить до значних ускладнень в роботі – обводнення, пробкоутворення, зупинки тощо [1, 2]. Для забезпечення надійного контролю за експлуатацією такої свердловини її переводять на режими періодичних відборів газу (метод накопичення тиску). В такому режимі роботи свердловина вручну зупиняється для набору тиску вищого, ніж тиск газозбірного колектора. Згодом, коли тиск газу в шлейфі свердловини сягає певного значення, її пускають в експлуатацію шляхом відкриття вхідної засувки і стравлення тиску в газозбірний колектор УКПГ. Далі процедура повторюється.

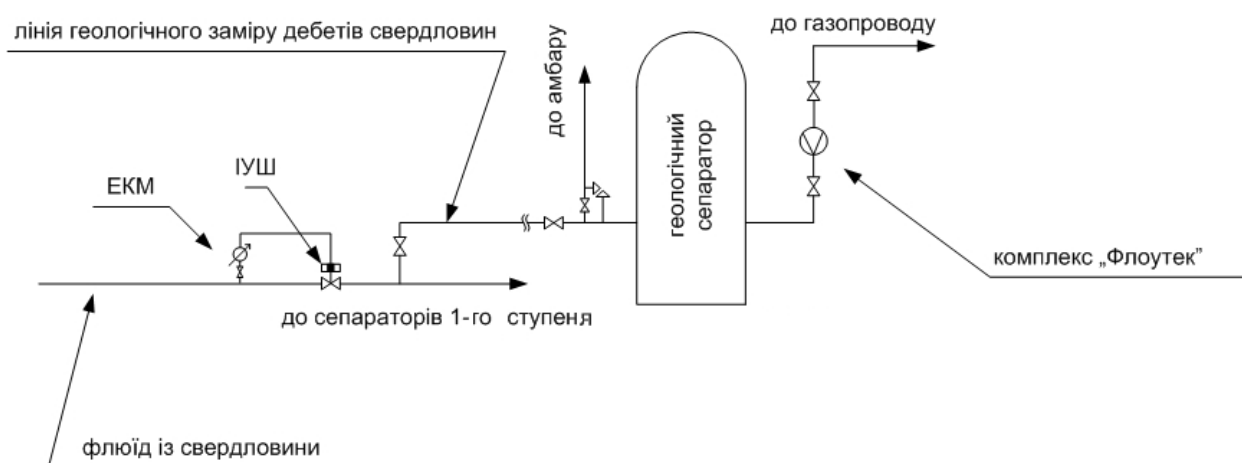


Рисунок 1 – Обладнання для проведення досліджень технології в промислових умовах

Однак такий режим експлуатації малодебітних свердловин має певні недоліки, а саме:

- всі переключення та контроль за роботою свердловини проводяться вручну;
- постійні, а іноді дуже тривалі технічні простой свердловини;
- порушується режим роботи свердловини та значно погіршується контроль за її експлуатацією;

– недостатній контроль та керування роботою свердловини призводять до неможливості вибору оптимальних тисків пуску – зупинки свердловини і, відповідно, отримання максимального та обґрунтованого дебіту газу;

– немає можливості своєчасно визначити порушення та спрогнозувати аварійні ситуації в роботі свердловин, їх характер та інтенсивність;

– існуюча технологія передбачає лише ручне керування та контроль за експлуатацією свердловини, а це суттєво обмежує можливі режими їх роботи.

Для проведення експериментальних досліджень роботи малодебітних свердловин та визначення оптимальних режимів їх експлуатації [3] розроблено комплекс автоматичного керування та контролю за роботою свердловин [4].

Визначено основні вимоги до комплексу з дослідження технології оптимізації тисків роботи свердловини, що дає можливість:

- оперативно контролювати зміни тиску флюїду свердловини та поточної фіксації основних бародинамічних його характеристик;
- коригувати режими тиску та відбору флюїду свердловини; формувати, контролювати та утримувати обрані режими роботи свердловини.

Додаткові вимоги до комплексу:

- можливість широкого промислового використання для видобування газу;
- можливість інтеграції комплексу в стандартне обладнання УКПГ;
- низька вартість комплексу, простота та надійність його застосування.

