

## ВПЛИВ ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ СИСТЕМИ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОВИДОБУВНОГО КОМПЛЕКСУ

М.І. Братах<sup>1</sup>, Д.Є. Добрунов<sup>2</sup>, Алі Шкейр<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НДІ “УкрНДІГаз”; 61000, м. Харків, Гімназійна наб., 20, тел. (057) 7304602,  
e-mail: mikhailo.bratakh@ukr.net

<sup>2</sup>НТУ «ХПИ»; 61002, м. Харків, вул. Кирпичова, 2, тел. (057) 7076601,  
e-mail: dmitriydobrunov@gmail.com

Статтю присвячено удосконаленню методів вуглеводневідачі для родовищ, що працюють у газовому режимі на виснаження. Виявлено, що усунення негативного впливу надмірних втрат тиску є рекомендованим заходом зі збільшення обсягів вилучення вуглеводнів з пластів родовищ, що розробляються в газовому режимі на виснаження. Саме на пошук надмірних втрат спрямовано моніторинг гідравлічного стану газозбірних систем, що базується на діагностиці параметрів у контрольних точках. Ці втрати формують резерв робочого тиску на гирлі свердловин, що може бути спрацьований (зменшений) для прискорення вилучення вуглеводнів.

Ключові слова: газовий режим, гідравлічний опір, втрати тиску, пропускна здатність, накопичення

Статья посвящена усовершенствованию методов углеводородоотдачи на месторождениях, работающих в газовом режиме на истощение. Выявлено, что устранение негативного влияния чрезмерных потерь давления является рекомендованным мероприятием по увеличению извлечения углеводородов из пластов месторождений, разрабатываемых в газовом режиме на истощение. Именно на поиск чрезмерных потерь направлен мониторинг гидравлического состояния газосборных систем, который основывается на диагностике параметров в контрольных точках. Данные потери формируют резерв рабочего давления на устье скважин, может быть сработан (уменьшен) для увеличения скорости извлечения углеводородов.

Ключевые слова: газовый режим, гидравлическое сопротивление, потери давления, пропускная способность, накопления.

The article is devoted to improving the methods of hydrocarbons recovery at fields operating in gas mode. It has been defined that the elimination of the negative impact of excessive pressure loss is a recommended measure to increase the extraction rate of hydrocarbons from reservoirs operating in gas mode. Hydraulic conditions monitoring, based on parameters diagnostics at the control points, is aimed at searching the excessive losses. These losses form an operating pressure reserve at the wellhead, which can be used to accelerate the extraction of hydrocarbons.

Keywords: gas mode, hydraulic resistance, pressure loss, capacity, slugs.

### Вступ

Відповідно до міжнародної термінології в нафтогазовому комплексі виділяють два основних сектори:

– upstream (що вміщує напрямки діяльності, пов'язані із розвідкою, бурінням, розробкою родовищ і власне видобуванням вуглеводнів, враховуючи також збір та підготовку вуглеводнів на установках);

– downstream (усе, що пов'язано із переробкою вуглеводнів з метою подальшої утилізації продукції споживачам).

Транспортування, редукування та розподіл потоків газу, нафти, конденсату виокремлено до проміжного сектору (midstream), що пов'язує два основних. Без виробничої діяльності midstream-сектора неможлива робота двох вже згаданих секторів, а від ефективності його роботи залежить надійне та безперебійне видобування вуглеводнів та їх переробка і реалізація. Основним об'єктом, що перебуває в експлуатації цього сектора, є трубопровідна система, що складається із газопроводів (для газових родовищ), та з нафтопроводів (для нафто-

вих і газоконденсатних родовищ), а також з конденсатопроводів, водопроводів та трубопроводів для сумісного транспортування нафтопродуктів, газу та води [1, 2].

