

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.279 (477.54)

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ В УМОВАХ ЗНИЖЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В ПОКЛАДАХ ВІЗЕЙСЬКИХ ТА СЕРПУХІВСЬКИХ ГОРИЗОНТІВ ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

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

¹ ГПУ "Харківгазвидобування", 61166, м. Харків, пров. Інженерний, 1-А,
тел. (057) 7195830

²Український науково-дослідний інститут природних газів,
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304521,
e-mail: ostapivua@gmail.com

³ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,
e-mail: public@nung.edu.ua

Висвітлено, шляхи забезпечення видобутку вуглеводнів в умовах зниження пластового тиску Юліївського НГКР. Пропонується, в першу чергу, побудувати дотисковую компресорну станцію, в протилежному випадку свердловини, підключені до УКПГ-2 з низькими тисками, поступово перевести в роботу на УКПГ-1, встановити ежектор на входній нитці УКПГ-2, а також перевести свердловин з низькими тисками в роботу на автоматизовану газорозподільчу станцію УКПГ-1.

Ключові слова: свердловина, дотисковуюча компресорна станція, газопровід, ежектор, автоматизована газорозподільча станція.

Изложены пути обеспечения добычи углеводородов в условиях снижения пластового давления Юльевского НГКМ. Предлагается, в первую очередь, построить дожимную компресорную станцию, в противном случае скважины, подключенные к УКПГ-2 с низкими давлениями, постепенно перевести в работу на УКПГ-1, установит эжектор на входной нитке УКПГ-2, а также перевести скважины с низкими давлениями в работу на автоматизированную газоразпределительную станцию.

Ключевые слова: скважина, дожимная компресорная станция, газопровод, эжектор, автоматизированная газоразпределительная станция.

The article deals with methods of the carbohydrates production during the reduction of the formation pressure of Yuliivka oil-gas condensate field. One of the methods to be used is building of the separator pump unit. In other case it is recommended to gradually shift the wells connected to the complex gas treatment equipment-2 (CGTE-2) with low pressures to complex gas treatment equipment-1 (CGTE-1), mount a water jet pump on the input fiber of CGTE-2 and to operate wells with low pressures on automatic gas-distributing station CGTE-1.

Keywords: well, separator pump unit, gas pipeline, water jet pump, automatic gas-distributing station.

Юліївське нафтогазоконденсатне родовище (ЮНГКР) відкрите в 1987 р. пошуковою свердловиною 1, при випробуванні якої з відкладів візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону були отримані промислові припливи газу [1].

На сьогоднішній день Юліївське НГКР розробляється на виснаження у газовому режимі. Більше половини запасів по родовищу вже видобуто, наслідком чого є поступове зниження тиску в свердловинах, що впливає на видобуток газу та вуглеводневого конденсату.

В даний час на Юліївському НГКР розробляються візейські горизонти В-16-19, В-25-26 та серпухівські горизонти С-4а, С-4в, С-5в. Газоконденсатні свердловини Юліївського НГКР підключені до двох установок комплексної підготовки газу УКПГ-1 та УКПГ-2.

Вісім свердловин Юліївського НГКР (3 (85), 60, 10, 56, 57, 72 (74) і два газопроводи) підключено до установок вимикаючих пристроїв (УВП) УКПГ-1.

Інші свердловини Юліївського НГКР та інших родовищ (67, 66, 107, 9, 64, 65, 7, 68, 58,

1 Недільного ГКР, 53, 57, 3 Недільного ГКР (63 Скворцівського НГКР), 77, 79, 73, 61, 71, 50 підключено до УВП установки первинної підготовки газу (УППГ)УКПГ-2. Обв'язка установки вимикаючих пристроїв УКПГ-2 показана на прикладі двох свердловин 50 та 71 (рисунок 1). Схема підключення решти свердловин аналогічна вказаним. На УКПГ-2 наявні дві замірні лінії, які включають: замірні сепаратори (ГЗ-1, ГЗ-2) та замірні розділювачі (РЗ-1, РЗ-2), тобто ГЗ-1, РЗ-1 - це перша та ГЗ-2, РЗ-2 - друга замірні лінії. Вісім свердловин (67, 66, 107, 9, 64, 65, 7, 68) можна пустити тільки на першу замірну лінію, а решта - на другу.