Для проведення досліджень технології в промислових умовах вирішено використовувати таке обладнання [5]:

- керований запірний орган на базі виконавчого пристрою шарового (ІУШ);
- пристрій контролю тиску та формування імпульсів керування обладнанням на базі електроконтактного манометру (ЕКМ);
- лічильник спрацьовування ЕКМ;
- лінію геологічного заміру дебітів свердловин;
- комплекс «Флоутек».

Наведене обладнання встановлюється на УКПГ таким чином (рис. 1). Для контролю тиску флюїду в шлейфі на вході до УКПГ встановлюється ЕКМ, далі на шлейфі встановлюють запірний ІУШ, що керується вхідним ЕКМ. Для тарування роботи свердловини використовується існуюча лінія геологічного заміру, геологічний сепаратор та геологічний замірний вузол, обладнаний «Флоутек».

Комплекс працює так [6]:

1) при закритому запірному органі свердловина набирає тиск, ЕКМ контролює тиск в її шлейфі до запірного органу;

2) після досягнення тиском верхньої граничної межі діапазону ЕКМ спрацьовує і дає сигнал на відкриття запірного органу та на переключення лічильника спрацьовувань комплексу;

3) робота свердловини на УКПГ супроводжується падінням тиску флюїду в шлейфі до певного рівня, що заданий на ЕКМ. Після досягнення цього тиску ЕКМ «зупиняє» свердловину через закриття запірного органу.

Для дослідження технології були обрані свердловини № 332, 344, 345, 346 та 387 Шебелинського родовища з метою дослідження динамічних процесів відновлення тиску флюїду в залежності від динаміки його відбору, технічних та геологічних характеристик свердловин.

Крім цього, значну увагу приділено потенційній можливості часткового відновлення дебіту виснажених свердловин, контроль за їх роботою та шляхи збільшення терміну корисного використання свердловини шляхом динамічного перерозподілу тиску в газододі свердловини.



**Рисунок 2 – Зразок автоматичних комплексів керування свердловинами на УКПГ № 3 Шебелинського ГКР**



**Рисунок 3 – Зразок автоматичних комплексів керування свердловинами на УКПГ № 3 Шебелинського ГКР**

З цією метою на УКПГ № 3 Шебелинського ГКР змонтовані автоматичні комплекси керування свердловинами (рис. 2, 3).

Розглянемо хід досліджень на прикладі свердловини № 332 Шебелинського ГКР.

На початковому етапі досліджень був змодельований та досліджений режим роботи

свердловини, аналогічний тому, що передував експерименту. Тобто на ЕКМ були задані ті параметри роботи свердловини (тиски пуску та зупинки), на яких вона працювала перед експериментом. Це дало змогу визначити початкові показники експлуатації та створити порівняльну базу для оцінки ефективності технології.

