

ОСОБЛИВОСТІ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ НА ЮЛІЇВСЬКОМУ НГКР

¹В.Б. Воловецький, ¹О.М. Щирба, ²О.Ю. Витязь, ¹В.В. Величко, ¹В.І. Коцаба, ¹С.В. Василенко

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61125, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел. (057) 7304544, e-mail: vvb11@ukr.net

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727182,
e-mail: vytyaz@pung.edu.ua

Розглянуто особливості видобування вуглеводнів на Юліївському НГКР. Для досягнення високого рівня видобутку вуглеводнів на всіх стадіях розробки родовища проводять різні промислові дослідження та впроваджують організаційні заходи. Так, наприклад, введено в експлуатацію низькотемпературний турбодетандерний агрегат, впроваджено технологію низькотемпературної абсорбції, здійснено модернізацію сепараторів та реконструкцію автоматизованої газорозподільчої станції, оптимізовано експлуатацію свердловин і побудовано дотискуючу компресорну станцію.

Розглянуто методи боротьби з ускладненнями, що виникають у процесі експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР. Для боротьби з гідратоутворенням в газоконденсатних свердловинах здійснюється подача метанолу на устя свердловин інгібіторопроводами, а також періодичні закачування його у свердловини та їх шлейфи за допомогою пересувного насосного агрегату у різний спосіб. Спосіб та періодичність подавання інгібітора гідратоутворення обирають за результатами експериментальних досліджень із врахуванням умов конкретної свердловини. Запропоновано ефективний спосіб боротьби з гідратоутвореннями в шлейфах свердловин за рахунок руху швидкісного газового потоку разом з інгібітором гідратоутворення. Рідину, яка накопичується в свердловинах, видаляють шляхом періодичного закачування розчину ПАВ різного складу та концентрації у затрубний простір та шлейфи. Протикорозійний захист підземного обладнання свердловин забезпечують закачуванням розчину інгібітора корозії.

Ключові слова: газ, свердловина, шлейф, накопичення рідини, гідратоутворення, метанол, корозія.

Рассмотрены особенности добычи углеводородов на Юльевском НГКМ. С целью достижения высокого уровня добычи углеводородов на всех стадиях разработки месторождения выполняют различные промышленные исследования и внедряют организационные мероприятия. Так, например, введен в эксплуатацию низкотемпературный турбодетандерный агрегат, внедрена технология низкотемпературной абсорбции, модернизированы сепараторы и реконструирована автоматизированная газораспределительная станция, оптимизирована эксплуатация скважин и сооружена дожимная компрессорная станция.

Рассмотрены методы борьбы с осложнениями, возникающими в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин Юльевского НГКМ. Для борьбы с гидратообразованием в газоконденсатных скважинах по ингибиторопроводам подают метанол на устье скважин, а также периодически закачивают его в скважины и их шлейфы с помощью передвижного насосного агрегата разными способами. Подбор способа и периодичность подачи ингибитора гидратообразования проводят, исходя из экспериментальных исследований для условий конкретной скважины. Предложен эффективный способ борьбы с гидратообразованием в шлейфах скважин за счет движения скоростного газового потока вместе с ингибитором гидратообразования. Жидкость, которая накапливается в скважинах, удаляют путем периодических закачек раствора ПАВ различного состава и концентрации в затрубное пространство и шлейфы. Противокоррозионная защита подземного оборудования скважин обеспечивается закачкой раствора ингибитора коррозии.

Ключевые слова: газ, скважина, шлейф, накопление жидкости, гидратообразования, метанол, коррозия.

The article deals with the process of hydrocarbons production in Yuliyivskiy oil-gas condensate field (OGCF). To increase the production rate of hydrocarbons at all stages of field development different field tests and organizational measures were taken. For example, the low-temperature turboexpander was put into operation, the technology of low-temperature absorption was introduced, the separators and the automated gas distribution station were modernized, the wells operation was optimized and the booster compressor station was constructed.

The methods to control complications during gas-condensate well operation in Yuliyivskiy OGCF were investigated. To prevent the formation of hydrates in gas-condensate wells the methanol is injected at wellhead by inhibitor pipelines, it is periodically injected in different ways into the wells and their flow lines by means of the mobile pump unit. The method and frequency of injecting the hydrate development inhibitor were selected based on the experimental investigations of the conditions in a particular well. The efficient way to prevent the formation of hydrates in flow lines by means of the high-speed gas flow together with the hydrate development inhibitor was proposed. The liquid, accumulated in the wells, can be removed by means of periodically injection of surfactant solutions of different compositions and concentrations into the annulus and flow lines. The anticorrosive protection of the downhole equipment is provided by the corrosion inhibitor injection.

Key words: gas, well, flow line, liquid accumulation, formation of hydrates, methanol, corrosion.

Вступ. Більшість родовищ ПАТ "Укргаз-видобування" виснажені на 70-80% і перебувають на завершальній стадії розробки. Внаслідок

цього спостерігається зниження видобування вуглеводнів. Для забезпечення стабільного видобутку вуглеводнів необхідно розробити про-

