

УДК 622.279

Воловецький В.Б., Фрайт М.В., Щирба О.М., Витязь О.Ю., Коцаба В.І., Величко В.В.

ПЕРСПЕКТИВИ ЗБІЛЬШЕННЯ ОБСЯГУ ВИЛУЧЕННЯ РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ З ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА УКПГ-2 ЮЛІВСЬКОГО НГКР

Вступ. У процесі експлуатації газоконденсатних свердловин відбувається рух газорідного потоку з вибою на поверхню по ліфтовій колонії, після чого потік по шлейфу надходить на установку підготовки газу. Таким чином, як у свердловині, так і у шлейфі можуть накопичуватися різного роду забруднення. Ці забруднення являють собою складну багатокомпонентну суміш, до складу якої входять пластова та конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, солі, метанол, тому газ потребує ретельного очищення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Однією з важливих проблем, від правильного вирішення якої залежать оптимальні техніко-економічні показники видобутку і подальшого транспорту газу по газопроводах, є вибір методу підготовки газу на нафтогазовидобувних об'єктах на весь період розробки родовищ. Установки підготовки газу призначені, по-перше, для підготовки газу до подальшого транспортування і, по-друге, для максимального вилучення рідких вуглеводнів: вуглеводневого конденсату, а також пропан-бутану [1].

В теперішній час на практиці підготовки газу до транспортування в магістральний газопровід, місцевим споживачам здійснюється методами: низькотемпературної сепарації (НТС), абсорбції, адсорбції.

Вибір способу підготовки газу залежить від ряду факторів: кількості фракцій та компонентів вуглеводневого ряду, вмісту вологи (у вигляді парів і вільної вологи), кліматичних умов подальшого транспортування газу, запасів газу на родовищі, його тиску і температури на усті свердловини та низки інших чинників.

Найпоширенішим у практиці промислової підготовки газу є низькотемпературна сепарація. Процес НТС полягає в охолодженні природного газу до низьких температур для розділення багатокомпонентної суміші, що надходить зі свердловини, на рідку і газову фази. Низькі температури одержують у результаті дроселювання газу, тобто використовується ефект Джоуля-Томсона за рахунок експлуатації високонапірних свердловин або від зовнішнього джерела холоду, тобто встановлення допоміжного обладнання. Для забезпечення НТС шляхом дроселювання газу на УКПГ існують певні вимоги, а саме: наявність газових або газоконденсатних свердловин з високими робочими тисками для створення значного перепаду тиску на всіх ступенях сепарації установки. У випадку невиконання даних вимог для забезпечення НТС на УКПГ встановлюють турбодетандерний агрегат (ТДА), дотискуючу компресорну станцію (ДКС), апарати повітряного охолодження (АПО), холодильні установки.

Результати техніко-економічних розрахунків, виконаних для деяких родовищ України свідчать, що застосування холодильних установок доцільно для родовищ з видобутком газу понад 1 млн.м³/доб. Для родовищ із видобутком 0,5–1 млн.м³/доб доцільно використовувати ДКС з дроселюванням газу або турбодетандером. На родовищах з видобутком менше 500 тис.м³/доб отримувати холод можна за допомогою малогабаритних турбодетандерів [2].

Для ефективної експлуатації установок низькотемпературної сепарації необхідно вдосконалювати технологічний процес. Зараз широкого застосування набуло встановлення в об'язку схеми УКПГ низькотемпературного турбодетандерного агрегату (НТДА).

Можна навести приклад використання ТДА при комбінованому виробництві електроенергії і холоду. На головних спорудах ГС Солоха ГПУ "Полтавагазвидобування" впроваджена комбінована утилізаційна детандерна енергетична установка УДЕУ-2500 виробництва ПАТ "Турбогаз", потужністю 2500 кВт. Вона призначена для отримання холоду на температурному рівні мінус 30 °С у схемі низькотемпературної абсорбції з одночасним виробленням електроенергії.

Впровадження ТДА дає змогу отримувати необхідну низьку температуру газу використовуючи менший перепад тиску, а також рекуперувати частку енергії газу, шляхом приведення в дію компресора.