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

За своєю сутністю процеси збору та транспортування вуглеводнів є ідентичними, адже їх описує рівняння руху, яке з врахуванням принципу суперпозиції діючих на частку речовини сил записується у вигляді:

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial \rho \omega}{\partial t} + \frac{\lambda \cdot \rho \cdot \omega^2}{2d} + \rho \cdot g \cdot \sin \alpha = 0. \quad (1)$$

Незалежно від напрямку руху потоку речовини (вертикальний чи горизонтальний) та складу самої речовини завжди використовується рушійна енергія початкового тиску, яка поступово витрачається внаслідок втрати тиску на додання опору інерції  $\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t}$ , тертя

$$\frac{\lambda \cdot \rho \cdot \omega^2}{2d}, \text{ та гравітації } \rho \cdot g \cdot \sin \alpha = \rho \cdot g \cdot \frac{dh}{dx},$$

формуючи перепад тиску  $\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P_1 - P_2}{x_2 - x_1}$ , без

якого неможливий подальший рух газу, рідини або газорідного потоку.

Залежно від фазовості і структури фахівці з трубопровідних мереж мають справу із трьома видами потоків:

- однофазовий газовий;
- дво-, або багатфазовий газорідний;
- однофазовий рідинний.

Для газових родовищ, що експлуатуються в газовому режимі на виснаження (що є характерним для більш ніж 80% родовищ України), основним продуктом, що видобувається, є природний газ із порівняно невисоким вологовмістом і питомою кількістю рідких вуглеводнів. Отже, для розгляду спеціальних питань можна відкинути два останні види і зупинитись лише на першому однофазовому газовому, як найбільш притаманному для теперішньої ситуації в газозбірній та газотранспортній системах родовищ. З точки зору фахівця, що займається транспортуванням продукції, це означає, поперше, низький тиск, по-друге, незначні дебіти свердловин. Зменшення величини робочого тиску викликає зменшення резерву рушійної сили. У певний момент часу відсутність контролю за втратою тиску призведе до їх зростання до рівня, що унеможливить пропускання необхідного об'єму видобутої продукції [3, 4].

### Мета роботи

Виходячи із викладеного вище, основною метою роботи є оцінка впливу конфігурації газозбірних мереж (чи зміни їх напрямку) на ефективність роботи нафтогазовидобувного комплексу загалом, особливо враховуючи вплив на обсяги видобутку газу.

### Викладення основного матеріалу

Виходячи із технічної характеристики трубопроводів, в наявності газопромислових управлінь є газо-, чи конденсатопроводи доволі великого діаметру (500, 700 або 1000 мм), що апіорі мали б вмістити увесь обсяг видобутого газу.

Розглянемо основне рівняння газопроводів, що описує як **пропускну здатність**, так і **продуктивність** газопроводу:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda \Delta Z T L}}, \quad (2)$$

- де  $d$  – внутрішній діаметр, мм;  
 $P_1$  і  $P_2$  – початковий та кінцевий тиск, бар;  
 $\lambda$  – фактичний коефіцієнт гідравлічного опору;  
 $\Delta$  – відносна густина газу за повітрям;  
 $Z$  – коефіцієнт стисливості газу;  
 $T$  – середня температура в газопроводі;  
 $K, L$  – довжина газопроводу км.

Різниця у поняттях для досвідченого фахівця є очевидною, але може ввести в оману фахівця із іншого сектору нафтогазового комплексу [3,4].

Пропускна здатність – це максимальний об'єм газу, що може пропустити газопровід за наявного робочого тиску. Отже, як видно із рівняння, в умовах низького робочого тиску пропускна здатність є порівняно невеликою. Крім того, пропускна здатність трубопроводу передбачає, що він є абсолютно чистим, тобто коефіцієнт гідроопору є мінімальним. Для прикладу: для систем МГ, ШПК, ШДК (діаметри умовного проходу 700 та 1200 мм відповідно) на ділянці між Червонодонецькою та Хрестищенською ДКС пропускна здатність не перевищила 12,5-12,8 млн. м<sup>3</sup>/добу за робочого тиску 6,5-11 ат. При тому, що за умов тиску, на який ця система газопроводів запроєктована (55 ат.), пропускна здатність має складати 63 млн. м<sup>3</sup>/добу.

Нижче (рис. 1) представлено результати розрахунків пропускну здатності складної системи магістральних газопроводів, задіяних для транспортування газу власного видобутку в західному напрямку.