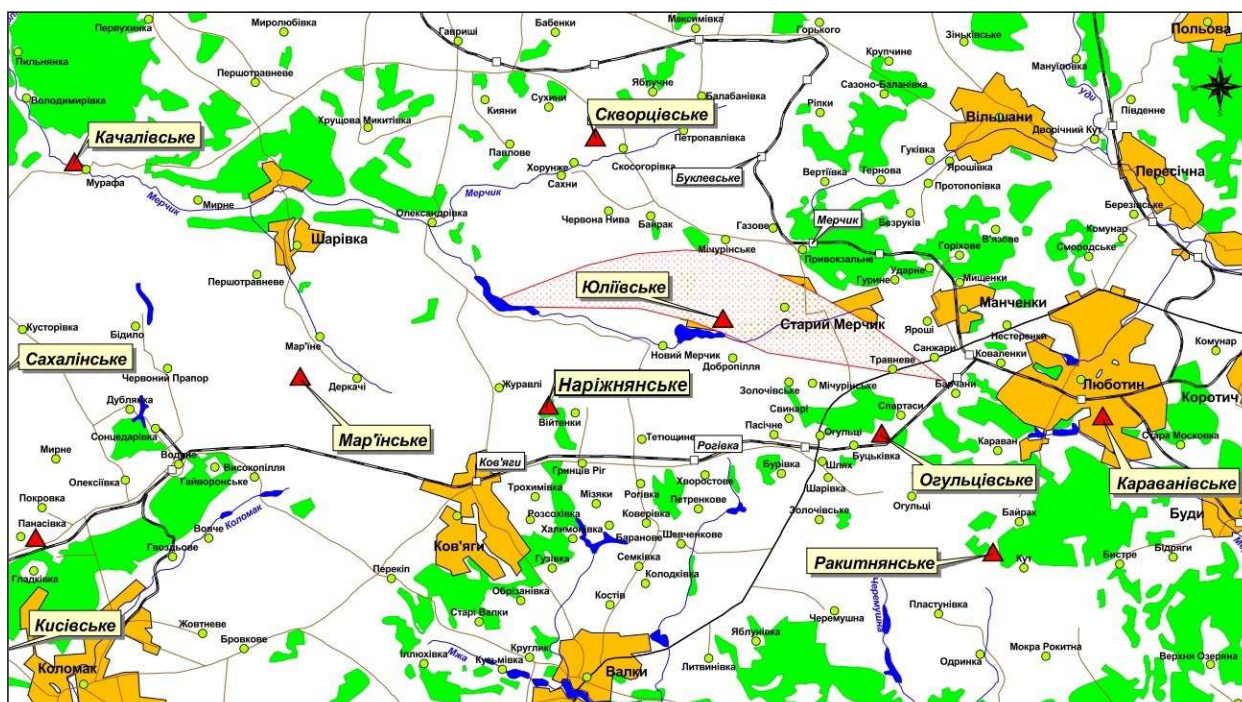


Рисунок 1 – Розташування Юліївського НГКР

граму, яка включатиме різні заходи, тобто оптимізацію експлуатації свердловин, модернізацію обладнання або його заміну, впровадження нової технології та інше. Враховуючи викладене вище, слід визначити шляхи для видобування залишкових запасів та розширення сировинної бази.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Значні залишкові запаси вуглеводнів містяться у виснажених газоконденсатних родовищах. Так, наприклад, на Тимофіївському, Яблунівському, Котелевському, Березівському, Юліївському, Єфремівському, Розпашнівському родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розробки або наближаються до неї, залишкові запаси газу становлять понад 200 млрд. м³ [1].

Нарощування сировинної вуглеводневої бази здійснюється за трьома основними напрямками: пошук нових родовищ (покладів); дорозвідка родовищ, які перебувають у розробці; оптимізація вилучення залишкових запасів вуглеводнів (ВВ) [2].

Результати пошуково-розвідувального буріння на родовища Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) свідчать, що на даний час досить перспективними в плані дорозвідки є багатопластові родовища, які перебувають у розробці. Дорозвідка запасів ВВ на багатопластових родовищах забезпечує основну частину приростів запасів ВВ в Україні [3].

На багатопластових родовищах північної бортової зони Дніпровсько-Донецької западини, які тривалий час перебувають у розробці, у покладах вуглеводнів зосереджені значні запаси газу та нафти, які не залучені у розробку [3].

Формулювання цілей статті. Метою даної роботи є розгляд комплексних заходів,

спрямованих на забезпечення стабільного видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження.

Висвітлення основного матеріалу. Юліївське нафтогазоконденсатне родовище (ЮНГКР) розташоване у північній прибортовій зоні ДДЗ і відноситься до типу багатопластових складно побудованих. Юліївське НГКР відкрито в 1987 році пошуковою свердловиною 1, при випробуванні якої з відкладів візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону отримано промислові припливи газу [4]. Зараз в розробці знаходиться нафтовий поклад гор. М-5, нафтогазові (газонафтові) поклади гор. С-4а, С-4б, В-19н, В-20, В-25-26 та газоконденсатні поклади гор. С-4в, С-5в, С-5н, В-16-19, В-26н, Ф-1. Розташування родовища наведено на рисунку 1.

Промислова нафтоносність на Юліївському НГКР встановлена в 1991 р. розвідувальною свердловиною 8, при випробуванні якої було отримано приплив нафти з горизонту В-22-23 (В-25-26). В дослідно-промислову розробку родовище введене в лютому 1994 року на основі проекту (ДПЕ), виконаного науковцями УкрНДІгазу в 1992 році [5]. Необхідно сказати, значна кількість газоконденсатних свердловин закінчена бурінням у період 1989 до 1999 року та введена в експлуатацію з 1994 до 2000 року.

У 1994 році був створений Юліївський нафтогазопромисел. Промисел входив до складу Харківтрансазу АТ "Укргазпром". 1 січня 1999 року створено газопромислове управління "Харківгазвидобування" філії дочірньої компанії "Укргазвидобування" національної акціонерної компанії "Нафтогаз України". До складу ГПУ "Харківгазвидобування" Юліївський нафтогазопромисел входив до кінця 2010 року.

З 1 січня 2011 року Юліївський цех з видобування нафти, газу і конденсату (Юліївський ЦВНГК) входить до складу ГПУ "Шебелинкагазвидобування" ПАТ "Укргазвидобування".

На сьогоднішні в Юліївському ЦВНГК (нафтогазопромислу) здійснюється підготовка вуглеводневої продукції з семи родовищ, з них три нафтогазоконденсатні (Юліївське, Наріжнянське, Скворцівське) та чотири газоконденсатні (Безлюдівське, Аксютівське, Недільне, Кузьмичівське). Газоконденсатні та нафтові свердловини з даних родовищ підключені до дванадцяти технологічних установок.

У процесі розвитку Юліївського цеху з видобутку нафти і газу збільшується і загальний фонд свердловин. Значна частина загального фонду з вказаних родовищ відноситься до Юліївського НГКР (близько 70 свердловин).

На прикладі Юліївського НГКР наведено впровадження, які важливі для стабілізації видобування вуглеводнів.

Газоконденсатні свердловини Юліївського НГКР підключені до двох установок комплексної підготовки газу УКПГ-1, УКПГ-2 та до установки попередньої підготовки газу УППГ Східного блоку.

У 1994 році побудовано УКПГ-1. Дев'ять свердловин Юліївського НГКР (3 (85), 60, 89 (10), 56, 57, 72 (74)) та міжпромислові газопроводи зовнішнім діаметром 114 мм підключено до УКПГ-1 з УКПГ-2. Підготовка газу на УКПГ-1 Юліївського НГКР здійснюється згідно з вимогами ГОСТ 5542-87 методом низькотемпературної сепарації. При цьому для вилучення з газу скраплених вуглеводнів проводиться охолодження товарної продукції свердловин шляхом дроселювання його і сепарації холодного потоку в сепараторах, розділення суміші (вуглеводневий конденсат і пластової води, метанол) на складові, вивітрювання конденсату та зберігання в ємнісному парку. Вуглеводневий конденсат транспортувався конденсатопроводом на Наливну-2, яка розташована на станції Мерчик, в залізничні цистерни або самовивозом автоцистернами [6].

У 1998 році споруджено УКПГ-2. Наступні свердловини Юліївського НГКР (58, 67, 107, 66, 65, 64, 7, 69, 68, 78, 1 Недільного ГКР, 89, 77 (51), 53, 79, 57, 3 Недільного ГКР, 73, 61, 71, 50) та міжпромислові газопроводи підключено до УКПГ-2. 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 товарну продукцію свердловин охолоджують за допомогою турбодетандера, який значно знижує температуру сепарації газу. Вуглеводневий конденсат з УКПГ-2 надходить у ємнісний парк УКПГ-1, а потім конденсатопроводом – на Наливну-2 в залізничні цистерни. Пропан-бутанову фракцію транспортували самовивозом автоцистернами.

У 2000 р побудована УППГ Східного блоку свердловин. Сьогодні підключено дванадцять газоконденсатних свердловин (4 (81), 33,

14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 82, 83). Групи свердловин 4 і 81, 80 і 32, 84 та 23 експлуатуються в один шлейф. Для роботи свердловин з УППГ Східного блоку на УКПГ-2 ЮНГКР підключено два міжпромислових газопроводи зовнішнім діаметром 114 мм і довжиною 5520 м.