За методом використання виробленої турбодетандером енергії слід відрізнити:

- а) турбодетандерні установки, які приводять в дію генератори електричного струму;
- б) турбодетандерні установки, які приводять в дію газовий компресор, який дотискує газ після сепараторів установок НТС.

Також досить ефективний метод дроселювання газу з використанням газових надзвукових ежекторів, у яких під час дроселювання потенціальна енергія високонапірного газу крім звичайного процесу зниження температури потоку використовується також на створення розрідження після сопла, яке можна

застосувати для утилізації газу з тиском значно меншим ніж в газопроводі в два-три рази, у залежності від тиску високонапірного газу, що подається на ежектор.

Слід відмітити, що на об'єктах ГПУ "Полтавагазвидобування" ефективно впроваджуються турбодетандерні установки та газові надзвукові ежектори в технологічних схемах збору і підготовки газу до транспортування [3].

Ефективність роботи установок НТС залежить від складу газу, тиску і температури процесу сепарації, кількості ступенів сепарації, характеристик обладнання тощо. Значення температури, до якої охолоджується газ, вибирається з метою забезпечення транспортування газу в однофазному стані та максимального вилучення вуглеводневих компонентів в рідкому стані.

На родовищах, які перебувають на завершальній стадії розробки для стабілізації видобування газу проводиться їх облаштування ДКС. За рахунок впровадження ДКС на УКПГ можна забезпечувати НТС з використанням дроселювання газу та забезпечити збільшення видобувних можливостей свердловин і, відповідно, газовіддачу родовища. Для оптимізації умов експлуатації низькодебітного фонду свердловин доцільним є облаштування родовищ малогабаритними ДКС (МДКС), що дозволить підвищити видобуток [4].

Іншим прикладом застосування НТС можна навести Краснокутський ЦВНГК, зокрема УКПГ Степового ГКР. Підготовка газу на УКПГ відбувається за схемою низькотемпературної сепарації у три ступені з отриманням низької температури за рахунок дроселювання газу та додаткового охолодження його у рекуперативному теплообміннику. У 2012 році технологічну схему УКПГ вдосконалено за рахунок встановлення турбодетандерного агрегату, а у 2018 році заплановано побудувати ДКС.

Формулювання цілей статті. Завдання цієї роботи полягає в аналізі вилучення рідких вуглеводнів з природного газу методом низькотемпературної сепарації та шляхи збільшення обсягу вилучення рідких вуглеводнів в умовах розробки родовищ на виснаження.

Висвітлення основного матеріалу. Більшість родовищ ПАТ "Укргазвидобування" виснажені і знаходяться на завершальній стадії розробки, тому виникають труднощі щодо стабільного видобування природного газу та вилучення рідких вуглеводнів на промислах. Дану проблему необхідно детально аналізувати, вивчати та шукати нові шляхи її вирішення.

Газоконденсатні свердловини Юліївського НГКР підключені до двох установок комплексної підготовки газу УКПГ-1, УКПГ-2 та до установки попередньої підготовки газу УППГ Східного блоку. Газ з УКПГ-1 та УППГ Східного блоку, а також від свердловин Юліївського НГКР надходить на УКПГ-2. Крім цього, на УКПГ-2 надходить газ від свердловин Скворцівського НГКР, Наріжниського НГКР та Недільного ГКР.

На УКПГ-2 Юліївського НГКР підготовки газу до транспортування здійснюється за рахунок НТС з використанням дроселювання газу. При цьому, для вилучення з газу рідких вуглеводнів, здійснюють охолодження товарної продукції свердловин за допомогою ДКС та турбодетандерного агрегата, що значно знижує температуру сепарації газу для їх вилучення.

До встановлення на УКПГ-2 низькотемпературного турбодетандерного агрегата параметри установки становили: тиск та температура першого ступеня сепарації $P_1 = 7,0 \dots 6,5$ МПа, $T_1 = +5 \dots +15$ °С, тиск і температура другого ступеня сепарації $P_2 = 4,0 \dots 4,5$ МПа, $T_2 = -45 \dots -50$ °С, тиск та температура в колекторі $P_k = 3,5 \dots 4,5$ МПа, $T_k = +30 \dots +50$ °С.