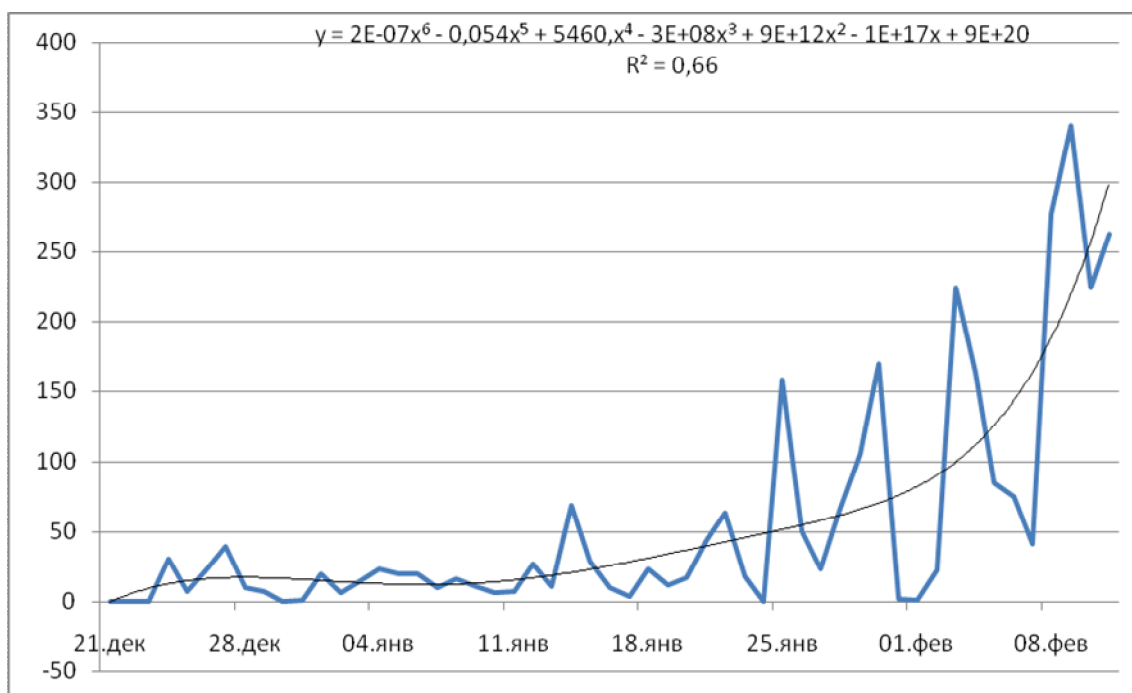


Рисунок 4 – Результати дослідження базового режиму

Слід зауважити, що на відміну від традиційно ручного керування свердловиною в нашому випадку застосовано автоматичний режим. Це значно підвищило об'єктивність експерименту та дало підставу для проведення порівняльного аналізу різних режимів роботи свердловини.

Результати дослідження базового режиму зображено на рис. 4.

На ординаті графіка відображено кількість спрацювань комплексу за добу, на осі абсцис – день експерименту. Як видно з графіка, на початок експерименту свердловина працювала доволі повільно – в середньому 5-20 спрацювань. Геологічні заміри свідчать, що за один цикл перемикавання комплексу відбиралося 35-45 м<sup>3</sup> газу. Тобто за добу свердловина фактично давала до 1,0 тис.м<sup>3</sup>. Але поступовий усталений рух газу призвів до часткового очищення зон накопичення рідини (фільтр, шлейф), що призвело до послідовного відновлення роботи свердловини. Вже через місяць експлуатації свердловини в автоматичному режимі її дебіт почав відновлятися – кількість спрацювань комплексу зростає до 150-250 разів. Добовий дебіт сягнув майже 2 тис. м<sup>3</sup> газу.

На рисунку чітко виділяється циклічність притоку газу, що може свідчити про наявність в свердловині рідини. Свердловина працювала на тисках пуску – 24 кгс/см<sup>2</sup> та тиску зупинки – 11,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Слід зауважити, що на останньому етапі експерименту свердловина практично не зупинялась.

Результати експерименту були оброблені за допомогою програми Excel та отримано поліном із ступенем достовірності R=0,66, що свідчить про задовільну прогнозованість процесу відбирання газу під керівництвом автоматичного комплексу.

