

ШЛЯХИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

¹ В.Б. Воловецький, ² О.М. Щирба, ² В.І. Коцаба, ³ О.Ю. Витязь

¹ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, 63011, Харківська обл., Валківський район,
смт. Старий Мерчик, тел. (05753) 52378, e-mail vvb11@ukr.net

²Український науково-дослідний інститут природних газів;
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304521, 7381495

³ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,
e-mail o.vytyaz@gmail.com

Запропоновано комплексний підхід щодо зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР. Рекомендуються заходи: попередження гідратування по шлейфах газоконденсатних свердловин в місцях зосередження значної кількості місцевих опорів шляхом підключення перемичок від існуючих інгібіторопроводів, збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу на технологічних установках комплексної підготовки газу УКПГ-1 та УКПГ-2 через існуючі сепаратори шляхом їх переобв'язки, поступове переведення свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на вертикальний сепаратор УКПГ-1 для розділення потоків газу та кращого очищення, використання газу вивітрювання з розділювача для власних потреб на вогневі підігрівачі двох технологічних установок. Виконання наведених рішень дозволить раціональніше використовувати вуглеводневу сировину.

Ключові слова: гідратування, метанол, продування, сепаратор.

Предложен комплексный подход к снижению потерь углеводородов при эксплуатации газоконденсатных скважин Юльевского НГКР. Рекомендуются следующие мероприятия: предупреждение гидратообразования по шлейфам газоконденсатных скважин в местах сосредоточения большого количества местных сопротивлений путем подключения перемычек от существующих ингибиторопроводов, сбора жидкости при продувке скважины и шлейфа на технологических установках комплексной подготовки газа УКПГ-1 и УКПГ-2 через существующие сепараторы путем их переобвязки, постепенный перевод скважин УКПГ-2 с высоким водным фактором в работу на вертикальный сепаратор УКПГ-1 для разделения потоков газа и лучшей очистки, использование газа выветривания с разделителя для собственных нужд на огневые подогреватели двух технологических установок. Выполнение приведенных решений позволит рационально использовать углеводородное сырье.

Ключевые слова: гидратообразования, метанол, продувание, сепаратор.

The integrated approach concerning hydrocarbons loss reduction during the operation of the Yuliyivka gas condensate field has been offered. Due to this fact the following measures are suggested – the prevention of hydrate formation in gathering lines of gas condensate wells at the locations with a significant number of local resistance spots concentration with the help of bridge connections from conventional inhibitor lines, fluid collection during well and gathering line blasting at the technological units (УКПГ-1 and УКПГ-2) of complex gas treatment through conventional separators by their manifold piping rearrangement, the gradual transforming of УКПГ-2 wells with the high water factor into operation at the УКПГ-1 vertical separator for gas streams segregation and its better sweetening, applying escaping gas from the separator for own needs at fired heaters of two technological units. Implementation of the abovementioned solutions will allow us to use hydrocarbon resources more efficiently.

Key words: hydrate formation, methanol, blasting, separator.

Сьогодні перед Україною гостро стоїть проблема зниження залежності від імпортованих вуглеводнів шляхом зменшення споживання завдяки впровадженню енергозберігаючих технологій та підвищення обсягів власного видобутку природного газу, газового конденсату та нафти. Вагоме місце в цьому займає збільшення кількості розвіданих площ, чіткий контроль за розробкою нафтогазоконденсатних родовищ протягом усього періоду, реконструкція та модернізація технологічних установок підготовки газу та нафти. З метою раціонального використання запасів кожного родовища необхідно підходити індивідуально до створення передумов задля стабільного видобутку вугле-

воднів та зменшення їх втрат. Тому в нинішніх умовах зростання вартості природного газу на ринку підприємствам видобутку вуглеводнів потрібно проводити заходи із впровадження технологій для більш ефективного використання попутного газу, газу вивітрювання, газу дегазації при експлуатації нафтових і газоконденсатних свердловин. У статті буде розглянуто альтернативні рішення та шляхи їх впровадження на об'єктах видобутку Юліївського нафтогазоконденсатного родовища (ЮНГКР).

