

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.279.5

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИЙ СПОСІБ ВИДОБУВАННЯ ТА ПІДГОТОВКИ ГАЗУ

Ю.Л.Фесенко, О.М.Шендрик

ГПУ «Шебелинкагазвидобування», 64250, Харківська обл., Балаклійський р-н,
смт Червоний Донець, вул. Жовтнева 9; тел./факс (05749) 93966,
E-mail: kdm@shgpu.kharkov.ukrtel.net

Розглянуто новий спосіб видобування природного газу шляхом його відбору зі свердловини в транспортні контейнери. Перевагами даного способу є енергоресурсоефективність, екологічність, незначна металлоємність газовидобувного обладнання. Висвітлено актуальність нової технології.

Ключові слова: газ, свердловина, видобуток, транспортні контейнери, спосіб.

Рассматривается новый способ добычи природного газа путём его отбора из скважин прямо в транспортные контейнеры. Преимуществами этого способа являются: энергоресурсоэффективность, экологичность, малая металлоёмкость газодобывающего оборудования. Показана актуальность новой технологии.

Ключові слова: газ, скважина, добыча, транспортные контейнери, способ.

The new method of natural gas extraction through selection of wells directly into the shipping container is described. There are such advantages of this mode such as power consumption effectiveness, environmental friendliness, low metal consuming of gas equipment. The relevance of the new technology is disclosed.

Keywords: gas, wells, extraction, shipping container, method.

В балансі енергоспоживання України частка природного газу складає близько 45%, що приблизно вдвічі перевищує аналогічний середньоєвропейський показник. Така тенденція збережеться в найближчому майбутньому через відсутність резервів інших джерел енергії та оснащення промислових і комунальних господарств під споживання природного газу. Стратегічними напрямками підвищення енергетичної незалежності України є нарощування пошуково-розвідувальних робіт з метою приросту запасів газу, розробка та впровадження високоефективних технологій видобування і постачання газу, зменшення втрат газу при поставці [1].

Світові тенденції видобування і споживання природного газу та інших вуглеводневих енергоносіїв вимагають зміни форматів енергетичних стратегій більшості держав – учасників світового енергоринку.

Для держав, що видобувають енергоносії – це, перш за все, зміна підходів до видобування вуглеводнів [2]. Постійне зростання цін на енергоносії, їх дефіцит та скорочення світових запасів значно підвищують відповідальність за ефективність використання надр, за глибину розробки родовищ та ресурсоємність самого процесу видобування газу. Сучасні вимоги до

технологій видобування змушують більш уважно ставитись до таких показників, як енергоефективність, збереження навколишнього середовища, зменшення поточних витрат та втрат на підготовку товарних енергоносіїв тощо [3].

Прогресу у розвитку ефективності використання надр можна досягти тільки за рахунок впровадження нових технологій, інноваційних підходів та технічних рішень.

Одним з таких підходів є новий спосіб видобування та підготовки товарного газу високого тиску (понад 200 кгс/см²).

На даний час такий газ використовується здебільшого там, де необхідна підвищена енергоефективність транспортування паливного газу. Досягається це підвищенням тиску товарного газу. Так, наприклад, 1 м³ природного газу із тиском P=200 кгс/см² і T=20⁰C відповідає приблизно 160 м³ природного газу з параметрами тиску P=1,0 кгс/см² та температури T=20⁰C.

Прикладом використання такого газу є заправка автотранспорту, автомобільних та морських метановозів [4, 5].

«Класичні» технології видобування газу передбачають його збір, підготовку та передачу до транспортувальної мережі газопроводів. Підготовка газу здійснюється у такі ресурсоємні етапи: збір та охолодження флюїду, сепара-

ція рідинних домішок та компримування газу для подальшого транспорту.

Основні недоліки такої підготовки:

– значна вартість та металоємність газовидобувного обладнання;

– низька енергоефективність технології підготовки газу загалом;

– великі поточні витрати на видобування, підготовку та транспортування газу;

– обмежена та часто недостатня якість підготовки природного газу «виснажених родовищ»;

– складна окупність розробки лінзових родовищ та родовищ, що віддалені від газотранспортної мережі.

Якщо звернути увагу на використання процесу дроселювання (базового для вітчизняної газовидобувної промисловості), у видобуванні та підготовці газу до транспортування спостерігається недосконалість його використання.

Дроселювання – процес зниження тиску газу при проходженні крізь звужування в каналі [6]. Процес визначний тим, що він незворотний та проходить без виконання корисної роботи. Тобто $dq=0$. Для реальних газів цей процес в більшості випадків супроводжується зниженням температури. Цей факт і використовується для охолодження флюїду і підвищення якості підготовки газу. Але слід зауважити, що при дроселюванні газу інтальпія не змінюється $i_1=i_2$. У відповідності із першим законом термодинаміки $dq=di-vdp$, де vdp – робота, яку може виконати газ.