Підготовка газу на УКПГ-2 Юліївського НГКР здійснюється згідно з вимогами ГОСТ 5542-87, вилучення зрідженого газу згідно з ДСТУ 4047-2001 методом низькотемпературної сепарації. При цьому, для вилучення з газу скраплених вуглеводнів, проводиться охолодження товарної продукції свердловин за допомогою турбодетандера, який значно знижує температуру сепарації газу [2].

Подавання некондиційного газу в газопровід хоча б з одного родовища призводить до погіршення якості всього транспортованого газу. Недостатнє очищення газу також є причиною зниження пропускної здатності газопроводів.

Вирішення питань, пов'язаних з виявленням причин неякісної підготовки газу, розробкою і впровадженням нових технологічних процесів, спрямованих на покращення техніко-економічних показників роботи установок підготовки газу до транспортування, дасть змогу підвищити надійність роботи газотранспортних систем.

В процесі експлуатації ЮНГКР пластовий тиск поступово знижується, що призводить до зниження робочих тисків та дебіту. Це і впливає на об'єми видобутку вуглеводнів загалом.

Аналіз роботи газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР показав наступне:

- температура на устях свердловин перебуває в межах 15–28 °С, а на вході в УКПГ - 5–15 °С;

- робочі тиски на устях багатьох свердловин - у межах від 5,5–7,0 МПа, а на вході в УКПГ - 4,6–6,0 МПа;

- дебіти свердловин - у межах від 5 до 230 тис.м³ на добу;

- довжина шлейфів - у межах від 1 до 4,0 км, а в окремих випадках сягає 5,5 км.

Як бачимо, зниження робочих тисків впливає на дебіт та видобуток газу, конденсату та пропан-бутану через ускладнення його низькотемпературної сепарації.

Проведений аналіз роботи газоконденсатних свердловин свідчить про низьку ефективність вилучення пропан-бутанової фракції з газу, який надходить до технологічної установки УКПГ-2.

Тому з метою забезпечення стабільного рівня вилучення вуглеводневого конденсату, пропан-бутану та подавання газу споживачам в умовах поступового зниження тиску в свердло-

винах, пропонується виконати такий комплекс заходів:

- побудувати дотисковую компресорну станцію (ДКС);

- підключати нові свердловини;

- проводити інтенсифікацію видобутку вуглеводнів.

На сьогоднішній день необхідно шукати альтернативні шляхи вирішення проблеми видобутку вуглеводнів. Враховуючи те, що через брак капіталовкладень на ДКС необхідно постійно забезпечувати стабільний видобуток вуглеводнів, авторами пропонується здійснення таких заходів:

- поступове переведення низькодебітних газоконденсатних свердловин з УКПГ-2 в роботу на УКПГ-1, оскільки там менший тиск першої ступені сепарації;

- встановлення ежектора на установці вимикаючих пристроїв УКПГ-2;

- переведення газоконденсатних свердловин УКПГ-1 в роботу на другу ступінь сепарації;

- переведення свердловин з низькими тисками, що підключені до УКПГ-1, в роботу на автоматизовану газорозподільчу станцію (АГРС) "Енергія-1" та подавання газу місцевим споживачам.

В даний час до УКПГ-2 підключено 20 свердловин, з них 12 працюють на УКПГ-2, де тиск першої ступені сепарації перебуває в межах 4,2-4,5 МПа, а 8 свердловин (50, 71, 61, 73, 79, 77, 107, 68) працюють з низькими тисками по двох перемичках на УКПГ-1 і експлуатуються методом накопичення тиску, де тиск першої ступені сепарації перебуває в межах 4,0-4,2 МПа.