Пропускна здатність газопроводу – це фактичний об'єм газу, що проходить через порожнину газопроводу, враховуючи компонентний склад продукту, гідравлічний опір труби та сформований ним фактичний перепад тиску.

Із основного рівняння газопроводів випливає, що підвищити пропускну здатність газопроводу можливо трьома шляхами (рис. 2)

Перші два способи є глобальними: їх реалізація потребує суттєвих часових витрат. Третій є локальним способом: його реалізація потребує як часових витрат, так і порівняно невеликих капіталовкладень.

Контроль за зміною коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу називається моніторингом гідравлічного стану. Отже, моніторинг гідравлічного стану трубопроводів (або, як його називають у напрямку транспортування газу, «гідравлічної ефективності роботи газопроводів») із подальшою розробкою заходів щодо підвищення ефективності їх роботи є одним із першочергових завдань фахівців відділу транспортування газу.

Існує декілька причин збільшення гідравлічного опору трубопроводу, що, в свою чергу, призводить до негативних наслідків його зростання. Розглянемо їх.

Повернемося до рівняння руху газового потоку. Газопроводи, що збирають та транспортують газ з українських родовищ, переважно прокладено рівнинною місцевістю (перепад висот не перевищує 100 метрів), отже гравітаційними втратами тиску зазвичай нехтують.

Позбутись впливу інерційних втрат можливо лише завдяки одночасному замірюванню параметрів тиску, температури і витрати в усіх контрольних точках газопроводу.

Таким чином, визначальними для газопровідної системи є втрати тиску на тертя, що містять три основні складові:

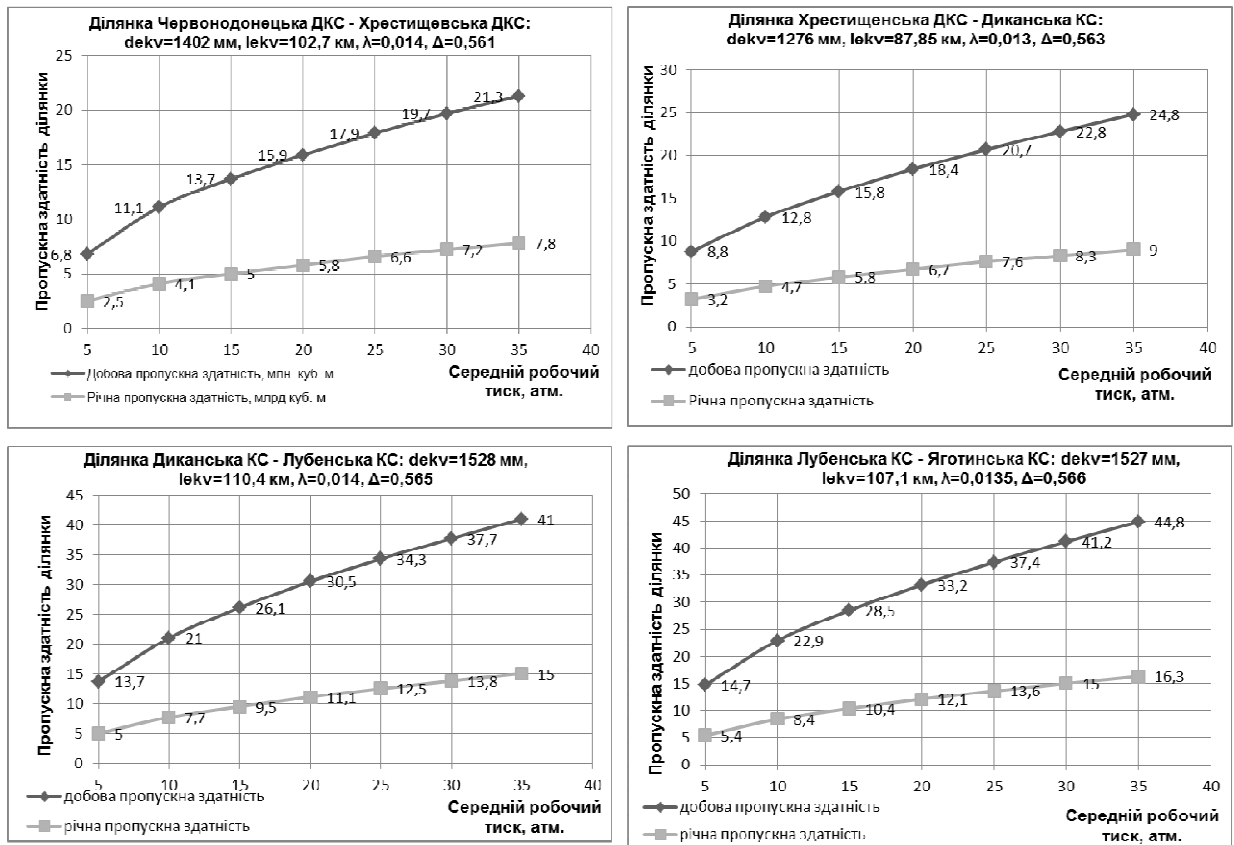
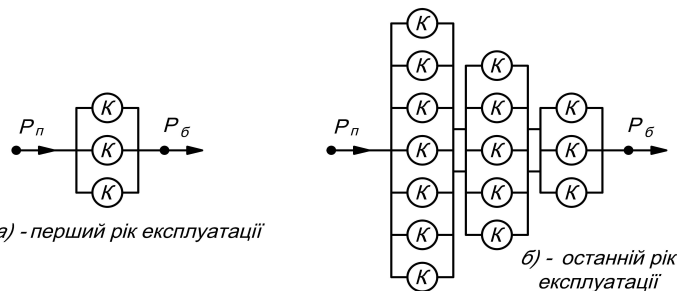