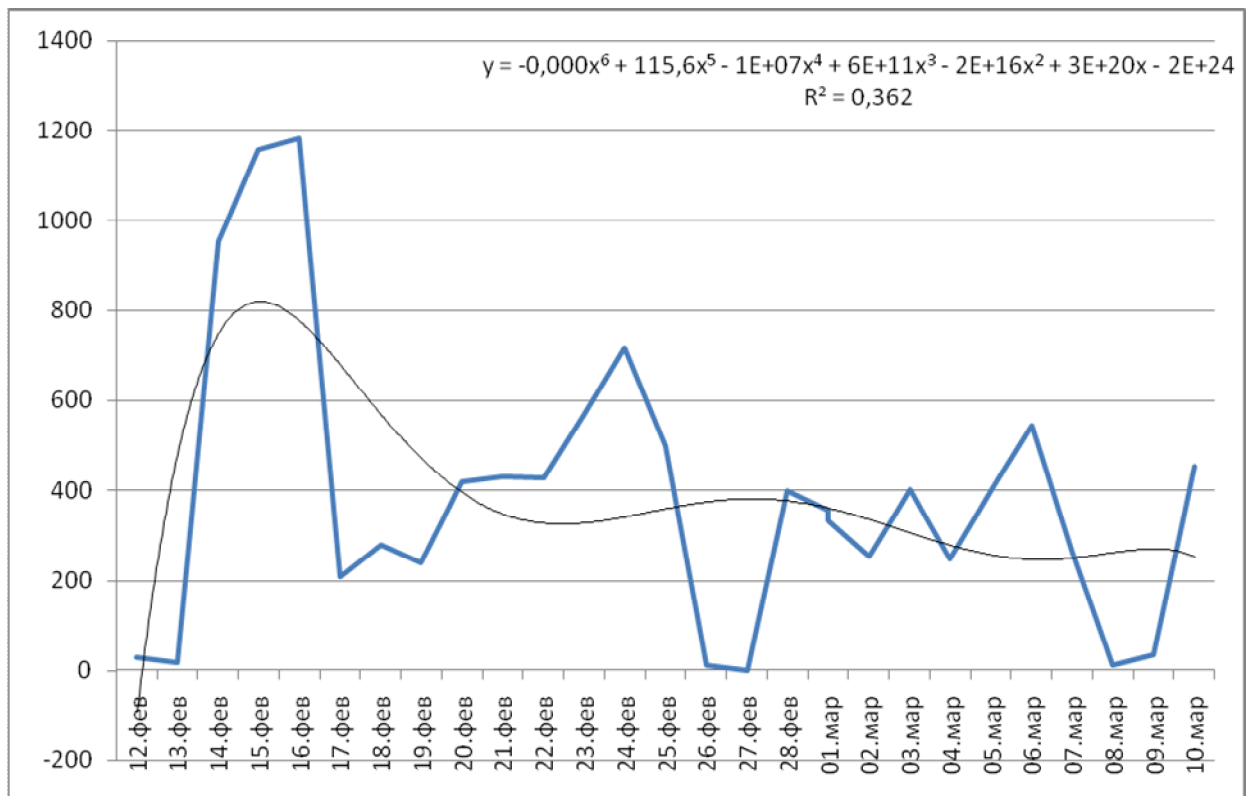
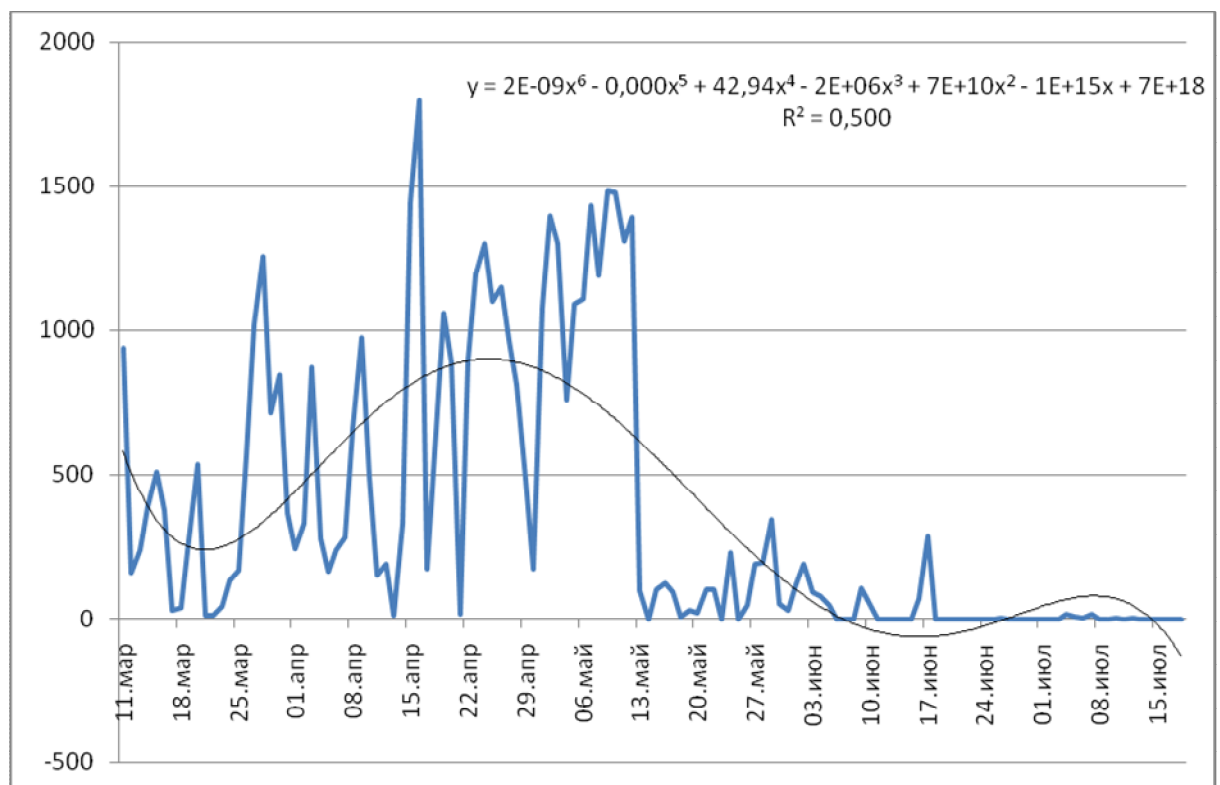
Наступним етапом експерименту була зміна тиску пуску свердловини в роботу з 24 до 20 кгс/см<sup>2</sup> (див. рис. 5). Мета зниження пускового тиску – скорочення часу набору тиску свердловиною, підвищення динаміки відбирання газу, збільшення депресії на пласт.