Свердловини УКПГ-2 розділені на два блоки, на кожному з яких є газопровід яким "пускають" свердловини на УКПГ-1. З одного блоку в газопровід на УКПГ-1 працюють свердловини 50, 71, 61, 73, 79, 77, а з іншого - 107, 68. Слід відмітити, що вказаними газопроводами одночасно з газом надходить і рідина (конденсат та вода).

Отже, постає завдання розвантажити один з газопроводів, тобто зменшити його тиск, та забезпечити надходження конденсату на УКПГ-2 для стабілізації вилучення пропан-бутанової фракції. В зв'язку з цим пропонується на замірній лінії провести реконструкцію, тобто від газопроводу виходу газу з сепаратора ГЗ-1 прокласти газопровід-перемичку на УКПГ-1 (рис. 2). Існуючу лінію продування рідини сепаратора ГЗ-1, яка надходить тільки в замірний розділювач РЗ-1, підключити до сепаратора ГО-2, з якого рідина надходить в розділювач фазний РФ-1, де розділяється на воду та конденсат. Таким чином, після пуску свердловин по даному газопроводу, газ буде очищуватися від рідини в сепараторі ГЗ-1, а рідина буде надходити до розділювача фазного РФ-1. Тобто очищений газ надходитиме на УКПГ-1, а конденсат - на технологічну установку з вироблення пропан-бутанової фракції.

