

## Фізико-технічні проблеми видобування енергоносіїв

УДК 622.279.5

### ОПТИМІЗАЦІЯ ТИСКІВ ВІДБИРАННЯ ФЛЮІДУ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ЯК СПОСІБ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ ТА ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ ПЛАСТОВОЇ ЕНЕРГІЇ

О. М. Шендрик

ГПУ «Шебелинкагазвидобування», 64250, Харківська обл., Балаклійський р-н,  
смт Червоний Донець, вул. Жовтнева, 9; тел. (05749) 52347, факс (05749) 52024,  
e-mail: oilgasua@mail.ru

*Приводятся основные принципы оптимизации давления отбора газа скважин, варианты существующего аппаратного оформления технологии и первые результаты внедрения промышленных комплексов оптимизации давлений отбора газа. Проводится анализ эффективности использования технологии и пути увеличения добычи углеводородов из газовых скважин.*

*Main principles of pressure optimization of gas extraction in wells, variants of existing hardware technology and the first implementation results of industrial systems for pressure optimization of gas extraction are given. The analysis of efficiency for technology use and the way of increase in hydrocarbons production from gas wells is described.*

Керування роботою свердловини – процес, метою якого є забезпечення максимального видобутку газу з найменшими експлуатаційними витратами за найбільшої глибини розробки родовища. Рух флюїду у газоході свердловині від пласта до входу на УКПГ супроводжується дуже складними термобаричними процесами та фазовими переходами різних його складових [1], [2]. Тому об'єктивна та достовірна інформація про роботу свердловин відіграє дуже важливу роль під час розробки та корегування режимів її роботи, моделюванні процесів припливу флюїду, пробкоутворення тощо [3, 4, 5].

Ключовим чинником при цьому є достатній контроль за робочими параметрами, оперативний та кваліфікований аналіз даних про роботу свердловин, забезпечення своєчасного та обґрунтованого обслуговування свердловини (зміни режимів роботи, дослідження, інтенсифікація).

Однією з основних проблем керування вітчизняними газовидобувними об'єктами на даному етапі є той факт, що з падінням тисків та дебетів газових свердловин якісний контроль за їх роботою через старі методи став неможливим. «Слабкі» свердловини, що працюють на спільний газозбірний колектор із більш потужними, часто переходять на мікробеїти або вза-

галі зупиняються. Але при цьому рух флюїду в свердловині не зупиняється, адже відкрита свердловина перебуває в тісному газодинамічному зв'язку із сусідніми як через трубопроводи УПГ, так і через пластові зв'язки (якщо вони розробляють спільний пласт). Навіть незначні зміни режимів сусідніх свердловин призводять до некерованих коливань сталих зон із проблемними термобаричними параметрами в свердловині на всьому шляху флюїду - від пласту до УКПГ. Згодом така експлуатація стає причиною утворення пробок у свердловинах, обводнення привибійних зон свердловин та в решті решт до капітальних ремонтів або їх ліквідації. Складність вирішення цієї проблеми полягало в тому, що треба було фіксувати дуже незначні перепади тисків. Для цього потрібно було досить точне, складне та високовартісне вимірювальне обладнання за, начеб то, незначних додаткових дебетів свердловин. Але якщо врахувати вартість робіт з інтенсифікації, поточного та капітального ремонту а також цінову динаміку зростання цін на енергоносії, то всі питання по збільшенню видобування газу мають бути переглянуті.

З метою забезпечення моніторингу роботи свердловини було запропоновано технічне рішення, яке об'єднало в собі елементи фіксації