У даний час на Юліївському НГКР в експлуатації перебувають газоконденсатні та нафтові свердловини. Газоконденсатні свердловини ЮНГКР підключені до двох установок ком-

плексної підготовки газу УКПГ-1, УКПГ-2 та установки первинної підготовки газу УППГ Східного блоку свердловин. Нафтові свердловини ЮНГКР під'єднані до установки комплексної підготовки нафти (УКПН) Центрального блоку та пункту збору нафти (ПЗН) Східного блоку.

Дев'ять газоконденсатних свердловин (3 (85), 60, 89 (10), 56, 57, 72 (74)) і два газопроводи підключено до установки вимикаючих пристроїв (УВП) УКПГ-1.

Наступні газоконденсатні свердловини ЮНГКР та інших родовищ (58, 67, 107, 66, 65, 9, 64, 7, 69, 68, 78, 1 Недільного ГКР, 89, 77 (51), 53, 79, 57, 3 Недільного ГКР (63 Скворцівського НГКР), 73, 61, 71, 50 підключено до УВП установки первинної підготовки газу (УППГ) УКПГ-2 [1].

Також до УВП УППГ УКПГ-2 підключено три газопроводи, з яких надходить газ з таких об'єктів: УППГ Східного блоку свердловин Юліївського НГКР, УППГ Наріжнянського НГКР, УКПГ-1 Скворцівського НГКР; два газопроводи, по яких працюють газоконденсатні свердловини від УКПГ-2 з низькими робочими тисками на УКПГ-1.

Шістнадцять нафтових свердловин (8, 21, 31, 34, 55, 59, 76, 100, 101, 103, 104, 105, 106, 109, 113, 115) підключено до УКПН Центрального блоку свердловин, свердловина 102 – в очікуванні підключення.

Чотири нафтові свердловини (62, 110, 111, 112) підключено до ПЗН Східного блоку свердловин.

Метою даної статті є оптимізація втрат вуглеводневої сировини при боротьбі з основними ускладненнями, що виникають у роботі газоконденсатних свердловин.

У процесі експлуатації ЮНГКР пластовий тиск поступово знижується, наслідком чого є зниження робочих тисків та дебіту. Також під час експлуатації свердловин трапляються різноманітні ускладнення, що призводить до втрат вуглеводнів.

Тому для зменшення втрат вуглеводнів необхідні такі заходи:

- попередження гідратуутворення по шлейфу газоконденсатних свердловин;
- збирання рідини під час продування газоконденсатних свердловини та шлейфів;
- переведення газоконденсатних свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на УКПГ-1;
- використання попутного газу та газу вивітрювання з розділювачів рідини на власні потреби, наприклад, на вогневі підігрівачі, газові котли тощо.

Основними ускладненнями в роботі газоконденсатних свердловин є накопичення рідини у понижених ділянках траси та гідратуутворення, а у нафтових – відкладення парафіну вздовж колони НКТ.

Додатковими ускладненнями, що негативно впливають на роботу свердловин, є значна довжина шлейфу. Довжини шлейфів газоконденсатних свердловин перебувають у межах від

1 до 5,5 км, а в окремих випадках сягають 7,8-12, 3 км, нафтових – від 1,5 до 5,2 км.

Під час експлуатації газоконденсатних свердловин спостерігається гідратуутворення на різних ділянках, особливо в місцях перешкод, де шлейфи газоконденсатних свердловин проходять через ставки, ріки, перетинають залізничні колії, автомобільні та магістральні дороги, прокладені в обхід перешкод (діючих шлейфів, газопроводів), проходять через лісо-смуги, гірську місцевість тощо. Важливим фактором, який впливає на відкладення гідратів вздовж шлейфу, є місцеві опори (засувки, відводи, переходи, трійники, зварювальні стики). Найбільше на шлейфі зосереджено відводів з різним кутом відхилення (від 45° до 120°), на внутрішній частині якого відкладаються гідрати, що негативно впливають на роботу свердловин і ведуть до зниження тиску або зупинки свердловини.