Для підвищення ефективності низькотемпературної сепарації (НТС) у 2003 році, технологічну схему УКПГ-2 вдосконалено за рахунок введення в експлуатацію турбодетандерного агрегата, що дозволяє отримати низькі температури мінус (55–60) °С. У зв'язку з цим встановлено низькотемпературний турбодетандерний агрегат НТДА-2,4-6,4-УХЛ4 виробництва ПАТ "Турбогаз", робота якого забезпечується автоматичною системою управління.

Після введення в експлуатацію на УКПГ-2 низькотемпературного турбодетандерного агрегата параметри установки становили: тиск та температура першого ступеня сепарації $P_1 = 7,0 \dots 6,5$ МПа, $T_1 = +5 \dots +15$ °С, тиск і температура другого ступеня сепарації $P_2 = 6,0 \dots 6,2$ МПа, $T_2 = -35 \dots -39$ °С, тиск і температура третього ступеня сепарації $P_3 = 3,0 \dots 4,0$ МПа, $T_3 = -55 \dots -60$ °С, тиск та температура в колекторі $P_k = 3,5 \dots 4,5$ МПа, $T_k = +30 \dots +50$ °С.

У [5] наведено технологічну схему УКПГ-2 Юліївського НГКР та описано процес низькотемпературної сепарації з одержанням холоду за рахунок НТДА.

Для збільшення вилучення пропан-бутанової фракції у 2007 році, модернізовано обладнання та впроваджено на УКПГ-2 технологію низькотемпературної абсорбції шляхом заміни існуючого сепаратора С-2 другого ступеня. Для впровадження абсорбційного методу на вході сепаратора С-2 після турбодетандерного агрегата встановлено контактний пристрій, через який проходить газ та впорскується через насадку

абсорбент. Як абсорбент запропоновано впорскувати стабільний конденсат. Вприск абсорбенту дозволить покращити виділення крапель рідини з газового потоку. Для цього стабільний конденсат набирається в ємність звідкілля за допомогою насоса подається на сепаратор С-2.

Для оптимізації експлуатації газоконденсатних свердловин та забезпечення надійного подавання газу з УКПГ-2 у магістральний газопровід при зміні тиску в газозбірному колекторі необхідно застосовувати додаткові заходи. Так, у 2012 році на головних спорудах Юліївського ЦВНГК побудована ДКС Юліївка. У склад даної ДКС входить два газоперекачувальних агрегати (ГПА) "Centaur-40" виробництва США (компанії SOLAR Turbines International Company). Завдяки цьому збільшено видобуток вуглеводнів по чотирьох родовищах – Юліївське, Скорцівське, Наріжнє, Недільне Юліївського ЦВНГК.

За період 08.2012–08.2013 (повний календарний рік) обсяги додаткового видобутку газу із групи родовищ Юліївського ЦВНГК за рахунок ДКС становили ~ 110 млн.м³, конденсату $\sim 6,400$ тис.т [6].

Після введення в експлуатацію на УКПГ-2 ДКС Юліївка параметри установки становили: тиск та температура першого ступеня сепарації $P_1=4,0\ldots 3,0$ МПа, $T_1=+5\ldots +15$ °С, тиск і температура по виходу з ДКС $P_{ДКС}=6,0\ldots 6,5$ МПа, $T_{ДКС}=+25\ldots +30$ °С, тиск і температура другого ступеня сепарації $P_2=5,5\ldots 6,0$ МПа, $T_2=-25\ldots -30$ °С, тиск і температура третього ступеня сепарації $P_3=3,0\ldots 4,0$ МПа, $T_3=-45\ldots -60$ °С, тиск та температура в колекторі $P_K=3,5\ldots 4,5$ МПа, $T_K=+35\ldots +50$ °С.

Фахівцями Юліївського ЦВНГК щоденно проводиться аналіз параметрів технологічної установки з виробництва зріджених газів (ТУВЗГ) на УКПГ-2 та вносяться корективи щодо вибору оптимального режиму для вилучення планового обсягу пропан-бутанової фракції. На виконання планових показників впливає чимало чинників. Одним із яких є підвищення температури навколишнього середовища, що негативно впливає на забезпечення необхідного температурного режиму ТУВЗГ у весняно-літній період. Так, в літній період при температурі навколишнього середовища $+35\ldots +40$ °С спостерігається суттєве зниження обсягу вилучення пропан-бутанової фракції. Крім цього, на забезпечення обсягу вилучення пропан-бутанової фракції негативно впливає зниження продуктивності свердловин, а саме зниження дебіту газу. Враховуючи це працівниками Юліївського ЦВНГК приймаються невідкладні заходи, які заздалегідь визначені з урахуванням практичного досвіду.