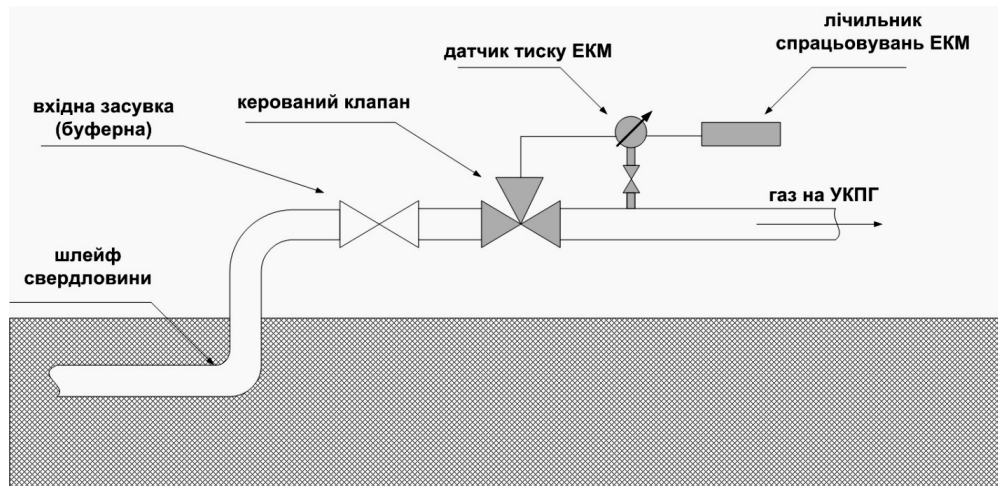


Рисунок 1 – Комплекс оптимізації роботи свердловини



Рисунок 2 – Комплекс оптимізаційної роботи Шебелинського ГКР



Рисунок 3 – Комплекс оптимізаційної роботи Волохівського ГКР

технологічного режиму в оптимальному коридорі значень тисків та контроль за роботою свердловини протягом фіксованих відрізків часу [6]. Реалізацією цієї ідеї став комплекс оптимізації роботи свердловин, який складається з електроконтактного манометра (ЕКМ), розміщеного на вузлі входу шлейфу свердловини на УКПГ, керованого ЕКМ запірнього органу та лічильника спрацьовувань комплексу (рис. 1). 7 таких комплексів вже встановлено на свердловинах Шебелинського та Волохівського ГКР (рис. 2, 3). На першому етапі дослідження технології керування роботою свердловин відбиралися свердловини, що працюють методом накопичення тиску. Це пов'язано, насамперед, із прагненням вдосконалити технологію експлуатації саме тих свердловин, керування якими ускладнено проблемою вибору найвигідніших значень тисків «пуску» та «зупинки» свердловини.

Комплекс працює так:

1) при закритому запірньому органі свердловина набирає тиск; ЕКМ контролює тиск у її шлейфі до запірнього органу;

2) після досягнення тиском верхньої граничної точки діапазону ЕКМ спрацьовує і подає сигнал на відкриття запірнього органу та

переключення лічильника спрацьовувань комплексу;

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

Наведені основні етапи 1-3 — це повний цикл роботи комплексу [7].

Оптимізація роботи свердловини проводиться за таким сценарієм:

- попереднє дослідження роботи свердловини: вивчення діючих режимів роботи свердловини (добові рапорти, геологічні дослідження, конструкція свердловини, проблемні явища роботи свердловини тощо);

- тарування системи «комплекс-свердловина»: вивчення роботи свердловини за різних діапазонів тисків (з фіксацією газових, конденсатних та водяних дебетів);

- визначення оптимальних базових та допоміжних режимів роботи свердловини;

- виведення свердловини на базовий оптимальний режим роботи та постійний контроль за її роботою;

- корегування роботи свердловини через допоміжні режими.