Для боротьби з гідратами на Юліївському НГКР найчастіше застосовують такі методи:

- метод зниження тиску (продування свердловини, шлейфу);
- подавання інгібітора гідратуутворення на гирло свердловини на інгібіторопроводах;
- встановлення на гирлі свердловини металевих бачків;
- закачування інгібітора гідратуутворення за допомогою насосного агрегату ЦА-320;

Найефективнішим вважається другий метод, оскільки він забезпечує дозоване подавання метанолу на гирло свердловини, проте інгібіторопроводи прокладені не до всіх свердловин. На свердловинах, де відсутні інгібіторопроводи, використовують перший та четвертий методи. Тому необхідно вжити заходів з попередження гідратуутворення в шлейфах газоконденсатних свердловин на різних ділянках шлейфу.

За допомогою програмно-розрахункового комплексу "Контроль гідратуутворення в шлейфах свердловин", розробленого фахівцями УкрНДІгазу з метою виявлення потенційно небезпечних ділянок, в яких відбувається гідратуутворення, проведено розрахунок шлейфів газоконденсатних свердловин. За результатами розрахунку визначено шлейфи свердловин, у яких відбувається гідратуутворення. З практичного досвіду відомо, що при експлуатації даних свердловин дійсно відбувається гідратуутворення, тобто теоретичні розрахунки підтвердили припущення.

Окреслену проблему можна вирішити шляхом підключення інгібіторопроводу (поз. 2) до шлейфа свердловини (поз. 1) в місця зосередження значної кількості місцевих опорів (поз. 3) шляхом монтажу перемички (поз. 4) з вентелем (поз. 5) та зворотнім клапаном (поз. 6) (рис. 1). За необхідності можна збільшити об'єм подачі метанолу в потрібну ділянку шлейфу; при цьому вентиль на гирлі свердловини по інгібіторопроводі необхідно закрити. З метою збільшення подачі метанолу на гирло свердловини вентиль (поз. 5) необхідно закрити.