Рисунок 1 – Пропускна здатність ділянки складної системи газопроводів ШДК, ШПК, ЄДК для різних середніх тисків

1. зміна технічної характеристики (конфігурації) газопроводної мережі



2. встановлення компресорного обладнання



3. очистка внутрішньої порожнини трубопроводу

- врізання дренажних пристроїв
- переведення ділянки в режим самоочищення
- пропускання очисних поршнів

Рисунок 2 – Шляхи підвищення пропускної здатності газопроводів

– втрати тиску по довжині газопроводу, викликані тертям до стінок трубопроводу (або шорсткістю труби), причому чим менший робочий тиск, тим більшою є величина цих втрат;  
 – втрати тиску в місцевих опорах (лінійні крани, засуви, переходи діаметрів, переходи

через природні і штучні перешкоди, компенсатори повздожніх переміщень, крутозагнуті вставки, трійники тощо чинять певний гідравлічний опір залежно від типу місцевого опору), зазвичай цей опір не перевищує 5 % опору по довжині трубопроводу;

– втрати тиску внаслідок забруднення порожнини трубопроводу.

В умовах експлуатації трубопроводів втрачається тиск, викликані тертям, та в місцевих опорах, є незменшуваними або номінальним. Вони притаманні заданому режиму роботи газопроводу. В свою чергу втрати тиску внаслідок забруднення є такими, що можна зменшити впровадивши певні заходи щодо очистки порожнини труби.

Тип та якісний склад забруднень для кожного із родовищ є специфічними, та притаманні лише досліджуваній газонасній площі:

– для Львівщини притаманна наявність пластової та конденсаційної води із значним вмістом дрібнодисперсних механічних домішок як побічного продукту корозії;

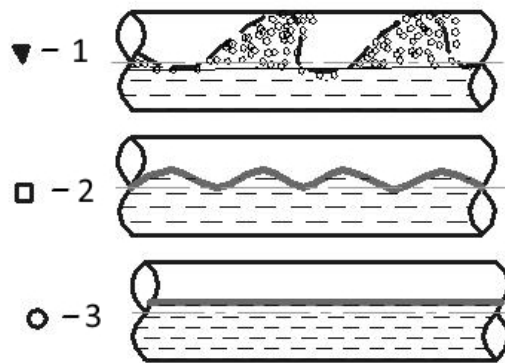
– для Полтавських родовищ – локалізація конденсату різної густини;

– для групи свердловин Шебелинського ГКР в районі УКПГ-19 – глинисто-рідинна суспензія.