Однією із особливостей на Юліївському НГКР є установка комплексної підготовки газу УКПГ-2, яка є високотехнологічним комплексом, де впроваджені передові технології газовидобування. Унікальність УКПГ-2 полягає в тому, що в одному комплексі об'єднано декілька технологічних процесів, зокрема: підготовка газу, виробництва зріджених газів. Тут впроваджено безвідходний замкнутий цикл виробництва. Пластова вода з вмістом метанолу спрямовується на блоки регенерації метанолу (БРМ); метанол вилучають для повторного використання. Після цього пластова вода спрямовується на очисні споруди і в подальшому за допомогою насосів закачується в спеціальні нагнітальні свердловини для недопущення забруднення навколишнього середовища. Крім цього, на очисні споруди привозять автоцистернами пластову воду і з інших об'єктів цеху (промислу).

За рахунок пошуково-розвідувального буріння відкривають нові родовища. При відкритті Наріжнянського НГКР вирішено газ з родовища подавати на УКПГ-2 для збільшення обсягів вилучення пропан-бутанової фракції. Враховуючи це, у 2000 р побудована УППГ Наріжнянського НГКР. В цьому ж році введена в експлуатацію свердловина 1, а в наступному році – свердловина 21. Для подавання газу з УППГ Наріжнянського НГКР на УКПГ-2 Юліївського НГКР підключено міжпромисловий газопровід зовнішнім діаметром 114 мм і довжиною 13840 м в один із існуючих міжпромислових газопроводів, що виходять з УППГ Східного блоку свердловин; загальна його довжина складає 19360 м [7]. Тривалий час по даному газопроводу працювали дві газоконденсатні свердловини 1 та 21.

Товарний газ з УКПГ-1, УКПГ-2 Юліївського НГКР в зимовий період подається на ТЕЦ-5 і у кільцевий газопровід м. Харків, а у літній період через Степове ГКР – у газопровід Шебелинка-Полтава-Київ (ШПК).

На родовищі впроваджуються ряд заходів, спрямованих на вдосконалення технології виробництва, зокрема модернізації обладнання. Так, у 2000 р на першій ступені сепарації УКПГ-2 ЮНГКР було впроваджено сепаратор ГСВ 1000-160 (ГО-4), обладнаний контактними елементами. Завдяки цьому апарату збільшилось вилучення пропан-бутанової фракції [8].

Іншою особливістю Юліївського НГКР є одночасна розробка газоконденсатних та нафтових покладів. В зв'язку з цим у 2000 р побудована установка комплексної підготовки нафти (УКПН) Центрального блоку. Тепер до УКПН Центрального блоку підключено шістьнадцять нафтових свердловин (8, 21, 31, 34, 55, 59, 76, 100, 101, 103, 104, 105, 106, 109, 113, 115), свердловина 102 в очікуванні підключен-

ня. Нафта збирається у двох резервуарах, які по чергово використовуються для накопичення на відвантаження та відстій. Крім цього, в дані резервуари розвантажують вуглеводневу сировину, що привозять автоцистернами з інших об'єктів цеху. Вуглеводні з резервуарів відвантажували конденсатопроводом на Наливну-2 в залізничні цистерни.

У 2002 році побудовано пункт збору нафти (ПЗН-2) Східного блоку свердловин та підключено чотири нафтових свердловини (62, 110, 111, 112) [9]. Нафтові свердловини експлуатуються фонтанним способом, а дві свердловини – 21 та 105 – переведені на механізований спосіб експлуатації за допомогою гвинтових насосів NETZSCH. Вуглеводневий конденсат та нафта з ПЗН-2 Східного блоку свердловин конденсатопроводом надходили на УКПН Центрального блоку.

Для забезпечення стабільного видобування вуглеводневої продукції з газоконденсатних та нафтових свердловин Юліївського НГКР проводяться роботи з інтенсифікації, зокрема: торпедування, метод акустичного впливу на привибійну зону пласта (ПЗП), кислотна обробка, закачування хімічних реагентів у (ПЗП), промивання ПЗП за допомогою колтюбінгової установки тощо.

В процесі розробки Юліївського НГКР впроваджуються чимало різних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів.

Для підвищення ефективності низькотемпературної сепарації (НТС) у 2003 році технологічну схему УКПГ-2 вдосконалено за рахунок введення в експлуатацію турбодетандерного агрегату, що дозволяє отримати низькі температури ($-55...60^{\circ}\text{C}$). Це дало змогу стабілізувати вилучення пропан-бутану на рівні 55-60 т/д [10]. В зв'язку з цим встановлено низькотемпературний турбодетандерний агрегат НТДА-2,4-6,4-УХЛ4 виробництва ПАТ "Турбогаз", робота якого забезпечується автоматичною системою управління.

Вдосконалено відвантаження вуглеводнів з УКПГ-1, УКПГ-2, УКПН. З 2003 року безпосередньо на головних спорудах цеху почали відвантажувати вуглеводневий конденсат, нафту та пропан-бутанову фракцію в залізничні цистерни. Це стало можливим завдяки прокладенню залізничної колії загальною довжиною 6415 м від побудованої Наливної-3 до станції Мерчик Сумської дирекції залізничних перевезень Південної залізниці.

Під час експлуатації свердловин спостерігається збільшення водного фактору, що негативно впливає на рівень видобування вуглеводнів. Це питання потребує негайного вирішення. У зв'язку з цим протягом 2005-2006 років проведено ремонтно-ізоляційні роботи з ліквідації водопритоку у свердловинах за допомогою УкрНДІгазу, яка підтвердила свою ефективність. Застосування розроблених технологій і рецептур ізоляційних матеріалів у свердловинах виявило значно вищу їх ефективність, ніж традиційні методи [11].

Впроваджуються заходи щодо вдосконалення технології підготовки газу. На УКПГ-1 ЮНГКР проводиться переоснащення установки підготовки газу ефективними газосепараторами нового типу з широким діапазоном оптимальної роботи. В зв'язку з цим проводиться модернізація існуючих сепараторів шляхом застосування нових відцентрових сепараційних елементів. Так, в 2006 році було виконано модернізацію газосепаратора ГБ-18 на УКПГ-1 шляхом обладнання його сепараційною головкою з прямотечійними відцентровими сепараційними елементами. Окрім цього, на УКПГ-1 проведено реконструкцію ліній продування рідини з сепараторів першого та другого ступенів на розділювачі, ремонт та заміну клапанів К-203.

Спільно із виконанням завдання із забезпечення стабільного видобування газу успішно проводиться газифікація населених пунктів. Для цього у 2006 році проведено реконструкцію автоматизованої газорозподільчої станції (АГРС) "Енергія-1", яка знаходиться на УКПГ-1. Газ на АГРС може подаватися з основної лінії технологічної установки УКПГ-1, а також від змонтованого газопроводу-перемички з замірної лінії для подавання газу з свердловин, що експлуатуються з низькими робочими тисками. Тиск газу, що може поступати з двох незалежних джерел, знижується за допомогою штуцера регулюючого ШР-12 до тиску 2,0 МПа, а потім подають на вузол очищення (сепаратор С-10) для додаткового очищення та запобігання надходження рідини з газом. Потім очищений газ надходить на вузол переключення, після чого на вузол підігріву газу, де підігрівається для запобігання відкладенню гідратів і надходить на вузол редукування, де понижується тиск 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 каплями у кількості, пропорційні 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, відтак на власні потреби та місцевим споживачам.