З наведеного вище видно, що dp – це прямі втрати енергії, яку надалі ми вимушені відновлювати для забезпечення подальшого транспортування. А якщо врахувати те, що ККД більшості технічних систем компримування газу не перевищує 50%, то енергетичні втрати примножуються втратами цих систем.

Крім чисто термодинамічної недосконало-сті використання енергії газу через дроселювання, існує геологічна і технологічна недосконалість:

– коригування режимів відбирання газу із свердловин відбувається за рахунок того ж дроселювання;

– відбір газу здійснюється за критерієм оптимальних та допустимих дебітів, що часто призводить до надмірного зниження термобаричних параметрів флюїду та прискорення негативних процесів «старіння» свердловини (кольматація фільтру, обводнення, гідрато- та парафіноутворення);

– часто, при застосуванні низькотемпературної сепарації, газ охолоджують та підігрівують між ступенями, що вимагає додаткового обладнання та витрат паливного газу.

Існує в цій технології і проблема неконтрольованих постійних втрат пропан-бутанових фракцій вуглеводнів. Адже при охолодженні газу до вуглеводневого та водяного конденсату потрапляють вуглеводні C_{+3} та C_{+4} , які за атмосферного тиску випаровуються з газового конденсату та повністю втрачаються. Крім того,

втрачається частка метану та етану, оскільки газовий конденсат, безумовно, розчинює в собі ці гази. Випаровування газів при дегазації конденсату є не тільки прямим втратами енергоносіїв, а й забрудненням навколишнього середовища. Таким чином, чим більше вилучається конденсату з газу, тим більші втрати газу з дегацією.

Вирішення цих питань вимагає впровадження принципово нових технічних підходів та технологій.

Однією з них є технологія підготовки товарного газу без сепарації та охолодження. Вона базується на різниці між властивостями водяних та вуглеводневих парів за різних термобаричних параметрів флюїду та новому енергозберігаючому підході до підготовки газу.

Новий підхід полягає в тому, що на газових родовищах із незначним вмістом агресивних та шкідливих домішок (сірка, CO , парафін, азот та інші) газ відбувається очищення тільки від водяних домішок. Це дає можливість не тільки підвищити енергетичну цінність газу, а й значно знизити енергетичні та ресурсні витрати на його підготовку. Використання власної енергії газу для його підготовки дасть змогу принципово змінити технологію підготовки газу, зменшити кількість та металоємність газовидобувного обладнання.

Видобування газу відбувається безпосередньо у транспортні контейнери (метановози, мобільні ГРС, паливні баки автомобілів, тощо) [7]. Відбирання газу із свердловини проводиться до тисків вище 200 кг/см^2 . Для цього використовується власна енергія газу та за необхідності газові компресори. Підняття тиску газу приводить до випадання вологи з флюїду до рівня $0,2 \text{ кг/1000 м}^3$ (рис. 1). Такий вміст вологи відповідає більшості нормативних документів [8, 9]. Слід зауважити, що, перебуваючи на межі лінії гідратоутворення, газ виходить із цієї зони одразу, як тільки тиск буде знижено споживачем (під час відбирання газу із тари). Для додаткової підстраховки в газ вводиться зовсім незначна кількість інгібітора для зв'язування тих самих $0,2 \text{ кг/1000 м}^3$ вологи. Для порівняння, газ «традиційної» підготовки за стандартних умов транспортування (20 атм , $+20^\circ\text{C}$) не повинен містити вологи більш ніж 1 кг/1000 м^3 .

Дуже важливо, що для видобування газу використовується рівно стільки енергії газу, скільки для цього потрібно. Адже в процесі подальшої підготовки додаткової енергії газу майже не використовується (тільки для дренавання решток конденсату). А у разі використання компресора тиск газу на гирлі свердловини визначається саме режимом відбирання флюїду (тобто роботою самого компресора). Чим більший вхідний тиск, тим менше компресор використає енергії.

Стосовно вуглеводневих домішок C_{+3+5} , то їх вміст буде різним для кожного конкретного родовища. Кількість домішок буде залежати від пластового складу флюїду, термобаричних умов формування «флюїду відбору» у свердловині та характеру фазових перетворень у зо-