На формування та локалізацію забруднень в порожнині газопроводу (не залежно від того, чи це газопровід системи збору продукції, чи магістральний газогін) впливають швидкісні та термодинамічні умови, а також аварійні відмови. Виходячи із досвіду дослідження газопроводів, слід зазначити, що серед так званих «старих» газопроводів, які споруджені та експлуатуються на виснажених родовищах, найменша кількість забруднень притаманна газопроводам невеликого діаметру (до 89 мм для шлейфів та 325 мм для промислових газопроводів та магістралей), оскільки газ із рідинними включеннями в таких трубах рухається зі швидкістю понад 5 м/с, формуючи дисперговану, або, щонайменше, пробкову структуру потоку (перешкоджаючи формуванню великих об'ємів рідинних забруднень у природних пастках). Отже, що чим менш завантажений газопровід великого діаметру, тим більша імовірність локалізації великого об'єму забруднень в ньому [5, 6].

Якщо швидкісні умови експлуатації є визначальними для формування як рідинних, так і механічних утворень в порожнині труби, то термодинамічний режим роботи трубопроводу або температурний режим експлуатації трубопроводу є найбільш впливовим чинником на формування мас рідини та гідратів. Суть рівняння балансу повної енергії для газопровідної мережі можна звести до твердження, що газ із дрібнодисперсною рідиною, що перекачуються трубопроводом, будуть прагнути охолодитись або нагрітись до температури оточуючого середовища. Водночас природний ефект Джоуля-Томсона спонукатиме газ до охолодження в умовах падіння робочого тиску. Оскільки більш ніж в 90% прокладання трубопроводу здійснюється за підземною схемою, то температура газозового потоку буде прагнути стати під час транспортування такою як температура ґрунту, отже на відкритих ділянках трубопроводу газ охолоджуватиметься або нагріватиметься до температури повітря [3, 6].

Навіть підігрітій після компримування до достатньо високої температури, газ із високою температурою точки роси швидко охолоджується до температури ґрунту і на певній відстані від початку газопроводу його температура стає нижчою, ніж виміряна температура точки роси за умов робочого тиску. Саме в цій точці випадає перша крапля рідини і починається формування дзеркала рідини. Процес формування дзеркала рідини може тривати декілька років і відчутно не впливатиме на режим роботи газопроводу, особливо якщо ця ділянка є незавантаженою внаслідок великого діаметру трубопроводу. Це формування відбувається до певного моменту, зменшуючи вільний переріз трубопроводу і ніколи його не перекриваючи (рис. 3). З часом пробка буде чинити все більший гідравлічний опір, швидкість газу над дзеркалом рідини буде зростати, характер течії буде змінюватися від розшарованого (форма 3) до хвильового, коли газовий потік підхоплюватиме частину рідини у вигляді хвиль і переноситиме її в наступну за ходом газу природну пастку рідини (балку, яр, урочище, або будь-яке інше понижене місце в рельєфі, через яке прокладено трасу трубопроводу) – форма 2, та в кінці пробкового, коли об'єм рідини досягне свого критичного значення – форма 1 [3].



1 – пробково-диспергована,  
2 – розшарована з хвильовою поверхнею,  
3 – розшарована з гладкою поверхнею

**Рисунок 3 – Структурні форми руху газорідинного потоку**

Після подібного стрибку (табл. 1) падає кінцевий тиск або підвищується початковий, і велика маса рідини переміщується в наступну в напрямку руху потоку природну пастку, виштовхуючи певний об'єм рідини із неї і так далі до кінцевого пункту призначення, в нашому випадку ГРС, де рідинний потік потрапляє у «вузькі» технологічні трубопроводи, переповнює збірник забруднень сепаратора, призводячи до аварійної відмови обладнання та припинення подачі газу. Цей довготривалий процес формування і подальшого перерозподілу рідини в часі характеризується мінімальним надходженням рідини в порожнину трубопроводу і призводить до «залпового» викиду рідини до технологічного обладнання об'єктів наземної частини родовищ і газотранспортної мережі. За