Крім цього, на УКПГ-1 проведено заміну імпульсного газу для контрольно-вимірювальних приладів (КВП) на повітря шляхом прокладення трубопроводу з УКПГ-2. Дане впровадження дозволило забезпечити стабільну роботу КВП, значно збільшити міжремонтний період та зменшити обсяг використання газу.

Описані заходи дозволили газоконденсатні свердловини з низьким робочим тиском пускати на блок сепараторів замірної лінії, де газ очищується від рідини, пройшовши дві ступені сепарації. Дане впровадження дало можливість оптимізувати роботу свердловин шляхом їх пуску на менший тиск, зокрема на АГРС, відповідно більше газу буде надходити в газопровід споживачу з УКПГ-1, а також в подальшому можна збільшувати кількість місцевих споживачів.

Таким чином, із 2006 року газ низького тиску з АГРС "Енергія-1" УКПГ-1 подається в мережі газопроводів ПАТ "Харківгаз". Для забезпечення надходження газу на смт. Старий Мерчик, с. Добропілля та інші населені пункти побудовано газорегуляторні пункти (ГРП).

Необхідно зауважити, що фахівцями цеху запропоновано та впроваджено третє джерело надходження газу на АГРС. Так, для утилізації газу деетанізації з колони К-1 технологічної установки з виробництва зріджених газів УКПГ-2 запропоновано подавати на АГРС.

Фахівцями промислу спільно з працівниками УкрНДІгазу проводиться постійний аналіз експлуатації свердловин та технологічних установок. Проведений аналіз експлуатації УКПГ-2, який свідчить про низьку ефективність вилучення пропан-бутанової фракції з газу, що надходить на технологічну установку.

Детальний аналіз діючої установки НТС вказав, що винесення рідинної фази після сепаратора другого ступеня становить 7 г/м^3 або 14 тонн за добу нестабільного конденсату. Така низька ефективність діючого сепаратора викликана двома факторами – невдалим вибором конструкції сепаратора та відхиленням фактичних витрат природного газу в сепараторі від його проектних значень.

Для збільшення вилучення пропан-бутанової фракції запропоновано модернізувати обладнання та впровадити на УКПГ-2 низькотемпературну абсорбцію шляхом модернізації сепаратора С-2 другого ступеня. Існуючий сепаратор С-2 має низьку ефективність, що зумовлено недосконалою конструкцією та відхиленням фактичних розходів природного газу від його проектних. Для впровадження абсорбційного методу запропоновано на вході сепаратора С-2 після турбодетандерного агрегата встановити контактний пристрій, через який буде проходити газ та вприскуватися через насадку абсорбент. Як абсорбент пропонується вприскувати стабільний конденсат. Вприскування абсорбенту дало змогу покращити виділення крапель рідини з газового потоку. Впровадження цього заходу дозволило забезпечити додаткове вилучення пропан-бутанової фракції – в середньому 5-6 т/д [12]. Дані заходи успішно впроваджені у 2007 році.

Крім цього, у 2007 році для зменшення впливу температури навколишнього середовища (особливо у ліній період) на НТС УКПГ-2 проведено ізоляційні роботи трубопроводів та теплообмінників енергозберігаючим матеріалом пінополіуретаном, що дало змогу максимально знизити втрати низької температури.

Наступним етапом збільшення обсягу вилучення пропан-бутанової фракції на УКПГ-2 було підключення додаткового джерела надходження газу з Скворцівського НГКР. Свердловини Скворцівського НГКР підключені до двох технологічних установок. До установки комплексної підготовки нафти і газу (УКПНГ-2) підключено шість газоконденсатних свердловин 10, 24, 42, 45, 50, 41, та чотири нафтових свердловини 23, 25, 26, 27. Вісім газоконденсатних

свердловин 1, 21, 29, 30, 31, 44, 60, 62 підключено до установки комплексної підготовки газу (УКПГ-1).

Газ із свердловин 10, 24, 42, 45, 50, 41 після очищення на УКПНГ-2 Скворцівського НГКР надходить на вузол замірювання, після якого спрямовується в магістральний газопровід "Степове – Богодухів". Газ із свердловин 21, 30, 31, 62, після триступеневого підготовлення на УКПГ-1, надходить на вузол заміру, після якого спрямовується в магістральний газопровід "Сухини – Степове". Газ із свердловин 1, 29, 44, 60 після першої ступені сепарації з Скворцівського УКПГ-1 надходить на УКПГ-2 (ЮНГКР) по міжпромисловому газопроводу зовнішній діаметр 159 мм довжиною 12465 м з переходом на діаметр зовнішній 114 мм довжиною 350 м, який побудований у 2007 році [13].

Відкриваються нові родовища та, відповідно, відбувається підключення свердловин до установок підготовки газу. У 2009 році введена в експлуатацію свердловина 1 Недільного ГКР, а свердловина 3 Недільного ГКР ведена в експлуатацію в наступному році. Дві свердловини (1, 3 Недільного ГКР) підключено до УКПГ-2 ЮНГКР шлейфами з зовнішнім діаметром 114 мм.

На УКПГ-2 Юлівського НГКР впроваджуються різні заходи щодо стабілізації роботи свердловин. Так, у 2009 році до УКПГ-2 підключена свердловина 50, яка працювала по міжпромисловому газопроводу на УКПГ-1 та експлуатувалася періодично, оскільки тиск на вході в установку підготовки газу знижувався нижче першої ступені сепарації. У зв'язку з тим, що до УКПГ-2 підключили свердловину 1 Недільного ГКР з високим вхідним тиском (Рвх 16,5 МПа), фахівцями промислу прийнято раціональне рішення на дану вхідну нитку змонтувати газовий ежектор та підключити до нього свердловину 50 ЮНГКР, яка працювала з низьким робочим тиском [14, 15].

Пуск свердловини 50 ЮНГКР на газовий ежектор дозволив стабілізувати її роботу, зменшити час простоювання, а також збільшити об'єм видобування газу на УКПГ-2 для виробництва пропан-бутанової фракції [14, 15].

Аналізуючи роботу свердловин, що підключені до УКПГ-2, запропоновано вибрати оптимальний режим їх експлуатації та стабілізувати видобування пропан-бутанової фракції шляхом переведення свердловин в роботу через сепаратор даної установки на УКПГ-1, оскільки там менший тиск першої ступені сепарації. В 2009 році до УКПГ-2 підключено 20 свердловин, з них 12 свердловин працювали на УКПГ-2, де тиск першої ступені сепарації знаходиться в межах 4,2-4,5 МПа, а 8 свердловин: 50, 71, 61, 73, 79, 77, 107, 68, працювали з низькими тисками по двох міжпромислових газопроводах на УКПГ-1 і експлуатувались періодично, де тиск першої ступені сепарації знаходиться в межах 4,0-4,2 МПа.

Свердловини УКПГ-2 поділені на два блоки. На кожному блоці є міжпромисловий газопровід, яким пускали свердловини на УКПГ-1.

З одного блоку в газопровід на УКПГ-1 працювали свердловини 50, 71, 61, 73, 79, 77, а з іншого – 107, 68. Необхідно зазначити, що даними міжпромисловими газопроводами разом з газом надходила і рідина (конденсат та вода) [16].