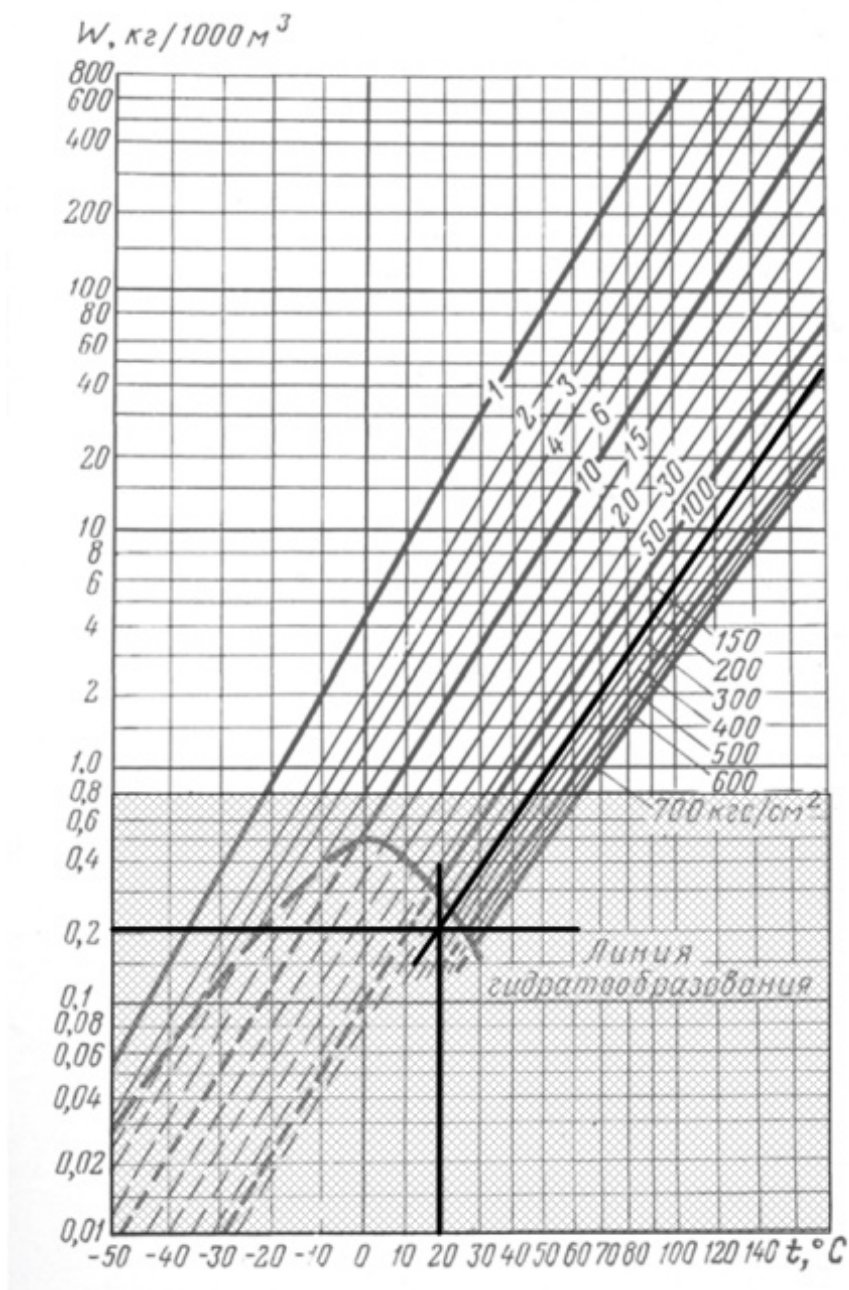


Рисунок 1

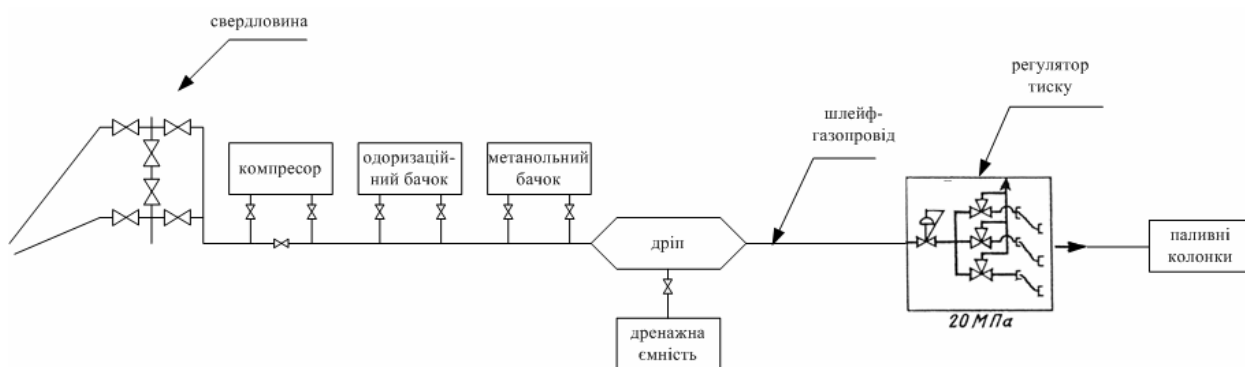
ні дренування. Але слід зауважити, що незначні залишки води за умов достатньої насиченості метанолом не зможуть утворити гідрати. При зниженні тиску газу в контейнері (під час використання газу) частина розчинених домішок використовується за прямим призначенням, а решта – легко дренується при повторній заправці.