Таблиця 1 – Оперативні дані диспетчерської служби щодо режимів роботи ГРС по трасі магістрального газопроводу

| Число | ГРС 1                                  |                                      |                     | ГРС 2                                  |                                      |                     | ГРС 3                                  |                                      |                     | ГРС 4                                  |                                      |                     |
|-------|--|--------------------------------------|---------------------|--|--------------------------------------|---------------------|--|--------------------------------------|---------------------|--|--------------------------------------|---------------------|
|       | факт.                                  | факт.                                | факт.               | факт.                                  | факт.                                | факт.               | факт.                                  | факт.                                | факт.               | факт.                                  | факт.                                |                     |
|       | Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup> | P <sub>н</sub> , кгс/см <sup>2</sup> | T <sub>н</sub> , °C | Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup> | P <sub>н</sub> , кгс/см <sup>2</sup> | T <sub>н</sub> , °C | Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup> | P <sub>н</sub> , кгс/см <sup>2</sup> | T <sub>н</sub> , °C | Q <sub>доб.</sub> , тис.м <sup>3</sup> | P <sub>н</sub> , кгс/см <sup>2</sup> | T <sub>н</sub> , °C |
| 6     | 182,2                                  | 10,5                                 | 8                   | 44,1                                   | 8                                    | 4                   | 16,0                                   | 8,5                                  | 1,6                 | 148,0                                  | 8,6                                  | 1,6                 |
| 7     | 187,3                                  | 10,5                                 | 8                   | 48,2                                   | 8                                    | 6                   | 20,0                                   | 8,6                                  | 2,6                 | 156,0                                  | 8,6                                  | 2,6                 |
| 8     | 188,3                                  | 11                                   | 9                   | 48,7                                   | 7,5                                  | 6                   | 19,0                                   | 8,7                                  | 3,3                 | 153,0                                  | 8,6                                  | 3,3                 |
| 9     | 178,5                                  | 11                                   | 8                   | 47,4                                   | 7,5                                  | 6                   | 18,0                                   | 8,8                                  | 3,7                 | 153,0                                  | 8,7                                  | 3,7                 |
| 10    | 198,6                                  | 10,5                                 | 8                   | 49,9                                   | 7,5                                  | 6                   | 19,0                                   | 8,6                                  | 3,2                 | 164,0                                  | 8,6                                  | 3,2                 |
| 11    | 179,3                                  | 10,5                                 | 9                   | 49,7                                   | 5,5                                  | 6                   | 18,0                                   | 9,1                                  | 4,4                 | 151,0                                  | 9,1                                  | 4,4                 |
| 12    | 161,9                                  | 13                                   | 9                   | 50,0                                   | 5,5                                  | 6                   | 17,0                                   | 10,9                                 | 4                   | 146,0                                  | 10,9                                 | 4                   |
| 13    | 149,2                                  | 11,5                                 | 9                   | 0,0                                    |                                      |                     | 16,0                                   | 11,2                                 | 5,2                 | 130,0                                  | 11,2                                 | 5,2                 |
| 14    | 145,5                                  | 13,8                                 | 8                   | 0,0                                    |                                      |                     | 16,0                                   | 11,8                                 | 3,5                 | 136,0                                  | 11,6                                 | 3,5                 |
| 15    | 143,5                                  | 14,8                                 | 9                   | 34,4                                   | 9,5                                  | 5                   | 18,0                                   | 13,8                                 | 3,8                 | 139,0                                  | 13,5                                 | 3,8                 |

останні 5 років процеси залпових викидів рідини зафіксовані щонайменше 5 разів, тобто фактично щорічно. Певним каталізатором процесу є те, що періоди проходження залпових викидів рідини припадають на листопад-грудень, а саме періоди зростання споживання газу, які характеризуються зміною робочого тиску (зазвичай зростання його величини) та збільшенням продуктивності газопроводів.