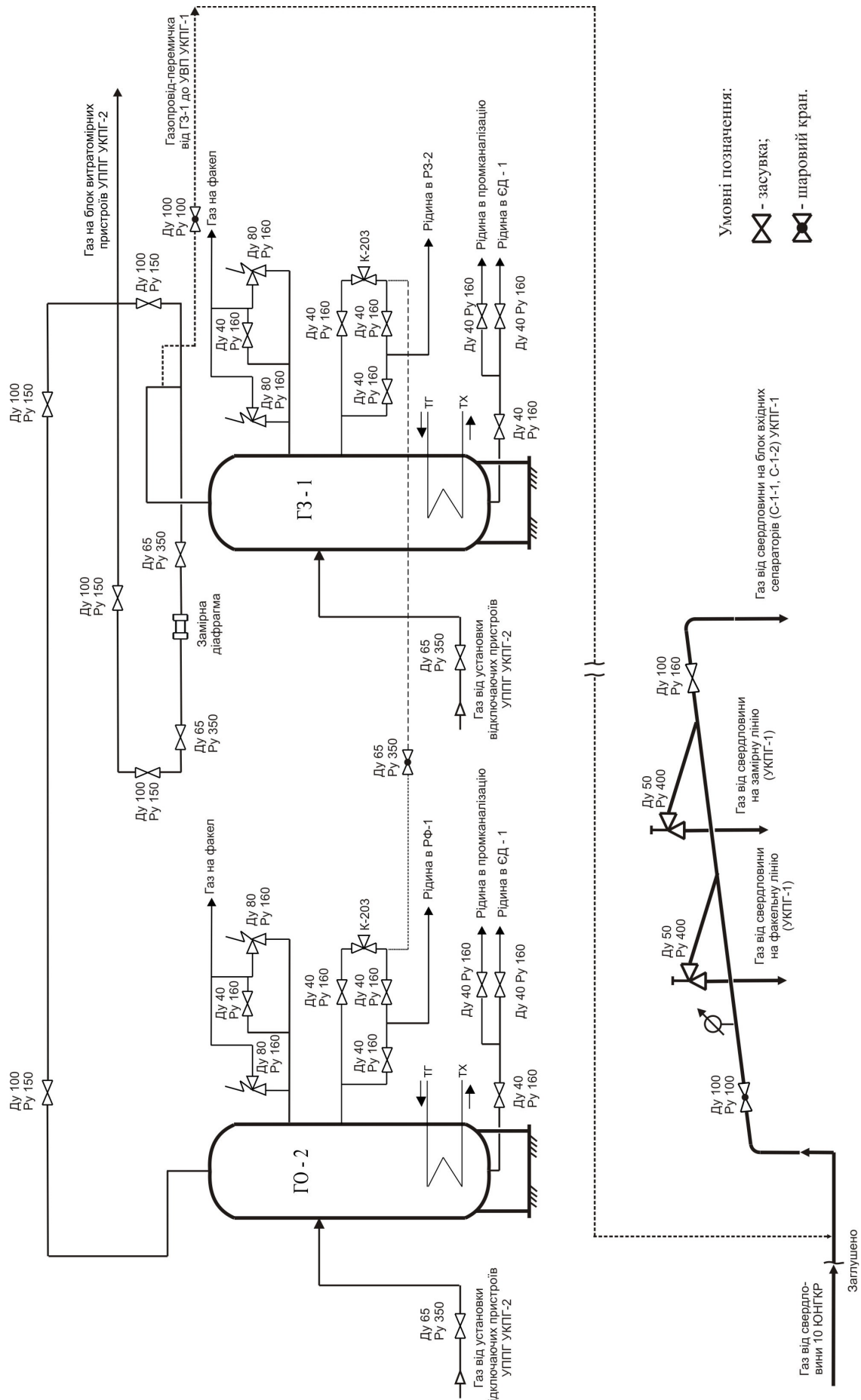


Рисунок 3 – Схема підключення газопроводу-перемички від сепаратора ГЗ-1 (УКПГ-2) до установки вимикаючих пристроїв УКПГ-1