На УКПГ-2 періодично виконують експериментальні дослідження щодо збільшення обсягу вилучення пропан-бутанової фракції. У зв'язку з цим виконували пониження тиску першого ступеня сепарації та зміни параметрів роботи ДКС та ТУВЗГ. Для низькотемпературної абсорбції використовували конденсат із різних УКПГ, УППГ. Крім цього, працівниками УкрНДІгазу для аналізу були відібрані проби конденсату. За результатами розрахунків визначений склад основних потоків, обсяги виробництва товарного газу, зрідженого пропан-бутану і стабільного газового конденсату, складено зведений матеріальний баланс. Для збільшення вилучення пропан-бутанової фракції на УКПГ-2 запропоновано літній та зимовий режим роботи установки [7].

Необхідно зазначити, що при НТС вилучення вуглеводневого конденсату із газу та осушування його від вологи здійснюється при низьких температурах до -30 °С, а для вилучення пропан-бутану слід забезпечувати значно нижчі значення мінусових температур. За результатами експериментальних досліджень на УКПГ-2 встановлено, що при зниженні температури НТС від -30 °С до -55 °С збільшується вилучення пропан-бутанової фракції майже вдвічі. При підвищенні температури НТС вище -40 °С суттєво знижується рівень вилучення пропан-бутанової фракції. Отже, для забезпечення стабільного рівня вилучення пропан-бутану слід забезпечувати температурний режим за рахунок великих значень мінусових температур (від -40 °С та нижче).

Завдяки встановленню на УКПГ-2 НТДА, впровадженню технології низькотемпературної абсорбції, введення в експлуатацію ДКС, вибору оптимального режиму експлуатації свердловин, підключення нових свердловин та інших заходів забезпечується НТС для вилучення рідких вуглеводнів і одночасного осушування газу від вологи здійснюється при низьких температурах ($-50\ldots -60$ °С). Це дозволяє забезпечувати якісну підготовку газу, вилучати значний обсяг вуглеводневого конденсату та пропан-бутану.

На рисунку 1 наведено динаміку вилучення пропан-бутану на УКПГ-2 Юліївського НГКР з 2002 по 2016 роки.

У процесі розробки Юліївського НГКР на виснаження видобуто понад 80 % запасів газу, тому відбувається зниження пластового тиску, і відповідно робочих тисків та дебітів свердловин, що впливає на обсяг вилучення пропан-бутану на УКПГ-2. На даний час на УКПГ-2 забезпечуються планові показники вилучення рідких вуглеводнів та необхідна якість газу за рахунок низькотемпературної сепарації.

У подальшому в умовах розробки виснажених газоконденсатних родовищ спостерігається тенденція зниження видобутку вуглеводнів, тому запропонувати один ефективний захід для забезпечення стабільного вилучення рідких вуглеводнів буде недостатньо. Для вирішення даної проблеми доцільно підходити комплексно, в першу чергу проаналізувати рух газу з пласта до установки підготовки газу, а саме пласт – привибійна зона – свердловина – шлейф – УКПГ. Після цього запропонувати заходи щодо підвищення

ефективності експлуатації свердловин, дослідження сепараційного обладнання та низки технічних рішень пов'язаних із прокладенням додаткових газопроводів та виконанням переобв'язки обладнання.