Якщо на вхід газопроводу надійде великий обсяг рідини за короткий час і з високим робочим тиском, перерозподіл мас рідини може відбутися в короткий термін за великої потужності із зростанням швидкості газу вище швидкості звуку на коротких ділянках (особливо невеликого діаметру та із наявністю великої кількості місцевих опорів). Такий швидкий перерозподіл мас рідини, що характеризується надходженням великої маси рідини на вхід трубопроводу, має назву «гідралічного удару» і може призвести до руйнування технологічного обладнання.

Для газу із певним компонентним складом за умов високого тиску та низьких температур газу в порожнині трубопроводу (лінійній частині) та в місцевих звуженнях (будь-які місцеві опори) формуються гідрати – тверді кристалічні відкладення, що складаються із замерзлих часток води, конденсату і бульбашок газу, процес формування яких є доволі стрімким. Це єдиний процес, що може призвести до повного перекриття перерізу трубопроводу [3].

Отже, найнебезпечнішими проявами нехтування моніторингом гідралічного стану трубопроводів, що в підсумку призводять до аварійних ситуацій, є:

- довготривалі за часом процеси формування рідинних відкладень із подальшим їх перерозподілом у вигляді залпів до технологічного обладнання;

- короткотривалі процеси формування рідинних відкладів із стрімким винесенням рідинної пробки і можливістю руйнування технологічного обладнання (гідралічні удари);

- гідратуотворення.

Крім того, в процесі експлуатації газопроводів формування в понижених місцях траси газопроводів рідинних утворень певного об'єму чинить додатковий гідралічний опір, що проявляється у збільшених втратах тиску на транспортування продукції. Наслідком таких надмірних втрат тиску для родовищ, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації, є:

- зменшення резерву робочого тиску свердловин, відповідно зменшення обсягів видобутку газу, якщо свердловина працює при розтищеному ШР;

- зменшення величини вхідного тиску на ДКС, що призводить до надлишкових втрат паливного газу і збільшення температури газу після компримування (відповідно збільшення витрат на охолодження продукту);

- збільшення вихідного тиску з ДКС (у разі формування рідини в МГ за ДКС);

- необхідність залучення до роботи більшого парку машин, витрати паливного газу, витрат на охолодження газу, витрат на паливно-змащувальні матеріали тощо;

- порушення стабільної роботи сепараційного обладнання на УКПГ тощо [3, 7, 8].

На графіку (рис. 4) відображено зростання видобутку газу після впровадження методів збільшення пропускної здатності трубопроводів за рахунок зменшення надлишкових втрат тиску, та зміни конфігурації потоків. Цей інвестиційний проект було впроваджено на Солохівській ДКС за рахунок будівництва нового газопроводу та очищення внутрішніх порожнин діючих колекторів[3].

## Висновки

В результаті проведеної роботи можна зробити висновок, що навіть для однієї групи родовищ усунення негативного впливу надмірних втрат тиску є рекомендованим заходом щодо збільшення обсягів вилучення вуглеводнів з пластів родовищ, які розробляються в газовому режимі на виснаження. Саме на пошук цих надмірних втрат спрямовано моніторинг