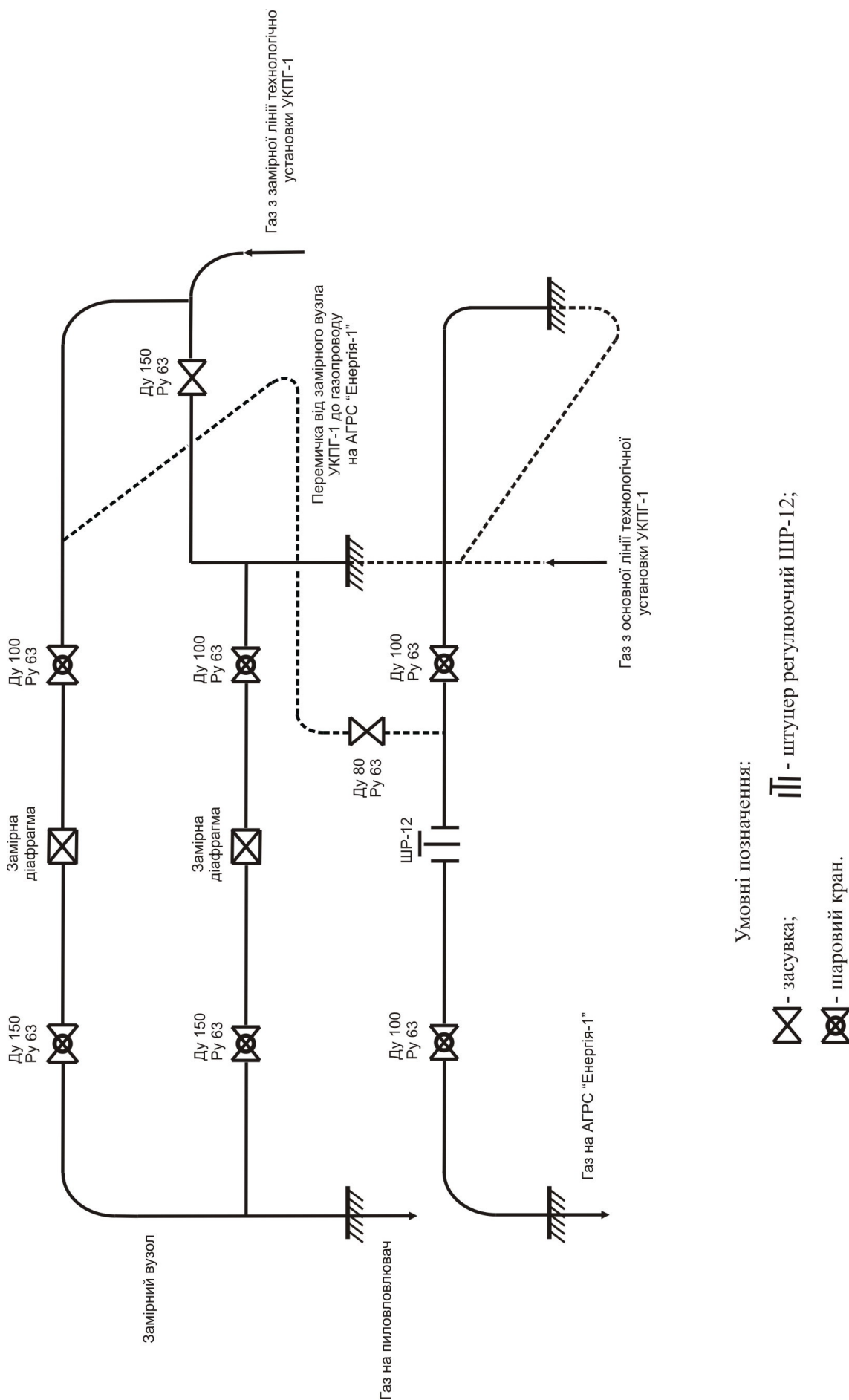


Рисунок 4 – Схема підключення перемички від замірного вузла технологічної установки УКПГ-1 до газопроводу на АГРС "Енергія-1"

З метою забезпечення більш стабільної роботи, свердловини 50, 71, що працюють методом накопичення тиску, доцільно буде періодично підключати до спеціально змонтованого на входних нитках УКПГ-2 ежектора, крім того на ежекторний пристрій можна буде подавати газ від високонапірних свердловин або від дотискуючої компресорної станції, яка в перспективі буде побудована.

На даний час свердловина 1 Недільного ГКР працює з високим робочим тиском ($P_{вх}=15,5$ МПа), отже, раціонально пустити дану свердловину на ежектор та підключати періодично свердловини, які працюють з низькими робочими тисками на УКПГ-1. Це, насамперед, свердловини 50, 71, швидкість висхідного потоку в яких є недостатньою для винесення конденсату з шлейфа.

На рисунку 3 зображена запропонована технологічна схема обв'язки ежекторно-дрослюючого струминного пристрою по входній нитці свердловини 1 Недільного ГКР на установці вимикаючих пристроїв УППГ УКПГ-2.

Пуск свердловин 50, 71 на ежектор уможливить забезпечення більш стабільної їх роботи, зменшення часу простою в режимі накопичення тиску, зменшення кількості продувань шлейфу до мінімуму, а також збільшення кількості газу на УКПГ-2 для виробництва пропан-бутанової фракції.

В умовах зниження робочих тисків свердловини підключені на УКПГ-1, буде доцільно пускати в роботу на другу ступінь сепарації, а також свердловини з УКПГ-2, що працюватимуть по газопроводу-перемичці та двох інших газопроводах. Для цього необхідно від установки вимикаючих пристроїв УКПГ-1 прокласти газопровід на другу ступінь сепарації. Також слід вдосконалити сепараційне обладнання, щоб у газ, який пройшов другу ступінь сепарації не потрапляла рідина. Проведення цього заходу дасть змогу зменшити протитиск першої ступені технологічної установки, чим забезпечуватимуться сприятливі умови для роботи свердловин, робочий тиск в яких поступово знижуватиметься.