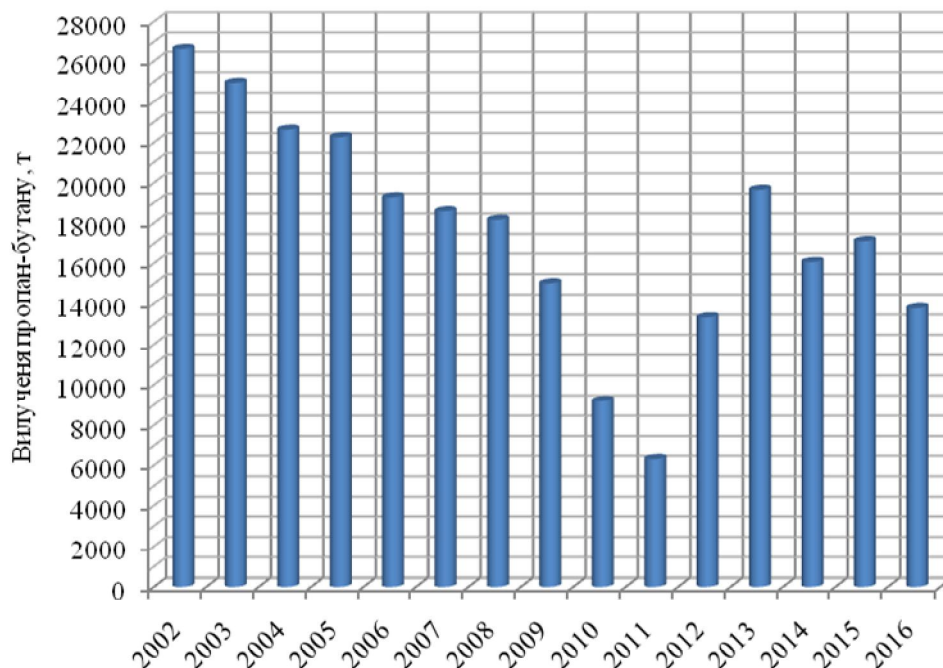


Рисунок 1 – Динаміка вилучення пропан-бутану на УКПГ-2 Юліївського НГКР з 2002 по 2016 роки

Наступним етапом забезпечення збільшення вилучення рідких вуглеводнів на УКПГ-2 доцільно вирішувати спільно багатьма різноплановими заходами. Важливо акцентувати увагу на створення дієвих заходів щодо стабілізації видобутку по свердловинах Юліївського НГКР, Скворцівського НГКР, Наріжнського НГКР, Недільного ГКР. Враховуючи вище викладене доцільно буде виконати наступні комплексні заходи:

- а) оптимізацію умов експлуатації свердловин;
- б) визначити гідравлічний стан міжпромислових газопроводів;
- в) проведення досліджень сепараційного обладнання першого та другого ступеня сепарації на УКПГ-2;
- г) прокладення додаткових газопроводів та проведення переобв'язки існуючих технологічних ліній на вхідних ГО-1-1, ГО-1-2, ГО-1-3, ГО-2, ГО-3 та замірних ГЗ-1, ГЗ-2 сепараторах УКПГ-2.

Розглянемо шляхи оптимізації умов експлуатації свердловин:

- зниження робочих та вхідних тисків свердловин на вході в УКПГ-2;
- вибір оптимального режиму роботи ДКС Юліївка;
- розроблено програму проведення закачування розчину ПАР 4,8-5,1 % концентрації у газоконденсатні свердловини: Юліївського НГКР (Св. 50, 56, 60, 61, 65, 66, 69, 73, 77, 78, 80, 83, 85), Скворцівського НГКР (Св. 29, 30, 78, 80), Наріжнського НГКР (Св. 50). Впровадження даного заходу дозволить забезпечити винесення рідини із свердловин на поверхню, стабільну їх експлуатацію, а також орієнтовно можна очікувати додатковий видобуток газу близько 10 %;
- розроблено програму використання твердих ПАР у газоконденсатних свердловинах: Юліївського НГКР (Св. 33, 67, 53, 58, 57, 63, 68, 70, 83), Скворцівського НГКР (Св. 31, 78, 80), Наріжнського НГКР (Св. 21). Впровадження даної програми дозволить забезпечити стабільну їх експлуатацію, а також орієнтовно можна очікувати додатковий видобуток газу близько 12 %;
- оптимізація експлуатації свердловин 50, 51, 56, 58, 60, 61, 73 Юліївського НГКР за рахунок заміни існуючої колони НКТ умовним діаметром 73 мм на менший діаметр ліфтових труб 60 мм дозволить забезпечити необхідну швидкість газу на вході ліфтових труб для винесення рідини з вибою на поверхню;

– оптимізація експлуатації свердловин 65, 68, 77 Юліївського НГКР за рахунок заміни існуючої колони НКТ умовним діаметром 73 мм на менший діаметр ліфтових труб 48 мм дозволить забезпечити мінімально-необхідний дебіт для винесення рідини на поверхню;