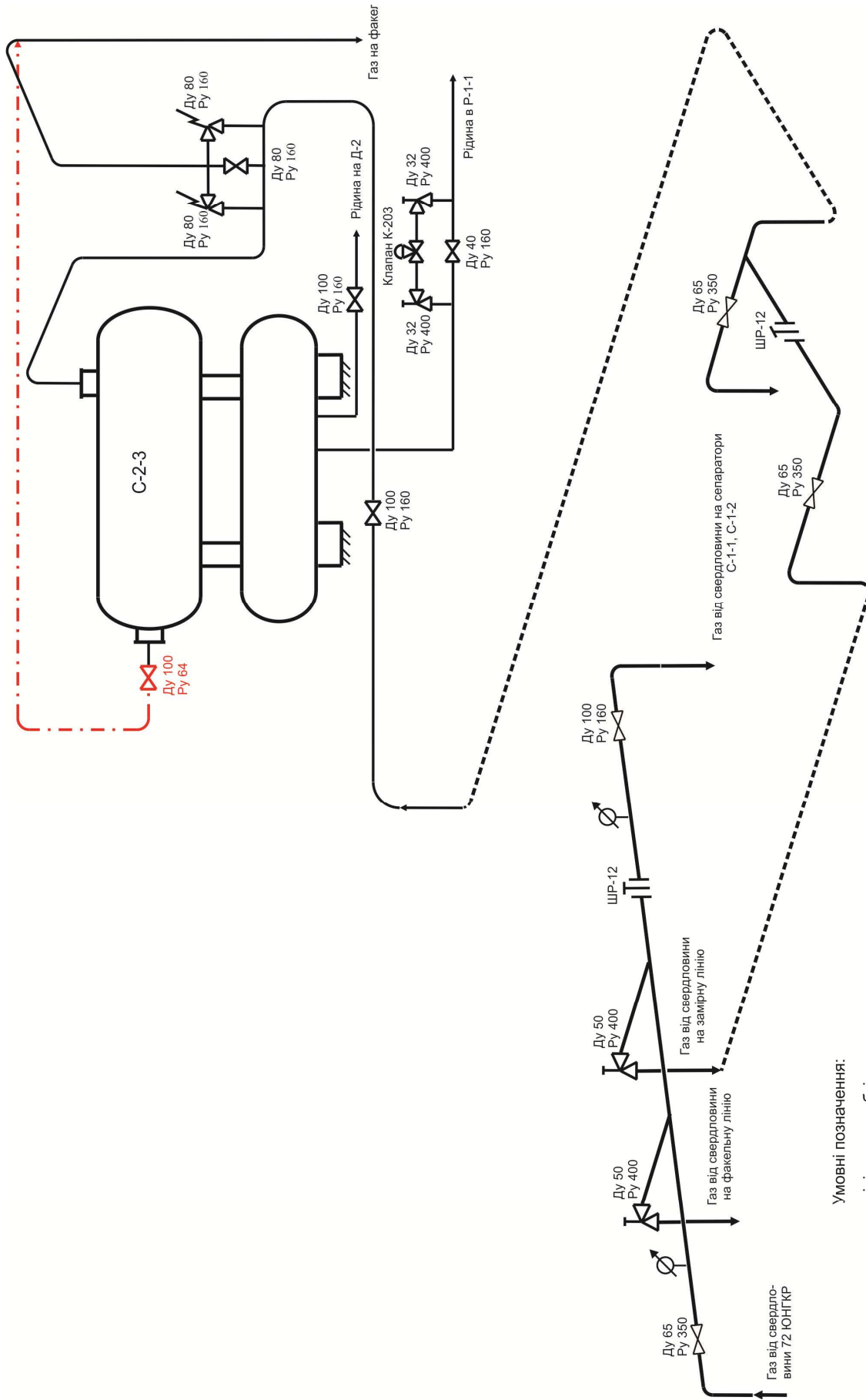


Рисунок 3 – Облаштування лінії для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-1 через сепаратор С-2-3 на факельну лінію