Наведено найбільш складну схему газодобувного обладнання. Залежно від індивідуальних особливостей родовища та свердловин можливі її суттєві спрощення. Наприклад, на початковому етапі розробки родовища можна компресор не встановлювати (за умов достатньої потужності свердловини), а це дуже вагомим економією коштів. За умов «сухого» газу можна обійтися без метанолу і навіть дріпу з дренажною ємністю.

Простота та порівняно невелика вартість обладнання роблять технологію дуже привабливою для її широкого використання:

- на родовищах, що знаходяться на значній відстані від існуючих газотранспортних комунікацій;
- на родовищах, де економічно чи технічно більш доцільне використання газу через локальні транспортні контейнери;
- на свердловинах дуже малих родовищ;
- на малодебітних свердловинах, що не можуть працювати спільно з більш потужними.

Під час роботи свердловини за новою технологією обгрунтовується кожний кубічний метр видобутого газу. Це змінює сам підхід до розробки газових родовищ. Розробка родовищ не на виснаження, а за технологіями, що максимально використовують пластову енергію



1 – свердловина з фонтанною арматурою; 2 – компресор підйому тиску до товарних вимог та вимог очищення; 3 – одоризаційний та метанольний бачки з капельницькими-дозаторами; 4 – дріп із смістю дренажування; 5 – регулятор тиску; 6 – пристрій обліку та заправки транспортних контейнерів

Рисунок 2 – Схема газовидобувного обладнання

газу, дасть змогу зменшити темпи падіння пластового тиску. Таким чином, рух пластового флюїду стане більш сприятливим для самої свердловини та буде супроводжуватися менш інтенсивними фазовими переходами та капілярними явищами. Це, безумовно, значно підвищить глибину розробки родовищ [10, 11, 12] та енергоефективність використання газу.

Процес видобування високонапірного газу може бути оптимізованим [13] за рахунок автоматичних комплексів [14] системи дистанційного керування та ON-LINE моніторингу роботи свердловин. Це дасть змогу значно покращити роботу не тільки самих газових свердловин, а й транспортної складової газовидобувного підприємства.

Сучасні тенденції розвитку ринку енергоносіїв вимагають проведення не тільки технологічної оптимізації газовидобувної галузі, а й на самперед економічної. Нові технології видобування газу повинні поєднувати в собі економічну, енергетичну, геологічну та екологічну ефективності. Таким прикладом можуть стати наведені у статті технології.

Література

1 Енергетична безпека держави: високо-ефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І.Крижанівський, М.І.Гончарук, В.Я.Грузд та ін. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2006. – 282 с.

2 Єгер Д.О. Підвищення ефективності направлених методів інтенсифікації видобутку нафти і газу / Єгер Д.О. – Л. Ліга-Прес, 2003. – 160 с.

3 Єгер Д.О. Вплив стану фільтраційної характеристики при вибійній зоні багатощарових пластів на ефективність розробки нафтових і газових родовищ / Єгер Д.О., Рибчич І.І. – Л.: Ліга-Прес, 2003. – 116 с.

4 Гайнуллин Ф.Г. Природный газ как моторное топливо на транспорте / Гайнуллин Ф.Г., Гриценко А.И., Васильев Ю.Н., Золотаревский ЛС. – М.: Недра, 1986. – 255 с.

5 Зайцев В.В. Суда-газовозы / Зайцев В.В., Коробанов Ю.Н. –Л.: Судостроение, 1990. – 304 с.

6 Беляев Н.М. Термодинамика / Н.М. Беляев. – К.: Вища школа. Головное изд-во, 1987. – 344 с.

7 Пат. 34473 Україна, Спосіб видобутку і підготовки природного газу / Фесенко Ю.Л., Фик І. М., Шендрик О.М. – Опубл.11.08.2008 Бюл. № 15.

8 ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения».

9 ДСТУ ГОСТ 27577:2005 «Газ природний паливний компримований для двигунів внутрішнього згорання».

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

11 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.–Львів, 1996. – 620 с.

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

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

14 Шендрик О.М. Оптимізація тиску відбору флюїду з метою збільшення видобутку вуглеводнів підвищення ефективності використання енергії газу // II конференція молодих вчених, Гурзуф, 21-27 вер. 2007 р.: Зб. доп. - Київ, 2007. Вип. 5. вид. ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України». – С. 370-377.

Стаття постуила в редакційну колегію
12.10.09

Рекомендована до друку професором
О. В. Паневником