– оптимізація роботи чотирьох свердловин, що експлуатуються на УППГ Східного блоку і працюють спільно 80 і 32 по одному шлейфі та 84 і 23 по іншому за рахунок експлуатації їх по індивідуальних шлейфах;

– використання колтюбінгових установок для видалення рідини з вибою та проведення інтенсифікації видобутку вуглеводнів на свердловинах 73, 53, 33, 59, 89 Юліївського НГКР. Завдяки цьому можна очікувати додатковий видобуток газу близько 20 %;

– будівництво ДКС на УППГ Східного блоку свердловин ЮНГКР дозволить понизити робочий та вхідний тиск, забезпечити подачу газу по міжпромислових газопроводах на УКПГ-2 та вибрати оптимальний режим експлуатації свердловин;

– будівництво ДКС на УКПГ-1 Сквицького НГКР для оптимізації експлуатації свердловин та забезпечення подачі газу по міжпромисловому газопроводі;

– встановлення МДКС на свердловині 89 Юліївського НГКР, що експлуатується по шлейфі довжиною понад 5 км;

– свердловини, що експлуатуються з високим водним фактором доцільно пустити на УКПГ-1 або УКПН по міжпромисловому газопроводу для очищення газу від рідини, а газ пустити на УКПГ-2;

– оптимізувати періодичну експлуатацію свердловин за рахунок автоматизованої зупинки і пуску шляхом монтажу системи регулювання. За допомогою системи регулювання, змонтованої на вхідних нитках, можна регулювати режим роботи свердловин на установці підготовки газу [8];

– оптимізувати періодичну експлуатації двох, трьох газових або газоконденсатних свердловин, що підключені до одного шлейфу. У зв'язку з цим запропоновано встановити на усті комплекс регулювання роботи свердловин (КРРС) для забезпечення надійної експлуатації свердловин. За допомогою КРРС можна забезпечити регулювання режиму роботи, як однієї свердловини, так і декількох індивідуально, що підключені до одного шлейфу. Комплекс регулювання роботи свердловин може бути виконаний на приладах з електричним та пневматичним вихідним або сприймаючим уніфікованим аналоговим сигналом.

Такий підхід дозволяє експлуатувати декілька свердловин, що підключені до одного шлейфу незалежно одна від одної, цим самим забезпечити можливість регулювання роботи свердловин до певних необхідних параметрів [9, 10].

Проведено гідрравлічний розрахунок міжпромислових газопроводів по яких газ подається на УКПГ-2. За результатами розрахунку встановлено наступне:

– міжпромисловий газопроводів з УППГ Наріжницького НГКР зовнішнім діаметром Ø 114 мм (швидкість газу 10 м/с, коефіцієнт гідрравлічної ефективності 98 %);

– міжпромислові газопроводи з УППГ Східного блоку свердловин, тобто два зовнішнім діаметром Ø 114 мм та один зовнішнім діаметром Ø 159 мм (швидкість газу 3,5 м/с, коефіцієнт гідрравлічної ефективності 55 %);

– міжпромисловий газопроводів з УКПГ-1 Сквицького НГКР зовнішнім діаметром Ø 159x114 (швидкість газу 8 м/с, коефіцієнт гідрравлічної ефективності 96 %).

Аналізуючи вище наведені результати, необхідно підвищити коефіцієнт гідрравлічної ефективності міжпромислових газопроводів з УППГ Східного блоку свердловин, у зв'язку з цим слід вибрати оптимальний режим їх експлуатації для запобігання накопичення забруднень. Для цього необхідно розробити заходи для забезпечення необхідної швидкості газового потоку по міжпромислових газопроводах.

У процесі експлуатації газоконденсатних свердловин виникають різні ускладнення, що може негативно вплинути на НТС. Одним із негативних факторів може бути збільшення кількості пластової води в продукції свердловин, тому для забезпечення температурного режиму та недопущення зниження якості газу доцільним буде вдосконалити сепараційне обладнання.