На рис. 5 видно, що інтенсивність роботи комплексу зростає: кількість пусків свердловини сягла 400-1200 разів на добу, дебіт свердловини зріс до 2,5-3,2 тис.м<sup>3</sup>/ на добу, середній відбір газу за цикл переключення склав 43 м<sup>3</sup>.

Отже, можна зробити висновок, що в межах технічної похибки об'єм газу, який відбирався за один цикл перемикавання комплексу, майже не змінився. Це пов'язано з порівняно невеликими коливаннями пускового тиску свердловини, майже незмінною швидкістю руху газу шлейфом свердловини та іншими газодинамічними умовами на вході УКПГ.

Крім цього, з рис. 5 видно, що після досягнення певного піку (14-18 лютого) відбувається поступове падіння дебіту – два наступних піки менші за амплітудою. Крива апроксимації загалом засвідчує про певну стабілізацію дебіту. Перший пік вказує на потенціал комплексу до короткочасного керованого збільшення дебіту свердловини, що свідчить про перспективи використання змінних режимів для покращання винесення рідини з вибою або шлейфу свердловини, проведення динамічних досліджень продуктивності пласта тощо.

Наявність трьох піків дебіту вказує на характер притоку газу в зону фільтра. Новий режим відбирання газу обумовив виснаження та поступове відновлення насиченості привибійної зони пласта. Цим пояснюється зниження коефіцієнта достовірності апроксимації. Таке дослідження дає змогу визначитися з розмірами

Рисунок 5 – Графік зміни тиску пуску свердловини в роботу з 24 до 20 кгс/см<sup>2</sup>Рисунок 6 – Графік зниження пускового тиску свердловини з 20 до 18 кгс/см<sup>2</sup>

активної зони дренування та проникністю привибійної зони пласта.

Наступний режим роботи свердловини – зниження пускового тиску свердловини з 20 до 18 кгс/см<sup>2</sup>. Мета – дослідження режиму подальшого зниження пускового тиску (рис. 6).

У новому режимі свердловина мала такі параметри:

- дебіт свердловини: 3-5,5 тис.м<sup>3</sup>,
- кількість відбору газу за цикл: 27-30 м<sup>3</sup>,
- кількість пусків: 500-1700 разів на добу.