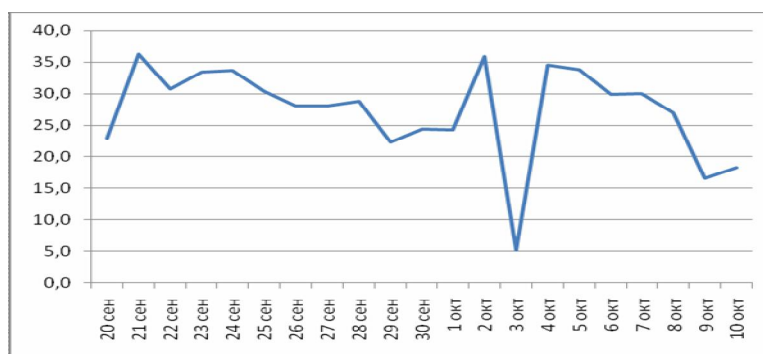


Рисунок 4 – Добовий дебіт свердловини №32 Волохівського ГКР

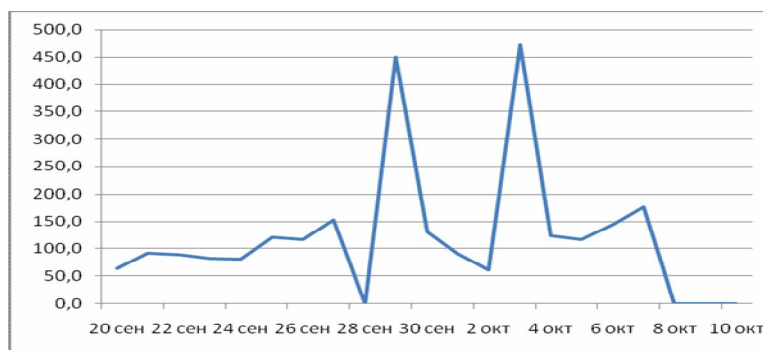


Рисунок 5 – Конденсатний чинник свердловини №32 Волохівського ГКР

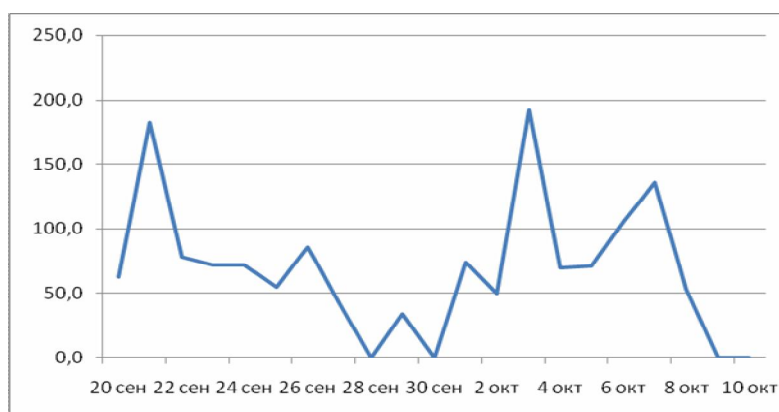


Рисунок 6 – Водяний чинник свердловини №32 Волохівського ГКР

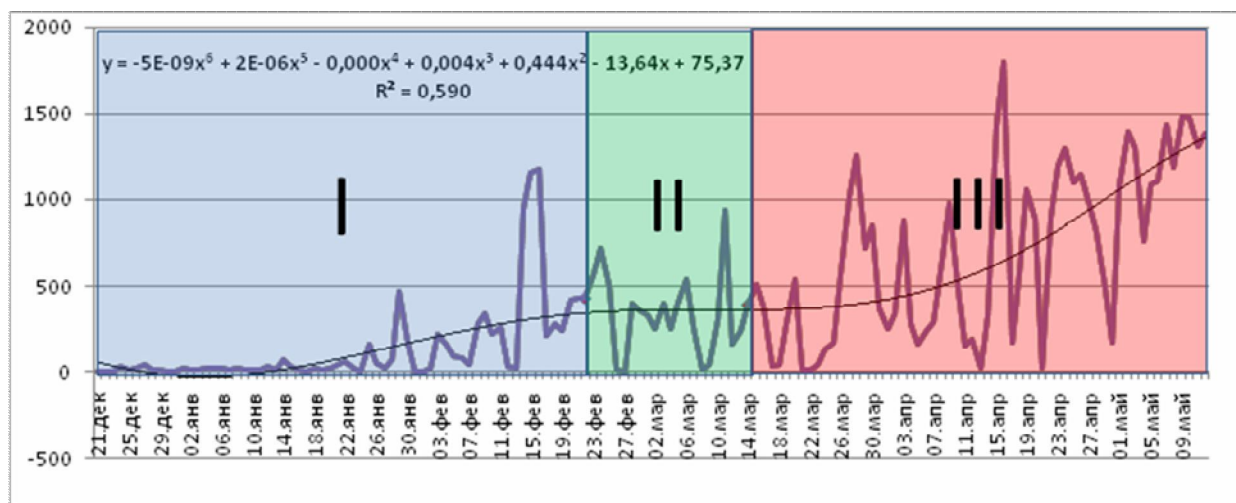
Розглянемо переваги роботи комплексу на базі досліджень режимів свердловини №32 Волохівського ГКР. Первинні дані роботи свердловини такі: добовий дебіт свердловини коливався у межах 16-18 тис. м<sup>3</sup>, конденсатний чинник становив 50-70 г/м<sup>3</sup>, водяний чинник — 40-60 г/м<sup>3</sup>. Свердловина працювала у ручному режимі тричі на добу з «пусковим» тиском 85-90 кгс/см<sup>2</sup> і тиском «зупинки» 16 кгс/см<sup>2</sup>.

З метою проведення досліджень за технологією фіксації робочих параметрів свердловини було змонтовано комплекс з ЕКМ та керованого запірною органу ІУШ. Заміри дебету свердловини протягом доби проводились на геологічній замірній ділянці, видобуток конденсату та води проводився вибірково впродовж однієї години на добу.