Виробничими вимогами до сепараторів є висока продуктивність, ефективна робота в широкому діапазоні навантажень за газовою та рідинною фазами. Альтернативним шляхом вирішення проблеми є модернізація існуючого сепараційного обладнання, якщо це можливо, а в іншому випадку – його заміни [11]. Отже, запропоновано розглянути наступне:

– дослідити умови експлуатації сепараційного обладнання, режими роботи апаратів першого ступеня, зокрема вхідних сепараторів ГО-1-1, ГО-1-2, ГО-1-3, ГО-2, ГО-3 при існуючих умовах навантаження по газу та рідині;

- дослідити режим роботи вертикального сепаратора ГО-4 (ГСВ 1000-160) обладнаного контактними елементами;

- провести ревізію контактних елементів у сепараторі ГО-4, зняти встановлені і замінити на нові;
- дослідити умови експлуатації сепараційного обладнання, режими роботи сепаратора другого ступеня С-1 при існуючих умовах навантаження по газу та рідині;

- виконати техніко-економічне обґрунтування встановлення додаткового сепараційного обладнання на першій ступені УКПГ-2;

Крім цього, необхідно виконати низку технічних рішень пов'язаних з монтажем додаткових газопроводів від установки відключаючих пристроїв (вхідних газопроводів) до сепараторів для технологічної можливості залучення в роботу замірних сепараторів та здійснення рівномірного навантаження на всі вхідні сепаратори. Для цього необхідно виконати наступне:

- виконати рівномірний перерозподіл потоків газу на вхідні сепаратори ГО-1-1, ГО-1-2, ГО-1-3, ГО-2, ГО-3 шляхом монтажу додаткових газопроводів від установки відключаючих пристроїв до якої підключені свердловини;

- виконати переобв'язку замірних сепараторів ГЗ-1, ГЗ-2 для їх роботи спільно з вхідними сепараторами;

Впровадження цих комплексних заходів дозволить збільшити обсяг вилучення рідких вуглеводнів та забезпечувати стабільну подачу газу споживачу.

Необхідно сказати, що найбільш ефективним шляхом підвищення видобутку газу і вилучення рідких вуглеводнів без впливу на привибійну зону свердловин на УКПГ-2 Юліївського НГКР є введення в експлуатацію дотискуючої компресорної станції. Завдяки ДКС відбулося нарощення видобування вуглеводнів та буде забезпечуватися стабілізація видобування в подальшому.

Висновки:

1 На УКПГ-2 Юліївського НГКР отримано практичний досвід та позитивний ефект від підвищення ефективності НТС за рахунок встановлення НТДА, введення в експлуатацію ДКС, що дозволяє забезпечувати стабільне вилучення рідких вуглеводнів, а також видобуток природного газу. Для збільшення вилучення пропан-бутанової фракції впроваджено технологію низькотемпературної абсорбції.

2 У процесі розробки газоконденсатних родовищ по мірі виснаження відбувається зниження дебітів та робочих тисків на усті свердловин, що негативно впливає на забезпечення НТС для вилучення пропан-бутанової фракції. При підвищенні температури НТС вище $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ необхідно розглядати різні шляхи її зниження, оскільки різко знижується рівень вилучення пропан-бутанової фракції. Для цього запропоновано виконати комплексні заходи щодо оптимізації умов експлуатації свердловин, визначити гідравлічний стан міжпромислових газопроводів, проведення досліджень сепараційного обладнання першого та другого ступенів сепарації УКПГ-2, прокладання додаткових газопроводів та проведення переобв'язки існуючих технологічних ліній на вхідних та замірних сепараторах.

3 Для підвищення вилучення рідких вуглеводнів в процесі промислової переробки вуглеводневої продукції рекомендується впровадження сучасної техніки та технології виробництва на основі відповідних техніко-економічних обґрунтувань.

Література

1. Воловецький В.Б., Щирба О.М., Витязь О.Ю. Покращення підготовки газу на УКПГ-1 Юліївського НГКР шляхом вдосконалення сепараційного обладнання // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2011. – Вип. 2 (39). – С. 86–92.

2. Малітовський Р.В. Залежність залишкового вмісту вуглеводнів C_{5+} в товарному газі УКПГ від складу видобувної газоконденсатної системи // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 5. – Київ, «ДП Науканафтогаз», 2007. – С. 609–611.