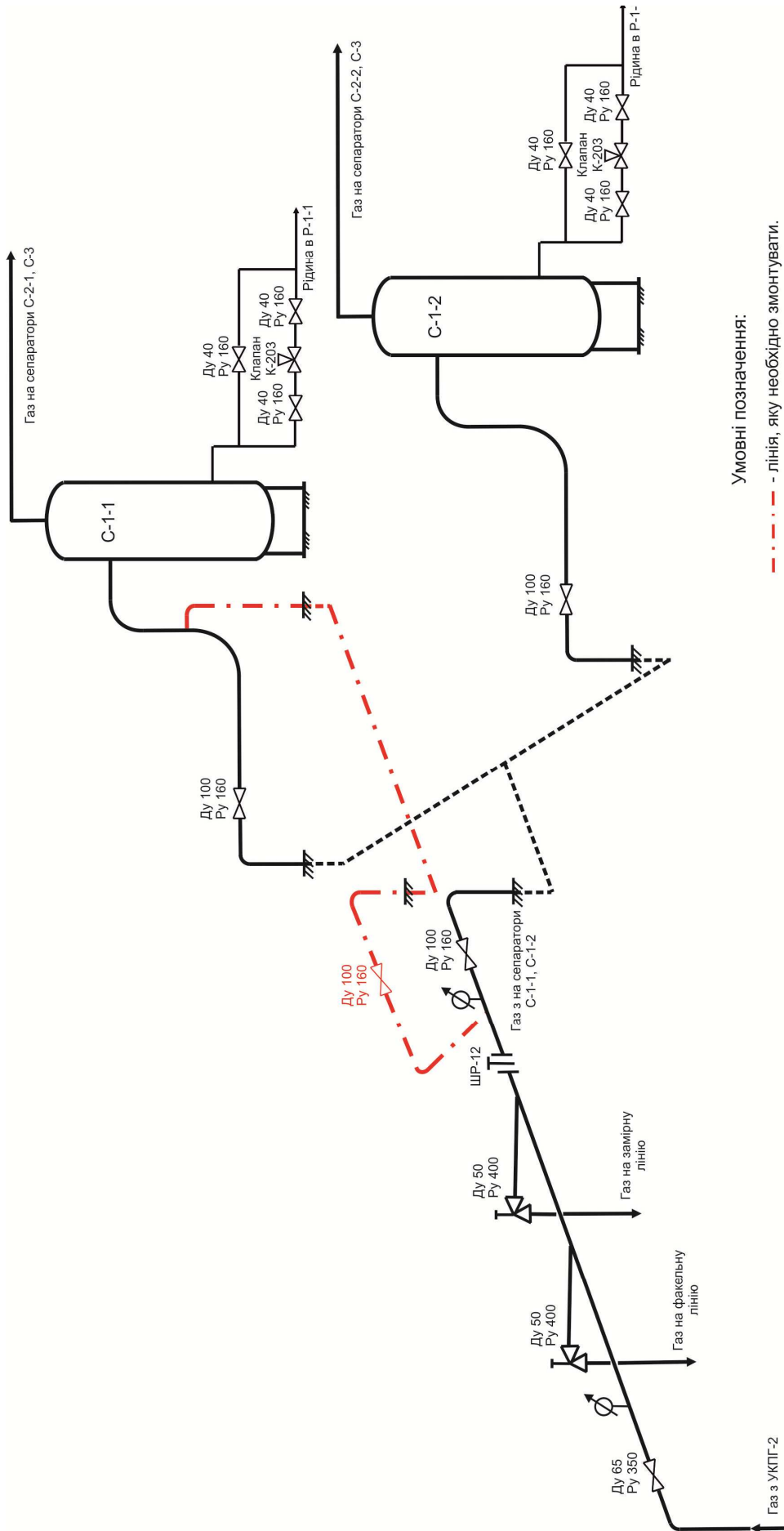


Рисунок 4 – Облаштування лінії для роботи газоконденсатних свердловин з УКПГ-2 на УКПГ-1 через сепаратор C-1-1

Наведений спосіб дасть змогу здійснювати подачу метанолу в місця зосередження значної кількості місцевих опорів по шлейфу та забезпечити надійну експлуатацію газоконденсатних свердловин. Захід варто здійснити передусім на шлейфі високодебітної газоконденсатної свердловини 7 Юліївського НГКР з метою забезпечення планового видобутку вуглеводнів (довжина шлейфу 5313 м).

Слід також зазначити, що видалення рідини (пластової води та газового конденсату) зі свердловин та шлейфу здійснюється здебільшого шляхом продування. При цьому спалюється частина конденсату, який є цінною сировиною. З метою оптимізації втрат вуглеводнів запропоновано схему обв'язки устя свердловини із включенням сепаратора як один із ефективних методів збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів під час продування [2].

Також доцільно буде використовувати на УКПГ-2, УКПГ-1 сепаратор для збору рідини на технологічних установках.

У зв'язку зі зниженням робочих тисків частина свердловин, що підключені на УКПГ-2, працюють на УКПГ-1 по двох газопроводах. По одному газопроводу працюють такі свердловини: 67, 107, 69, а по іншому свердловини: 77 (51), 53, 79, 73, 61, 71 через сепаратор ГЗ-1 замірної лінії УКПГ-2. Необхідно відзначити, що шлейфи даних свердловин періодично продувають. Для вловлювання рідини необхідно облаштувати лінію для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-2 через сепаратор ГО-1-1 на факельну лінію (рис. 2).