Виходячи з вище наведеного, вирішено розвантажити один з міжпромислових газопроводів, тобто зменшити тиск у ньому та забезпечити надходження конденсату на УКПГ-2 для стабілізації вилучення пропан-бутанової фракції. В зв'язку з цим на замірній лінії проведено реконструкцію, тобто від газопроводу виходу газу з сепаратора ГЗ-1 прокладено міжпромисловий газопровід на УКПГ-1. Існуючу лінію продування рідини сепаратора ГЗ-1, яка надходить тільки в замірний розділювач РЗ-1 підключили до сепаратора ГО-2, з якого рідина надходить в розділювач фазний РФ-1, де розділяється на воду та конденсат. Таким чином, пустивши свердловини по даному газопроводу, газ очищувався від рідини в сепараторі ГЗ-1, а рідина надходила в розділювач фазний РФ-1. Отже, газ очищувався і надходив на УКПГ-1, а конденсат поступав на технологічну установку з вироблення пропан-бутанової фракції [16].

Даний проект був успішно впроваджений. Прокладено міжпромисловий газопровід зовнішнім діаметром 114 мм і довжиною 300 м. Це дозволило пустити свердловини в роботу трьома міжпромисловими газопроводами з різними робочими параметрами.

Транспортуючи газ з свердловин через замірну лінію, зокрема на сепаратор ГЗ-1, а потім газопроводом на УКПГ-1, фахівці цеху змогли більш детально визначити період роботи та зупинки свердловин. В початковий період роботи свердловин після пуску дебіт був максимальний, а потім поступово знижувався. Аналогічно знижувався і вхідний тиск від початкового до кінцевого. Збільшити період роботи свердловини можна було, коли різними технологічними шляхами понижався тиск першої ступені сепарації з 4,0 МПа до 3,5 МПа. Контроль за роботою свердловин здійснювали за вхідним тиском, візуально фіксуючи числові значення з технічних манометрів на вхідних нитках УКПГ. Після цього здійснювали контроль за параметрами роботи свердловини на гирлі та вхідних нитках у такий самий спосіб. Провівши ряд досліджень, з'ясувалось: коли вхідний тиск свердловини на УКПГ знижується до необхідного значення, потрібно зупиняти свердловину шляхом закриття перекривної арматури на вхідних нитках для набору тиску до необхідного значення. В цей самий момент на гирлі свердловини значення тиску не змінюється. Таким чином, ми зупиняємо свердловину, а причини можуть бути різні, наприклад винесення рідини в шлейф і, відповідно, зниження гідрравлічної ефективності шлейфу через забруднення, гідратування вздовж шлейфу тощо.

Підвищити ефективність періодичної експлуатації свердловин можна шляхом підбору оптимальних технологічних режимів, провівши ряд досліджень. В першу чергу, необхідно ви-

конати детальний аналіз роботи, тобто визначити реальний період роботи та зупинки. Для цього необхідно дослідити роботу свердловин при різних тисках пуску в роботу та визначити оптимальні умови, також слід врахувати геолого-промислові характеристики та умови збору і підготовки вуглеводневої продукції, що, безумовно, впливає на період роботи кожної свердловини.

Отже доцільно розглянути можливість встановлення КВП для дистанційного контролю параметрів роботи свердловин, а саме установити як на гирлі, так і на вхідних нитках давачі тиску та температури. За допомогою даних давачів у комплексі з системою відображення (модулі зв'язку з об'єктом персональний комп'ютер з відповідним програмним забезпеченням) дозволить чітко відображати на екрані, фіксувати і архівувати цифрові значення тиску та температури. Крім цього, запропоновано автоматизувати зупинку та пуск свердловин [17].

Зниження робочих тисків на газоконденсатних свердловинах та зміна тиску в газозбірному колекторі вимагають вживати додаткових заходів. У 2011 році оптимізовано експлуатацію газоконденсатних свердловин (4, 81, 33, 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83), підключених до УППГ Східного блоку. Газ із газоконденсатних свердловин (4, 81, 33) надходив у вертикальний сепаратор С-1-2. Наступні свердловини 14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83 працювали через вертикальний сепаратор С-1-1. Також на сепаратор С-1-1 надходив попутний газ із ПЗН-2 свердловини 111 [18].

На УППГ Східного блоку забезпечується одноступенева сепарація газу. Рідина з сепараторів потрапляла у розділювач Р-1, де розділялася на газовий конденсат та воду. З розділювача Р-1 газовий конденсат потрапляв у Е-4 ПЗН-2 Східного блоку, а потім в ємності Е-5-1, Е-5-2 та на розбавлення нафти в резервуари. У випадку заповнення резервуарів нафтоконденсатну суміш перекачували за допомогою насосів конденсатопроводом на УКПН Центрального блоку.

Після сепараторів газ потрапляв на блок замірювання газу (БЗГ). Проїшовши попередню підготовку на УППГ Східного блоку, газ двома міжпромисловими газопроводами зовнішнім діаметром 114 мм надходив на УКПГ-2 ЮНГКР.

Необхідно відмітити, що в один із даних міжпромислових газопроводів підключено міжпромисловий газопровід з УППГ Наріжниського НГКР, де працювали свердловини (1, 33, 35). Загалом на УКПГ-2 по даних газопроводах надходило понад 410 тис.м³/доб з УППГ Східного блоку Юліївського НГКР та з УППГ Наріжниського НГКР.

У зв'язку зі зниженням робочих тисків газоконденсатних свердловин тиск на вході практично дорівнює тиску першої ступені сепарації (5,1-5,2 МПа), наслідком чого є періодичне накопичення рідини в шлейфах. Дані ускладнення призводять до зниження дебітів та зупинок свердловин, що негативно впливає на виконан-

ня планових обсягів видобутку вуглеводнів. Тиск на виході з УППГ Східного блоку ЮНГКР становив 4,9-5,0 МПа, а на вході в УКПГ-2 Юліївського НГКР – 3,9-4,1 МПа, тобто перепад тиску по міжпромислому газопроводу становив 0,9-1,0 МПа.

Для оптимізації роботи газоконденсатних свердловин запропоновано свердловини (4, 81, 33) пустити в роботу через сепаратор С-1-2 по одному із газопроводів, свердловини (80 (32), 63, 111) з більшими тисками та дебітами газу пустити через сепаратор С-1-1 по другому газопроводу і відповідно свердловини (83, 84 (23), 70, 14) пустити через сепаратор С-1-3 по третьому газопроводу.

Враховуючи наведене, пониження тиску першої ступені дозволить покращити роботу свердловин. Для реалізації даного заходу як міжпромисловий газопровід використано існуючий конденсатопровід зовнішнім діаметром 114 мм. Даний захід дав змогу газ із УППГ Східного блоку пустити по трьох міжпромислових газопроводах зовнішнім діаметром 114 мм, тим самим забезпечити стабільну роботу свердловин та понизити тиск першої ступені сепарації до 4,7-4,8 МПа, тиск на виході з УППГ Східного блоку Юліївського НГКР – до 4,4-4,5 МПа, тобто перепад тиску по міжпромислому газопроводу становив 0,4-0,5 МПа. Виходячи з цього, було підібрано оптимальні режими роботи свердловин [18].