Після первинних досліджень поступового зниження діапазону тисків пуску-зупинки з 90-80 до 30-20 були отримані цікаві дані по де-

біту. Дослідження проводились інтервалами по 8 годин. Результатом стало збільшення дебіту від 0,3-0,5 тис. м<sup>3</sup>/год до навіть 2,7 тис. м<sup>3</sup>. З метою дослідження динаміки стабілізації режимів роботи свердловини було обрано інтервал 40-30 кгс/см<sup>2</sup>. Динамічні зміни дебету, газоконденсатного та водяного чинника наведено на рисунках 4,5,6 відповідно. Слід звернути увагу на те, що в автоматичному режимі фаза роботи свердловини продовжувалася 30-80 сек., що для ручного режиму керування свердловини майже неможливо.

Результати аналізу графіків свідчать, що робота комплексу сприяла швидкому підвищенню дебіту свердловини до майже 23 тис. м<sup>3</sup>. Згодом у міру винесення вільної рідини, що накопичилася у НКТ свердловини та її шлейфі (саме води), дебіт збільшувався (рис. 4-6). Досягнувши першого піку дебету — 36,2 тис. м<sup>3</sup>/доб., свердловина перейшла у фазу очи-



**Рисунок 7 – Динаміка роботи свердловини №332 Шебелинського ГКР під керування «комплексу оптимізації тисків відбору флюїду»**

щення привибійної зони пласта від рідини. З графіків видно утворення піків конденсатного та водяного чинників. Слід зауважити, що проглядається зв'язок піків газового дебету до і після водяної та конденсатної емісії. Як видно з графіків, потенціал нової технології дуже високий (вдалося підняти видобуток майже удвічі). Але для контролю за роботою свердловини слід було забезпечити постійний моніторинг її роботи. З метою проведення спрощеного моніторингу роботи свердловини було прийнято рішення обладнати комплекс лічильником спрацьовувань комплексу. Станом на 20 травня монтаж та налагодження лічильників на свердловинах № 15 та 32 Волохівського ГКР завершено і роботи з дослідження технології поновились.

Для вивчення перспектив використання нової технології в умовах газоконденсатних родовищ, що знаходяться на завершальній стадії розробки, було прийнято рішення встановити комплекси на УКПГ №3 Шебелинського ГКР на свердловинах №332, 344, 345, 346, 387. У грудні 2007 року монтаж-налагоджувальні роботи були завершені.

Розглянемо деякі результати роботи цих свердловин під керуванням комплексів на прикладі свердловини № 332 Шебелинського ГКР.

Попередньо свердловина працювала у ручному режимі за «пускового» тиску  $24 \text{ кгс/см}^2$  та тиску «зупинки»  $11,5 \text{ кгс/см}^2$ .

Слід зазначити, що реальний дебет свердловини визначити було важко з таких технічних умов:

- свердловина працювала у ручному режимі, тому її реальний дебет коливався залежно від того, як і коли оператор перемикав її;
- цикл «пуску-зупинки» давав незначний дебет, який дуже складно зафіксувати засобами «технічного» обліку на геологічній замірній ділянці;
- навіть незначні перетікання газу через засувки геологічного обліку всіх свердловин УКПГ (на вузлах входу шлейфів) вносили суттєву похибку у результати контролю за роботою свердловини.

Після переведення свердловини на керування автоматичним комплексом вдалося позбутися всіх перелічених недоліків та забезпечити візуалізацію режиму роботи свердловини (рис. 7).

Навіть на першому етапі роботи свердловини без оптимізації тисків вдалося досягти зростання дебету. В період стабілізації (з 21 грудня по 20 лютого) зафіксовано стійку тенденцію щодо зростання кількості спрацьовувань комплексу (рис. 7, діл. I).

20 лютого «пусковий» тиск було знижено на  $4 \text{ кгс/см}^2$  (до  $20 \text{ кгс/см}^2$ ). Нагляд за роботою свердловини засвідчив стабілізацію дебету за даного режиму (рис. 7 діл. II). Після цього, 13 березня «пусковий» тиск свердловини було знижено до  $18 \text{ кгс/см}^2$  (рис. 7 діл. III). Слід зауважити, що для забезпечення об'єктивної оцінки роботи свердловини треба витримувати її у обраному режимі до стабілізації дебету, адже реальна динаміка фільтраційних властивостей пласта володіє певною інерцією. За нового режиму (пуск при  $18 \text{ кгс/см}^2$ ) вдалося досягнути позитивної динаміки відновлення дебету свердловини вже через два тижні (рис. 7).

Слід звернути увагу на хвилову форму графіка спрацьовування комплексу, що свідчить про циклічність руху флюїду у свердловині. Причин такого явища може бути декілька:

- пробкові утворення в НКТ та шлейфі (як правило, з рідини);
- специфіка дренавання флюїду в привибійній зоні;
- газодинаміка руху флюїду та фазових переходів у НКТ та пласті.