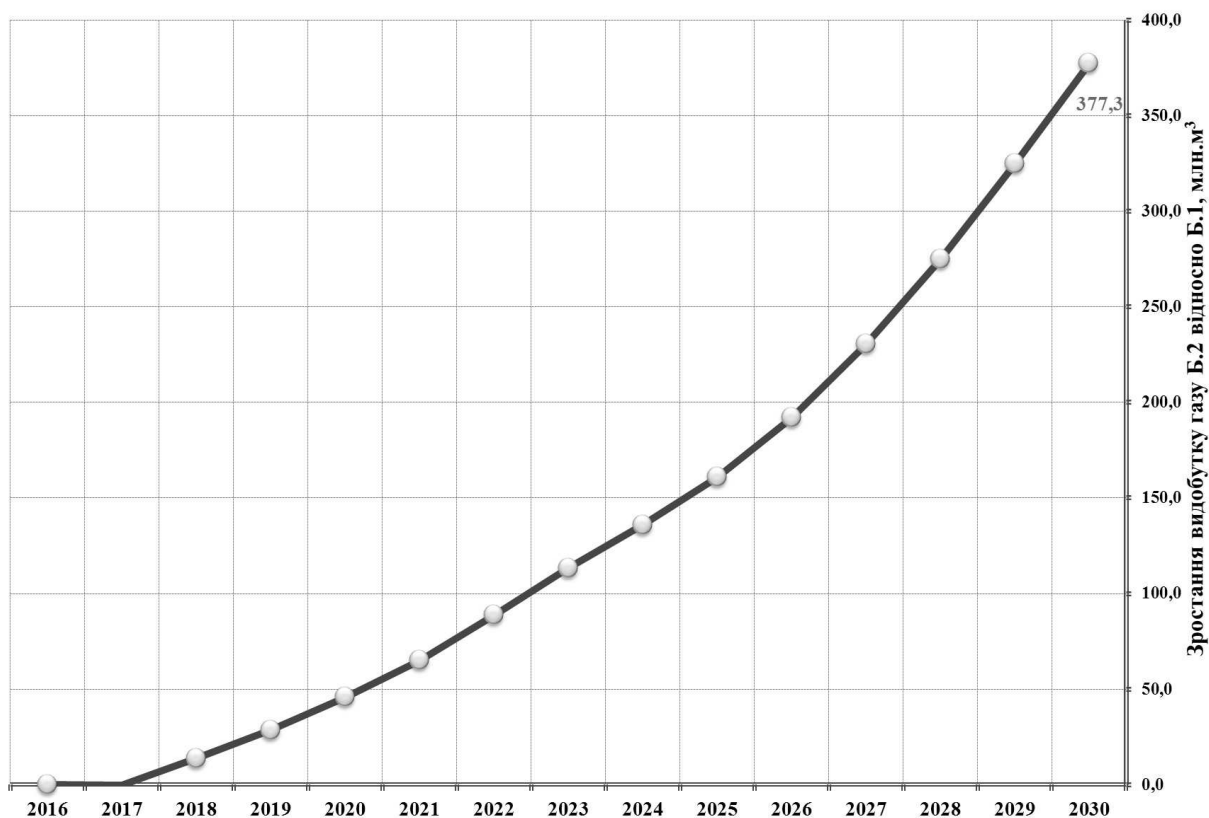


Рисунок 4 – Додатковий видобуток газу за варіантом зміни конфігурації газозбірної системи газопромислового управління (за результатами техніко-економічного обґрунтування)

гідралічного стану газозбірних систем, що базується на параметричному діагностуванні параметрів у контрольних точках. Ці надмірні втрати формують резерв робочого тиску на гірлі свердловин, що може бути спрацьований (зменшений) для прискорення вилучення вуглеводнів.

### Література

1 Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Київ, Львів, Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу, 1996. – 620 с.

2 Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г. С. Лутошкин: Изд. 2 перераб. и доп., М.: Недра, 1979. – 319 с.

3 Братах М. І. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу / М. І. Братах, І. М. Рузіна, А. В. Соболева // Питання розвитку газової промисловості України. – 2009. – № 37. – С. 287-293.

4 Довідник працівника нафтогазового підприємства / В. В. Розгонюк [та ін.] – Київ: Росток, 2001. – 1092 с.

5 Гусейнов Ч. С. Влияние конденсата на производительность газопровода / Ч. С. Гусейнов // Трубопроводный транспорт нефти и газа. – 1963. вып. 45. – С. 12-15.

6 Чарный И. А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости или газа на пропускную способность трубопрово-

дов / И. А. Чарный // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 6. – С. 51-55.

7 Капцов И. И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И. И. Капцов, М.: Недра, 1988. – 160 с.

8 Капцов І. І. Зниження втрат тиску в системі газопроводів як один із чинників збільшення обсягів видобутку газу на родовищах / І. І. Капцов, С. О. Саприкін, М. І. Братах, В. Є. Співак // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 2. – С. 58-59.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
28.08.17

Рекомендована до друку  
професором **Кондратом О.Р.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Фиком І.М.**  
(Харківський національний університет  
ім. В.Н.Каразіна, м. Харків)