Свердловини, тиск в яких знизиться нижче 3,8 МПа, раціональним буде пускати в роботу на автоматизовану газорозподільчу станцію (АГРС) "Енергія-1", яка знаходиться на УКПГ-1. До складу даної АГРС входить: вузол очищення, вузол переключення, вузол підігрівання, вузол редукування, вузол обліку газу, вузол одоризації, підземна ємність одоранту. Вище вказаний захід можна здійснити шляхом прокладання перемички від замірного вузла УКПГ-1 до газопроводу на АГРС "Енергія-1" (рис. 4). На сьогоднішній день газ на АГРС подається з основної лінії технологічної установки УКПГ-1 з тиском 3,6 МПа, де останній понижається за допомогою штуцера регулюючого ШР-12 до тиску 2,0 МПа, а потім надходить на вузол очищення для додаткового очищення та запобігання поступленню конденсату у газопровід. Відтак очищений газ надходить на вузол переключення, після чого на вузол підігрівання газу,

де підігрівається з метою запобігання відкладенню гідратів, і надходить на вузол редукування, де тиск понижується з 2,0 МПа до 0,30 – 0,39 МПа. Після цього газ надходить на автоматизовану одоризаційну установку, яка забезпечує введення одоранту в газ дрібними краплями у кількості, пропорційній потоку газу. Основною частиною вузла одоризації є комплекс одоризації Флоутек-ТМ-Д-Н2 з використанням обчислювача Флоутек-ТМ. Одоризований газ з тиском 0,30 – 0,39 МПа надходить на вузол переключення, а потім місцевим споживачам.

Пропускна здатність АГРС "Енергія-1" складає 10 тис.м³/год [3]. Слід зазначити, що впродовж року через АГРС проходить різна кількість газу, наприклад, в зимовий період близько 1,9 тис.м³/год, а в літній – 0,8 тис.м³/год. Це свідчить про те, що на АГРС можна значно більше подавати газу для споживачів. Таким чином: свердловини слід пускати на замірну лінію, де газ очиститься від рідини пройшовши дві ступені сепарації. Впровадивши дану пропозицію, по-перше свердловини працюватимуть, по-друге, більше газу буде надходити в магістральний газопровід з УКПГ-1, по-третє, можна більше газу подавати на АГРС, і відповідно збільшувати кількість місцевих споживачів.

Підводячи підсумки, слід зауважити, що для інтенсифікації видобутку вуглеводнів на Юліївському НГКР необхідне, насамперед, введення дотискуючої компресорної станції, а в протилежному випадку – поступове переведення в роботу свердловин з УКПГ-2 на УКПГ-1, встановлення ежектора на установці вимикаючих пристроїв УКПГ-2, переведення свердловин з низькими тисками в роботу на автоматизовану газорозподільчу станцію (АГРС) "Енергія-1" УКПГ-1 та вдосконалення технологічного обладнання, що дасть змогу утримувати стабільний рівень вилучення вуглеводневого конденсату, пропан-бутану, а також забезпечити стабільне подання газу споживачу із свердловин, в яких поступово знижується пластовий тиск.

Література

1 Комплексний проект розробки газоконденсатних та нафтових покладів Юліївського НГКР: звіт про НДР за договором 100 ХГВ/2006-2006 (тема 51.272/2004-2006).

2 Стабілізація видобутку газу, конденсату та вилучення пропан-бутанової фракції на Юліївському НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, М.В. Фрайт, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №1 (26). – С. 82–86.

3 Гончарук М.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України [Текст] / М.І. Гончарук, М.Д. Середюк, В.І. Шелудченко. – Івано-Франківськ: Сімік, 2006. – 1313 с. – ISBN 966-8067-44-4.

Стаття поступила в редакційну колегію
29.04.10

Рекомендована до друку професором
Р. М. Кондратом