Аналіз хвильового характеру дренавання флюїду та адаптація роботи комплексу до специфіки роботи свердловини та змінних режимів роботи міжпромислових газопроводів приховує значний потенціал розвитку технологій розробки родовищ.

Слід зауважити, що застосування комплексу дає можливість набрати об'єктивну статистику роботи свердловини, що уможливить залучення до аналізу майже всього математично-

го апарату. Як приклад можна навести поліноміальну апроксимацію (рис. 7), результатом якої виявиться функція роботи свердловини залежно від часу оптимізації. Маючи набір таких функцій за різних режимів керування, можна вже буде проводити моделювання процесів видобування газу.

На інших свердловинах, що керувалися комплексами, також вдалося досягти збільшення дебіту та налагодити постійний моніторинг їх роботи. Як приклад наведемо той факт, що за результатами роботи комплексу було приведено два своєчасних продування свердловини № 387 і відновлено її роботу. Викликають інтерес результати моніторингу проведення робіт з інтенсифікації на свердловинах керованих комплексами. Наприклад, закачування ПАР на № 332 – 23 січня, 26 лютого та 11 березня, дали загалом позитивні результати. Можна було простежити короточасні піки збільшення дебіту, але докорінних змін у динаміку роботи свердловини вони не привнесли. Це свідчить про те, саме ця свердловина потребує для оптимізації параметрів підвищення тиску у зоні дренавання, а серйозних проблем з водопріпливом не існує. Хоча це питання потребує більш детального вивчення.

За результатами моніторингу роботи свердловин можна проводити технічну оцінку величини добового дебіту через математичний апарат. Обґрунтування методики оцінки дебіту свердловини за режимом та динамікою роботи комплексу і параметрами вхідного та вихідного трубопроводів комплексу – це важливе питання, над вирішенням якого зараз працюють.

Ще одним напрямком вдосконалення технології є розробка методики визначення проміжних «спеціальних» режимів роботи комплексу, які б уможливили проведення досліджень свердловин та певних робіт з інтенсифікації (наприклад, продування) безпосередньо під час роботи комплексу без викидів газу у навколишнє середовище.

Цю технологію має сенс використовувати і на більш потужних свердловинах. Таких наприклад, що працюють у постійному режимі, але з таким тиском на вході в УКПГ, що майже не відрізняється від загального тиску газозбірного колектора (в межах технічної похибки).

Технологія відкриває значні перспективи для вивчення реальних процесів фільтрації флюїду майже у всьому діапазоні доступних дебетів свердловин. Особливістю технології оптимізації роботи свердловин є той факт, що для забезпечення оптимального видобутку газу дуже активно використовується власна енергія газу без залучення додаткових ресурсів (хімічних реагентів, техніки, обладнання).

Слід зауважити, що технологія оптимізації тисків відбору флюїду ще зовсім нова і вимагає детального вивчення, але вже зараз можна оцінити її потенціал, як одну з альтернативних технологій видобування газу.

## Висновки

Застосування комплексів оптимізації відбору газу дають можливість здійснити індивідуальний підхід до формування робочих режимів свердловин, проводити моніторинг їх роботи свердловин та обґрунтувати вчасне проведення робіт з інтенсифікації.

Збільшення видобутку газу через оптимізацію тисків відбору флюїду зумовлено такими чинниками:

- покращується контроль не тільки за роботою самої свердловини, а й за динамікою пластової фільтрації та іншими геофізичними процесами;

- зменшуються терміни «технічного» простою через несвоєчасні перемикання свердловин оператором (за ручного керування);

- зменшується час «прихованого» простою – коли свердловина працює на мікродебітах;

- зменшується час «аварійного» простою у випадку виникнення аварій пробкоутворення (за рахунок своєчасного проведення профілактичних робіт);

- покращується динаміка відбирання газу за рахунок обґрунтованого вибору параметрів «пуску-зупинки» свердловини на УКПГ.

Технологія не передбачає викидів газу в атмосферу (що зазвичай трапляється під час продування та промивання свердловин).

Нове обладнання може стати базою для систем автоматичної аварійної зупинки УКПГ під час виникнення аварійних ситуацій.

## Література:

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

2 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.

3 Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник. – Львів.: Априорі, 2005. – 452 с.

4 Іванішин В.С. Нафтопромислова геологія. – Львів, 2003. – 648 с.

5 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д.т.н. В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996.

6 Пат. 9720 Україна. Спосіб оптимальної експлуатації свердловин в умовах критичних параметрів / Фик І.М., Шендрік О.М., Синюк Б.Б., Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О., Жмурков В.І. – Опубл. 17.10.2005, Бюл. № 10

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