Для цього пропонується прокласти газопровід від факельної лінії УКПГ-2 на вхід сепаратора ГО-1-1. Такий захід дасть можливість здійснювати продування газоконденсатних свердловин через сепаратор, при цьому газ буде виходити на факел, а рідина залишатися в сепараторі. Після продування свердловин рідина з сепаратора ГО-1-1 може поступати в розділювач фазний РФ-1 або дренажну ємність.

У теперішній час на УКПГ-1 працюють свердловини з низькими робочими тисками. Зважаючи на викладене вище необхідно також облаштувати лінію для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-1 через сепаратор С-2-3 на факельну лінію (рис. 3). Для цього необхідно змонтувати газопровід по виходу газу з сепаратора С-2-3 та підключити його у факельну лінію; відповідно газ надходитиме на факел, а рідина залишатиметься в сепараторі. Після продування свердловин рідина з сепаратора С-2-3 може потрапляти в розділювач Р-1-1 або на дегазатор Д-2 в ємність Е-3.

Упровадження цих заходів дозволить продувати свердловини на факельний амбар технологічної установки для винесення рідини зі шлейфа та збирання її в сепараторі, стравлювати тиск з шлейфів при утворенні гідратних пробок, тим що зменшить час простою свердловин. Це буде актуально особливо в осінньо-

зимовий період, коли внаслідок збільшення кількості опадів, зниження температури навколишнього середовища відбувається охолодження шлейфів і газоконденсатні свердловини працюють нестабільно.

Підготовка газу на УКПГ-2 здійснюється методом низькотемпературної сепарації (тобто забезпечується три ступеня сепарації). При цьому для вилучення з газу скраплених вуглеводнів проводиться охолодження товарної продукції свердловин за допомогою турбодетандера, який значно знижує температуру сепарації газу. На окремих газоконденсатних свердловинах, підключених до УКПГ-2, простежується збільшення водного фактора, що негативно впливає на роботу обладнання, зокрема сепараторів, розділювачів та порушує режим роботи технологічної установки з виробництва зріджених газів (ТУВЗГ) для вилучення пропан-бутанової фракції. Тому необхідно облаштувати лінію для роботи газоконденсатних свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором на УКПГ-1 через сепаратор С-1-1 (рис. 4).

Для цього від вхідної нитки УКПГ-1, до якої підключено газопровід-перемичку між УКПГ-2 та УКПГ-1, змонтувати газопровід на вхід вертикального сепаратора С-1-1. Таким чином, пустивши по даному газопроводу свердловини з УКПГ-2 на УКПГ-1, газ буде надходити в сепаратори С-1-1, С-2-1, С-3. Свердловини, які підключені до УКПГ-1, працюють через сепаратори С-1-2, С-2-2, С-3, тобто в сепараторі С-3 другого ступеня сепарації змішується газ з двох ліній і далі поступає на теплообмінники та вузол заміру газу. Впровадження запропонованого заходу дозволить пустити свердловини УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на окрему лінію УКПГ-1 для недопущення ускладнень в роботі ТУВЗГ.

Зважаючи на викладене, необхідно протягом усього періоду розробки родовища підвищувати ефективність сепараційного обладнання для оптимальної роботи в умовах зниження пластового тиску, збільшення кількості рідини в продукції газоконденсатних свердловин.

Перспективним шляхом економії газу є раціональне використання газу вивітрювання з розділювача Р-1 УППГ Східного блоку свердловин для власних потреб.

На сьогодні до УППГ Східного блоку свердловин підключено одинадцять газоконденсатних свердловин: 4, 14, 23, 33, 63, 70, 80(32), 81, 83, 84. Газ від свердловин 14, 23, 63, 80 (32), 84 надходить в сепаратор С-1-1, від свердловин 4, 33, 81 - у сепаратор С-1-2. Свердловини 70, 83 працюють на сепаратор СЗ-1. Після сепараторів газ потрапляє на блок заміру газу (БЗГ), а відтак газопроводом на УППГ УКПГ-2. На УППГ Східного блоку свердловин забезпечується одноступенева сепарація газу. Рідина з сепараторів потрапляє у розділювач Р-1, де розділяється на конденсат та воду. З розділювача Р-1 конденсат потрапляє у Е-4 ПЗН-2 Східного блоку свердловин, а при проведенні контрольного заміру дебіту (ЕЗ-1), вода у ЕЗ-2. Газ вивітрювання з розділювача Р-1 надходить у факельну

лінію на амбар. Тиск в розділювачі Р-1 перебуває в межах 2,5 МПа.