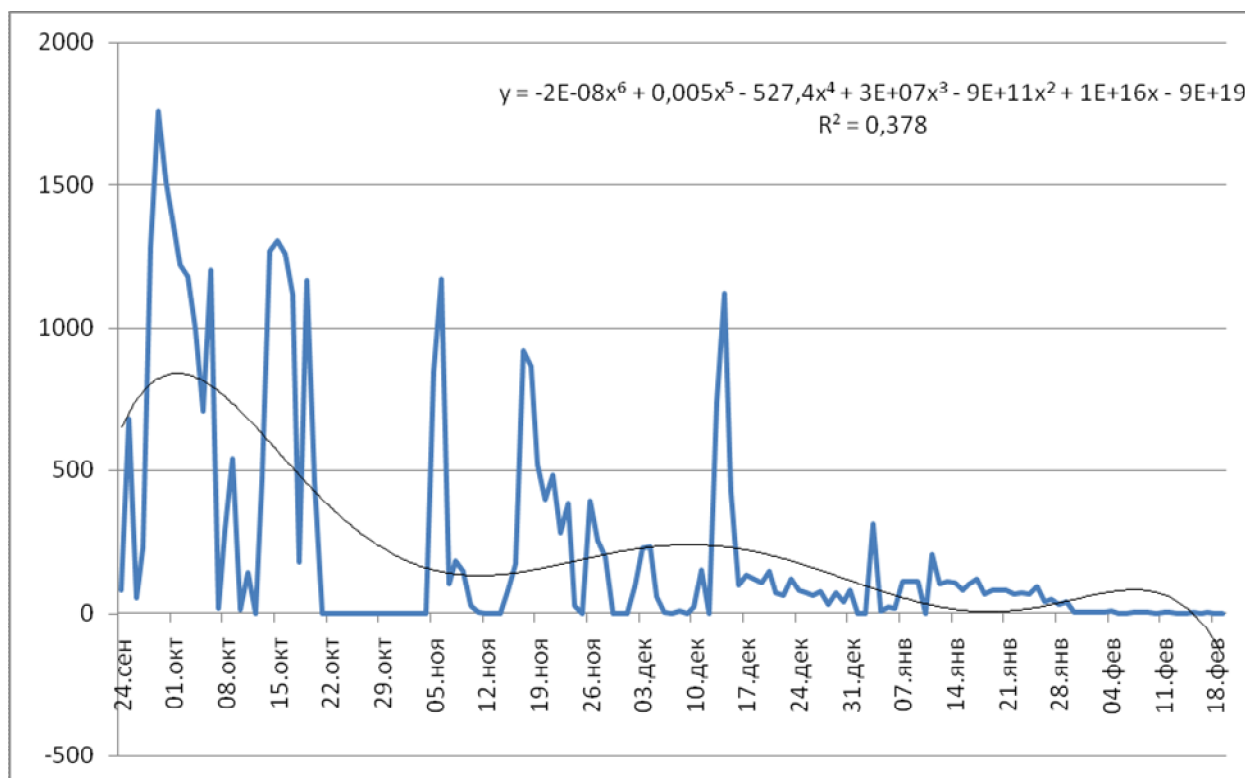


Рисунок 7 – Графік режиму відбору газу за тиску пуску свердловини 40 кгс/см<sup>2</sup>, тиску зупинки -35 кгс/см<sup>2</sup>

З рис. 6 видно, що з попереднього режиму свердловина поступово відновила свій дебіт та навіть збільшила його, але згодом надходження газу майже припинилося. Це свідчить про накопичення на вибої свердловини рідини, тож свердловина потребує продування або промивання з ПАР. Використання комплексу дало змогу майже миттєво зафіксувати аварійну ситуацію на свердловині, що відкриває широкі перспективи для контролю за роботою саме малодобітних свердловин.

Після продування свердловини її зупинили для визначення статичного тиску, тому наступний режим відбору газу був таким:

- тиск пуску свердловини – 40 кгс/см<sup>2</sup>,
- тиск зупинки – 35 кгс/см<sup>2</sup>.

Мета – дослідження роботи свердловини на штучно підвищених баричних параметрах (за умов зростання тиску у газопроводі - зупинка ДКС, зменшення споживання газу тощо). На рис. 7 зображено результати експерименту.

У даному режимі свердловина мала такі параметри:

- дебіт свердловини: 3-5,5 тис.м<sup>3</sup>,
- кількість відбору газу за цикл: 5-30 м<sup>3</sup>,
- кількість пусків: 300-1700 разів на добу.

З рис. 7 видно, що робота свердловини менш стабільна. Це може бути пов'язано з погіршенням умов винесення рідини (за рахунок зменшення кількості газу циклу та зменшення вологовмісту газу (із зростанням тиску)). Але тенденція залишилася – виділяються цикли накопичення та стравлення тиску, поступове виснаження зони дренажування.

Слід зауважити, що на сьогодні з'явилася можливість дослідити та проаналізувати поведінку свердловини за весь час роботи комплексу (рис. 8).

Якщо прийняти для кожного режиму свій середній дебіт циклу, помноживши його на кількість спрацьовувань комплексу, то отримаємо графік дебіту свердловини.

З рис. 8 видно, що протягом року було два піки дебітів газу, але другий за значеннями - дещо нижчий. Це наглядно демонструє тенденцію до поступового виснаження родовища.