Для оптимізації роботи газоконденсатних свердловин та забезпечення надійного подання газу з УКПГ-2 у магістральний газопровід при зміні тиску в газозбірному колекторі слід застосовувати додаткові заходи. У 2012 році на головних спорудах Юліївського ЦВНГК побудована дотискаюча компресорна станція ДКС Юліївка за допомогою інвестицій ТОВ "КарпатиГаз". У склад даної ДКС входить два газоперекачувальних агрегати (ГПА) "Centaur-40" виробництва США (компанії SOLAR Turbines International Company). Ці ГПА вважають одними з найкращих в світі. Завдяки цьому збільшено видобуток вуглеводнів по чотирьох газоконденсатних родовищах – Юліївське, Скворцівське, Наріжнє, Недільне Юліївського ЦВНГК. Необхідно зазначити, що введення в експлуатацію ДКС на УКПГ-2 ЮНГКР дало змогу стабілізувати роботу свердловин по вказаних родовищах та в подальшому досягти плавного зниження видобутку вуглеводнів [19].

Після введення в експлуатацію ДКС та пониження тиску першої ступені сепарації на УКПГ-2 з 4,0-4,1 МПа до 3,0 МПа газоконденсатні свердловини, що підключені до УКПГ-1 по трьох міжпромислових газопроводах зовнішнім діаметром 114 мм, пустили в експлуатацію на УКПГ-2. На сьогодні тиск першої ступені сепарації на УКПГ-2 становить 1,5-1,2 МПа.

За період 08.2012-08.2013 (повний календарний рік) обсяги додаткового видобутку газу із групи родовищ Юліївського ЦВНГК за рахунок ДКС становили близько 110 млн.м³, конденсату – близько 6,400 тис.т [20].

Слід зауважити, що на УКПГ-2 удосконалюють існуючі технологічні процеси. У 2013 році впроваджено заходи щодо підвищення ступеня регенерації метанолу шляхом модернізації технологічної схеми процесу та блоків регенерації метанолу (БРМ).

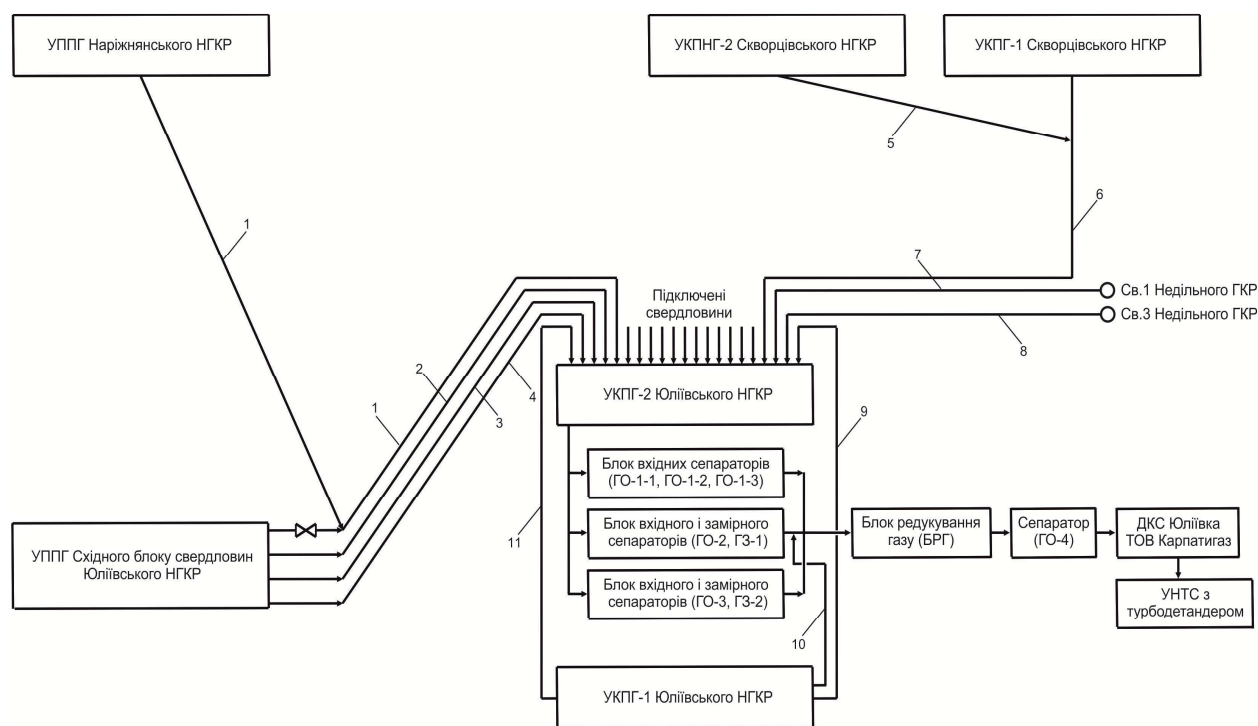
В зв'язку з підключенням нових свердловин та виведенням з КРС свердловини 21 на УППГ Наріжнє НГКР збільшився видобуток вуглеводнів. При експлуатації свердловин (1, 21, 33, 35 37, 50) по міжпромислому газопроводу відбулося зростання тиску, що негативно вплинуло на роботу свердловин УППГ Східного блоку ЮНГКР. Враховуючи це, виникла необхідність роз'єднати спільну роботу свердловин з двох родовищ. Технологічно передбачено припинення експлуатації свердловин УППГ Східного блоку ЮНГКР шляхом закриття перехривної арматури. Для оптимізації роботи свердловин УППГ Східного блоку ЮНГКР у 2015 році побудовано додатковий міжпромисловий газопровід зовнішнім діаметром 159 мм та довжиною 5315 м. Завдяки введенню в експлуатацію додаткового газопроводу вдалося забезпечити пониження робочих тисків на свердловинах УППГ Східного блоку ЮНГКР в середньому з 2,5 до 2,0 МПа. Впровадження цього дало змогу газ із УППГ Східного блоку пустити по трьох міжпромислових газопроводах, зокрема двох зовнішнім діаметром 114 мм та одному зовнішнім діаметром 159 мм.

Для збільшення обсягу пропан-бутанової фракції у 2015 р. запропоновано газ з газоконденсатних свердловини 10, 24, 42, 45, 50, 41 Скворцівського НГКР після очищення на УКПГ-2 пустити на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Для цього існуючий конденсатопровід зовнішнім діаметром 114 мм, який прокладений між двома технологічними установками Скворцівського НГКР УКПГ-2 та УКПГ-1, переобладнали в міжпромисловий газопровід та підключили у існуючий міжпромисловий газопровід, що виходить з Скворцівського УКПГ-1.

Сьогодні до УКПГ-2 підключено вісім міжпромислових газопроводів: один – з УППГ Наріжнє НГКР, три – з УППГ Східного блоку свердловин, один – з УКПГ-1 Скворцівського НГКР, три міжпромислові газопроводи на УКПГ-1 та свердловини з Юліївського НГКР та Недільного ГКР.

Схема підключення міжпромислових газопроводів та свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР зображена на рисунку 2.