Тепер на власні потреби для УППГ та ПЗН-2 Східного блоку свердловин використовується газ, який надходить з (БЗГ). Тобто газ із тиском 6,0 МПа надходить на блок підготовки газу власних потреб (БПГВП) і через блок редукторів понижається до тиску 0,6 МПа.

Зважаючи на вище згадане, пропонується на газопроводі, яким подається газ з БЗГ на БПГВП, змонтувати контур регулювання, що включає вентиль ВИ 15С54БК (поз. 1), перетворювач тиску "САФІР-М" (поз. 2), мікропроцесорний ПД регулятор із вбудованим джерелом живлення 24 В для живлення перетворювача тиску з вихідним струмовим сигналом 4-20 мА "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3), клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4), засувки Ду 50 Ру 160 (поз. 5), манометр МП-4У 0-16 МПа (поз. 6), клапан зворотній Ду 50 Ру 160 (поз. 7) (рис. 5).

Завдяки цьому газ вивітрювання з розділювача Р-1 з тиском 2,5 МПа буде використовуватись в повному обсязі для власних потреб. За недостатньої кількості газу, зниження тиску нижче 2,0 МПа (який контролюють за допомогою перетворювача тиску "САФІР-М" (поз. 2)), на мікропроцесорний ПД регулятор "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3) подається сигнал. Відтак за сигналом ПД регулюючий клапан односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4) привідкривається. У цей момент газ з БЗГ надходить на БПГВП. При зростанні тиску в газопроводі перед БПГВП вище 2,0 МПа клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 (поз. 4) закривається. Після цього знову використовується газ з розділювача Р-1 на власні потреби.

Підводячи підсумки, необхідно зауважити, що для зменшення втрат вуглеводнів при експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР потрібно здійснити такі альтернативні заходи: попередження гідратуутворення на шлейфу газоконденсатних свердловин (в місцях зосередження значної кількості місцевих опорів, зокрема відводів), збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу на технологічних установках УКПГ-2, УКПГ-1, використовуючи сепаратор, переведення свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на УКПГ-1 через окрему лінію, використання газу вивітрювання для власних потреб на вогневі підігрівачі дасть змогу зменшити кількість продувань шлейфів газоконденсатних свердловин, збирати газовий конденсат на технологічних установках, раціональніше використовувати газ вивітрювання з розділювачів та забезпечувати планові завдання з видобутку вуглеводнів. Упровадження наведених заходів є економічно обґрунтованим, вигідним, дозволить покращити екологічний стан, капіталовкладення будуть незначними, їх окупність складе близько восьми місяців. Викладені пропозиції доцільно буде застосувати і на інших об'єктах нафтогазовидобувних підприємств.

Література

- 1 Воловецький В. Б. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів в умовах зниження пластового тиску в покладах візейських та серпухівських горизонтів Юліївського НГКР [Текст] / В. Б. Воловецький, М. В. Фрайт, О. М. Щирба, О. Ю. Витязь // Науковий вісник держ. міжвід. наук. техн. зб. ІФНТУНГ. – 2010. – № 2 (24). – С. 34–40.
- 2 Воловецький В. Б. Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу [Текст] / В. Б. Воловецький, О. Ю. Витязь, О. М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ : держ. міжвід. наук. техн. зб. ІФНТУНГ. – 2010. – № 1 (34). – С. 160–164.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.04.12

Рекомендована до друку професором
Мельником А.П.