З результатів проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

- зниження тиску пуску свердловини до певного рівня призводить до збільшення дебіту малодобітної свердловини, покращує динаміку відбирання газу завдяки відновленню тиску як у самій свердловині та її шлейфі, так і в привибійній зоні пласта;

- під час переходу до режимів більш низьких пускових тисків відбувається підвищення дебіту завдяки збільшенню перепадів тиску системи «пласт-шлейф», з поступовою стабілізацією та зниженням дебіту свердловини;

- характер дренажування малодобітної свердловини – хвильовий з характерними піками та зменшеннями дебіту;

- збільшення пускового тиску свердловини призводить до погіршення циклічності роботи свердловини, а на певному рівні – і до появи її простоїв, що пов'язане з порогом стабільної фільтрації газу малодобітної свердловини. У випадку перевищення цього порогу дренажування

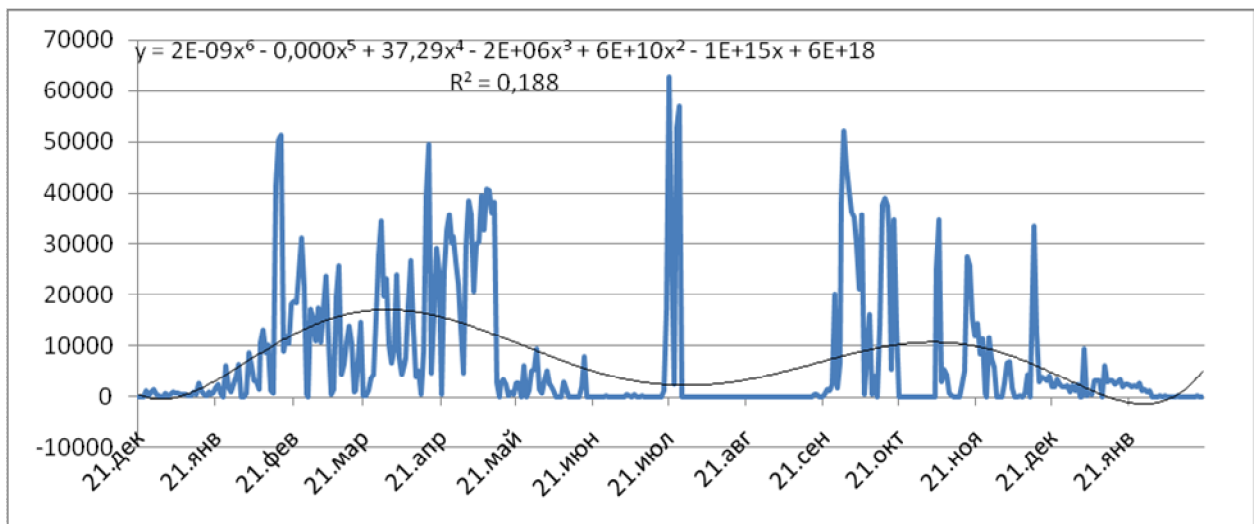


Рисунок 8 – Графік поведінки свердловини за весь час роботи комплексу

ня газу ускладнюється незначними перепадами в привибійній зоні пласта;

– тривала робота свердловини під керуванням автоматичного комплексу засвідчила динаміку виснаження зони дренажування свердловини.

#### Література

1 Фик І.М. Підвищення видобутку газу оптимізацією термобаричних умов експлуатації свердловин / Фик І.М., Шендрік О.М. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 4(21).

2 Іванишин В.С. Нафтопромислова геологія / Іванишин В.С. – Львів, 2003. – 648 с.

3 Патент України на корисну модель № 9720 Спосіб оптимальної експлуатації свердловин в умовах критичних параметрів.

4 Шендрік О.М. Вплив термобаричних умов флюїду на роботу свердловини та керування параметрами газу для збільшення його видобутку: Доповідь на IV конференції молодих спеціалістів ДК „Укргазвидобування”. – 2005.

5 Шендрік О.М. Оптимізація тиску відбору флюїду з метою збільшення видобутку вуглеводнів підвищення ефективності використання енергії газу: Доповідь на II конференції молодих вчених. / Шендрік О.М. // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць / ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України». – 2007. – Вип. 5. – 648 с.

6 Шендрік О.М. Оптимізація режимів роботи свердловин, як спосіб збільшення видобутку вуглеводнів, спосіб енергозбереження та охорони навколишнього середовища: Доповідь на конференції молодих спеціалістів ДК «Укргазвидобування», м. Харків. – 2007.

Стаття постуила в редакційну колегію  
26.10.09

Рекомендована до друку професором  
Мойсишиним В.М.