На Юліївському нафтогазоконденсатному родовищі значна кількість газоконденсатних свердловин вводились в експлуатацію з початковим пластовим тиском понад 30 МПа, робочим тиском понад 20 МПа, дебітом понад 200 тис.м³/доб. В тому числі наявні свердловини з початковим дебітом понад 300 та 400 тис.м³/доб. На рисунку 3 наведено динаміку видобування природного газу, газового конденсату та нафти на Юліївському НГКР з 1994 по 2015 рік. Максимальний річний видобуток природного газу з родовища досягнуто в 2001 році, газового конденсату – у 1998 році, нафти – у



Умовні позначення:

- 1 – міжпромисловий газопровід від УППГ Нарізнянського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 114 мм;
- 2, 3 – міжпромисловий газопровід від УППГ Східного блоку свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 114 мм;
- 4 – міжпромисловий газопровід від УППГ Східного блоку свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 159 мм;
- 5 – міжпромисловий газопровід від УКПНГ-2 до УКПГ-1 Сквиорцівського НГКР зовнішнім діаметром 114 мм;
- 6 – міжпромисловий газопровід від УКПГ-1 Сквиорцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 159/114 мм;
- 7, 8 – шлейфи від свердловин 1, 3 Недільного ГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 114 мм;
- 9, 10, 11 – міжпромислові газопроводи від УКПГ-1 до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 114 мм

Рисунок 2 – Схема підключення міжпромислових газопроводів та свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР

2003 році, що зумовлено підключенням нових експлуатаційних свердловин. Станом на 01.01.2016 року з родовища видобуто понад 80 % запасів за категорією C_1 та кодом класу (111+121+221). Наслідком цього є поступове зниження пластового тиску, та, відповідно, й робочого, що впливає на забезпечення стабільного видобутку вуглеводнів та виконання планових завдань. Одним із негативних наслідків цього є збільшення фонду недіючих свердловин, зниження дебітів свердловин та періодична експлуатація свердловин.

Необхідно відмітити, що в [17] розглянуто підвищення ефективності періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин за рахунок автоматизованої зупинки і пуску. Одним із варіантів автоматизованої зупинки і пуску свердловин є монтаж системи регулювання. За допомогою системи регулювання, змонтованої на вхідних нитках, можна регулювати режим роботи свердловин на установці підготовки газу.

При експлуатації двох свердловин одним шлейфом вказана система не дозволяє проводити індивідуальне регулювання.

Враховуючи викладене вище, для забезпечення надійної експлуатації свердловин запропоновано встановити на усті комплекс регулювання роботи свердловин (КРРС).

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 [21, 22].

Під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР виникають різні ускладнення, зокрема [23, 24]:

- гідратуутворення;
- накопичення рідини;
- корозія свердловинного обладнання та ін.

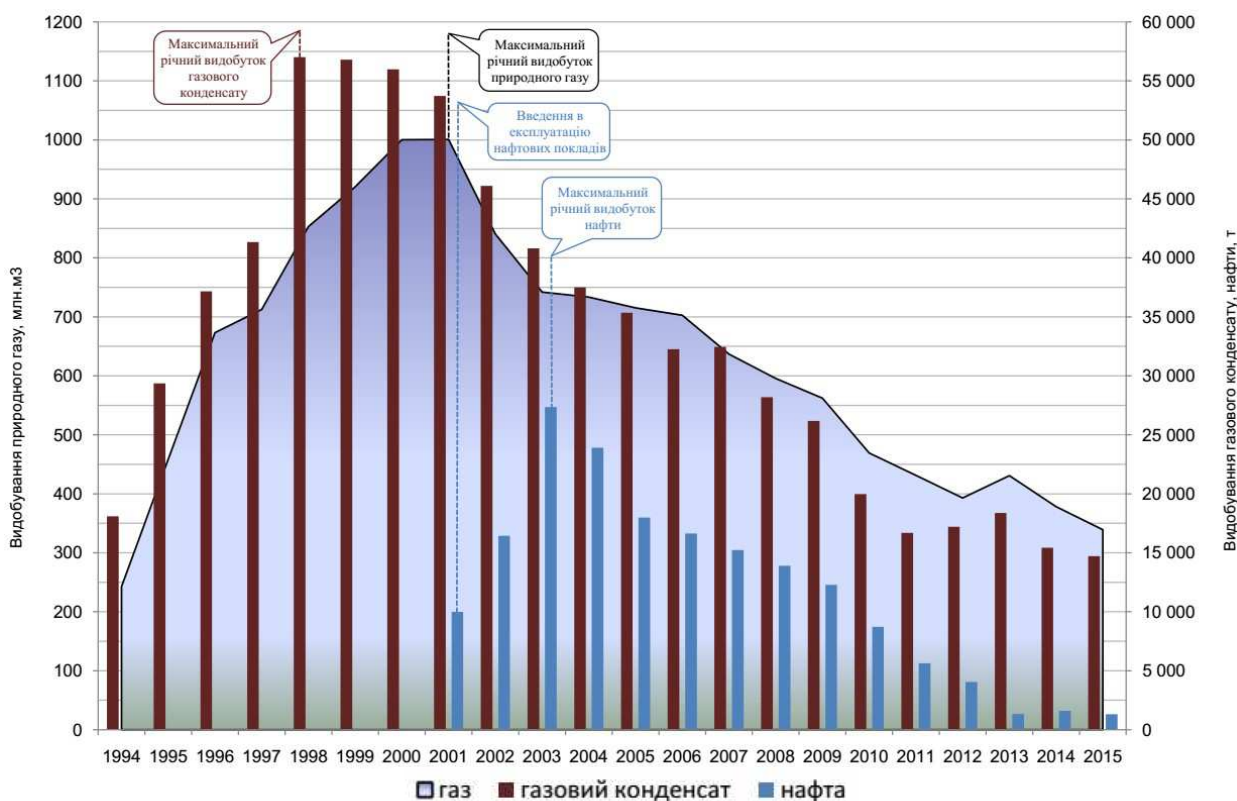


Рисунок 3 – Динаміка видобування природного газу, газового конденсату та нафти на Юлівському НГКР з 1994 по 2015 рік

Гідратоутворення негативно впливає на роботу свердловин та призводить до їх зупинки. Інколи трапляються випадки відкладення глухих гідратних пробок, що супроводжується простоем свердловин, тому необхідно застосовувати на практиці різні профілактичні заходи для попередження гідратоутворення.

Ефективним способом боротьби з гідратоутворенням є подавання метанолу інгібіторопроводами на устя свердловин. Крім цього, проводять періодичне закачування метанолу у газоконденсатні свердловини та їх шлейфи пересувними насосними агрегатами, наприклад ЦА-320. Періодичність закачування та об'єм інгібітора гідратоутворення встановлювали на кожну свердловину окремо в залежності від параметрів її роботи та довжини шлейфу.

Закачування інгібітора гідратоутворення на усті газоконденсатних свердловин Юлівського НГКР здійснюють за допомогою насосного агрегату такими способами:

1 Закачують в затрубний простір свердловини при її роботі на установку підготовки газу.

2 Закачують в трубний простір свердловини та здійснюють її пуск в роботу затрубним простором на установку підготовки газу.

3 Закачують в трубний та затрубний простір свердловини і закривають на термін від 2 до 24 години, під час якого відбувається руйнування гідратів.

Закачування інгібітора гідратоутворення в шлейф газоконденсатних свердловин Юлівського НГКР здійснюють за допомогою пересувного насосного агрегату такими способами:

1 Закачують інгібітор гідратоутворення на усті в шлейф робочої свердловини. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом вздовж свого шляху руйнуватиме відкладені гідрати з подальшим винесенням їх на установку підготовки газу.