3. Синельник Р.А. Шляхи ефективного використання внутрішньої енергії природного газу на об'єктах газоконденсатовидобутку // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 5. – Київ, «ДП Науканафтогаз», 2007. – С. 566–571.

4. Нестеренко О.Г., Бікман Є.С., Кривуля С.В., Жарков П.С. Перспективи впровадження малогабаритних ДКС (МДКС) з метою стабілізації видобутку газу з родовищ України // Компрессорное и энергетическое машиностроение. – Суми: 2015. – Вип 1 (39). С. 1–6.

5. Воловецький В.Б., Фрайт М.В., Витязь О.Ю., Щирба О.М. Стабілізація видобутку газу, конденсату та вилучення пропан-бутанової фракції на Юліївському НГКР // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2008. – Вип. 1 (26). – С. 82–86.
6. Фик М.І. Уточнення розрахунку ефективності роботи ДКС в умовах фактичних термоградієнтів та сучасних покриттів НКТ // Нафтогазова галузь України. - 2014. – Вип. 1. – С. 25–28.
7. Ярошенко І.І., Блинникова О.В., Сойма В.Д. Підвищення видобутку зрідженого газу на Юліївській УКПГ-2 з використанням нестабільного конденсату з УППГ Східного блоку Юліївського цеху з видобутку нафти, газу і конденсату // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXIX. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – С. 252–257.
8. Воловецький В.Б., Щирба О.М., Витязь О.Ю., Дорошенко Я.В. Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. 2 (35). – С. 111–120.
9. Воловецький В.Б., Коцаба В.І., Дьомін А.В., Щирба О.М., Гнітко А.В., Василенко С.В. Способи регулювання роботи газоконденсатних свердловин в умовах періодичної експлуатації // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLIV. – Х.: УкрНДІгаз, 2016. – С. 131–136.
10. Воловецький В.Б., Коцаба В.І., Витязь О.Ю., Щирба О.М., Дьомін А.В., Гнітко А.В., Василенко С.В. Особливості експлуатації газових та газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2016. – Вип. 2 (41). – С. 39–51.
11. Воловецький В.Б., Щирба О.М., Витязь О.Ю. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2014. – Вип. 3 (52). – С. 154–165.

УДК 622.279

Воловецький В.Б., Фрайт Н.В., Щирба О.Н., Витязь О.Ю., Коцаба В.І., Величко В.В.

ПЕРСПЕКТИВЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМА ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА УКПГ-2 ЮЛЬЕВСКОГО НГКМ

На УКПГ-2 Юльевского НГКМ извлечение жидких углеводородов осуществляется методом низкотемпературной сепарации. Для обеспечения стабильного объема извлечения пропан-бутана введен в эксплуатацию турбодетандерный агрегат и внедрена технология низкотемпературной абсорбции. Построена дожимная компрессорная станция, что позволило увеличить добычу природного газа и жидких углеводородов. Следующим этапом обеспечения высокого уровня извлечения углеводородного конденсата и пропан-бутана является внедрение комплексных мероприятий, которые предусматривают увеличение добычи углеводородов, проведение исследований сепарационного оборудования первой и второй ступени сепарации УКПГ-2, прокладку дополнительных газопроводов и проведение переобвязки существующих технологических линий на входящих и замерных сепараторах.

Volovetskyi V.B., Frait M.V., Shchyryba O.M., Vytyaz O.U., Kotsaba V.I., Veluchko V.V.

PROSPECTS OF INCREASING THE EXTRACTION RATES OF LIQUID HYDROCARBONS FROM NATURAL GAS AT CGTP-2 OF YULIYIVSKYI OGCF

At the complex gas treatment plant CGTP-2 of Yuliyivskyi oil-gas condensate field (OGCF) liquid hydrocarbons are extracted by means of low temperature separation. To provide the stable extraction rates of propane-butane the turbo expanding assembly has been put into operation, the low-temperature absorption technology has been introduced. The construction of the booster compressor station has helped to increase the production of natural gas and liquid hydrocarbons. The next stage in increasing the extraction rates of the hydrocarbon condensate and propane-butane is the introduction of complex measures that presuppose increasing the hydrocarbons production, testing the separation equipment of the first and second separation stages at CGTP-2, laying additional gas pipelines and re-piping the existing processing lines at inlet and metering separators.