2 Закачують інгібітор гідратоутворення на усті в шлейф, при попередньому зниженні робочого тиску до атмосферного спочатку на установку до тиску першої ступені сепарації, а потім на амбар свердловини або установки підготовки газу з подальшим пуском свердловини в роботу. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом на своєму шляху руйнуватиме відкладені гідрати та виноситиме їх на установку підготовки газу.

3 Закачують інгібітор гідратоутворення на установці в шлейф при попередньому зниженні робочого тиску до атмосферного спочатку на установку до тиску першої ступені сепарації, а потім на амбар свердловини з подальшим пуском газу з установки. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом на своєму шляху руйнуватиме відкладені гідрати та виноситиме їх на амбар. Після цього свердловину пускають у роботу.

4 Закачують інгібітор гідратоутворення на усті в шлейф при попередньому зниженні робочого тиску до атмосферного спочатку на установку до тиску першої ступені сепарації, а потім на амбар свердловини після витримування 2-24 годин пускають свердловину в роботу. При цьому швидкісний газовий потік разом з метанолом на своєму шляху руйнуватиме за-

лишки відкладених гідратів та виноситиме їх на установку підготовки газу.

У першому, другому та четвертому способах регулювання швидкісного газорідного потоку вздовж свого шляху по шлейфу здійснюється шляхом зміни тиску на вході (Р_{вх}) за допомогою штуцера регулюючого (ШР) на установці підготовки газу. При відкритті ШР тиск знижувався, а при закритті – підвищувався. Відповідно збільшувалась та знижувалась швидкість газорідного потоку. При закритті засувки на установці підготовки газу здійснюють зупинку газорідного потоку. При третьому способі регулювання руху газорідного потоку здійснюють за допомогою засувки на усті свердловини.

Використання другого та третього способів подібні за своєю суттю, але відрізняються місцем закачування. Їх застосовують, виходячи з відомого місця найбільшого накопичення відкладення гідратів по ділянці шлейфу.

Підвищення ефективності використання другого, третього та четвертого способів можна досягнути наступним чином:

1 Закачати інгібітор гідратуутворення з подальшим пуском газу в шлейф та здійснювати зміну руху швидкісного газового потоку разом з інгібітором гідратуутворення в прямому і зворотному напрямках, не випускаючи газорідний потік на амбар свердловини та установку за допомогою відкриття та закриття засувок на установці та усті впродовж певного часу. Тривалість проведення заходу визначалась експериментально та розрахунковим шляхом, що, в свою чергу, дозволяє контролювати рух газорідного потоку. Вказані операції необхідно проводити декілька разів. Завдяки цьому можна збільшити період безгідратної експлуатації шлейфів свердловин у 1,5–2 рази.

2 Вибір необхідного способу закачування інгібітору гідратуутворення в шлейф газоконденсатної свердловини необхідно здійснювати, виходячи з експериментальних досліджень індивідуально для умов конкретної свердловини, оскільки інтенсивність утворення та відкладення гідратів різні.

Необхідно відмітити, що на теперішній час на свердловинах Юліївського НГКР найефективнішими шляхами боротьби з гідратуутворенням є два способи: подавання метанолу інгібіторопроводами та періодичне закачування у свердловини та їх шлейфи інгібітора гідратуутворення пересувними насосними агрегатами. Ефективність здійснення цих заходів залежить від періодичності виконання цих робіт. Спочатку проводять дослідження свердловин: визначають період безгідратної роботи свердловин та в умовах відкладення гідратів розрахунковим шляхом та практичним використанням. Наслідком гідратуутворення є періодична зміна робочого та входного тисків. Після цього проводять детальний аналіз. Працівники промислу розробляють графіки подачі метанолу інгібіторопроводами та закачування його на усті свердловини, де вказано кількість, тривалість та місце подачі. Під час роботи свердловин в ці графіки

періодично вносяться зміни, що дає змогу підібрати оптимальний режим роботи свердловин. Виконання цих робіт дозволяє забезпечити стабільну експлуатацію свердловин.

Наведені способи забезпечують стабільну роботу свердловин в умовах гідратуутворення, але проблему накопичення рідини в свердловині та її шлейфі вони не вирішують. Для цього найчастіше застосовують такі способи:

1 Продування свердловини або шлейфу. Це ефективний і простий спосіб для забезпечення роботи свердловин в умовах накопичення рідини, проте при цьому витрачається певний об'єм газу.

2 Винесення рідини з газових та газоконденсатних свердловин за допомогою спінюючих ПАР, що здійснюється шляхом закачування розчину ПАР у свердловини (шлейфи) за допомогою насосного агрегату та автоцистерни. Закачування розчину ПАР дозволяє істотно зменшити втрати газу на продування свердловин та шлейфів, а в деяких ситуаціях виключити їх повністю.

3 Збільшення швидкості винесення рідини, конденсату і води за рахунок зменшення діаметра ліфтових труб.

Видалення рідини з вибою газоконденсатних свердловин здійснюють шляхом періодичного закачування розчину ПАР, що дало позитивний результат на свердловинах Юліївського НГКР. Перед виконанням цих робіт підібрано ряд свердловин, в яких спостерігається наявність рідини, пластової або конденсаційної води та газового конденсату. Враховуючи це, розроблялися пропозиції щодо використання необхідного ПАР, кількості розчину ПАР та методу його закачування. Закачування розчину ПАР здійснювалось у шлейфи та затрубний простір свердловин. Після виконання операцій отримують попередні результати, на основі яких розробляють графік виконання цих робіт, що дозволяє підвищити ефективність експлуатації свердловин.

Корозія обладнання є одним з негативних явищ при експлуатації газоконденсатних свердловин. Вона пов'язана з наявністю у пластовому газі агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот жирного ряду. Агресивні компоненти у присутності пластової води вступають з металами у хімічну взаємодію і викликають корозію внутрішньої поверхні підземного і наземного обладнання свердловини.

Контроль за процесом корозії на промислах проводиться у такий спосіб:

- візуальним оглядом трубопроводів, відводів, засувок, трійників, фланців;
- відбором води для проведення аналізу на вміст іонів двовалентного і тривалентного заліза;
- шляхом встановлення у пробовідбірник зразків і визначенням швидкості корозії;
- шляхом товщинометрії фонтанної арматури, трубопроводів, відводів, засувок наземного обладнання свердловини.

На практиці на Юліївському НГКР проводять боротьбу з внутрішньою та зовнішньою

корозією свердловин, відповідно підземного та наземного обладнання.

Для боротьби з внутрішньою корозією підземного обладнання використовують інгібіторний захист. Суть інгібіторної технології проти-корозійного захисту полягає у створенні захисної плівки на внутрішній поверхні металевої споруди внаслідок адсорбційної здатності інгібітора корозії, який дозовано вводиться у агресивне середовище.

Перед закачуванням розчину інгібітора корозії слід перевірити на усті свердловини положення засувки («відкрито», «закрито»), визначити значення трубного і затрубного тиску, та здійснюють перевірку наявності можливих ускладнень, а саме гідратуутворення та накопичення рідини.

Інгібіторну технологію здійснюють шляхом закачування у трубний та затрубний простір розчинів інгібітора корозії. Розчин готують шляхом змішування інгібітора корозії з газовим конденсатом у певній пропорції. Для кожної свердловини Юліївського НГКР проведено індивідуальний розрахунок концентрації розчину інгібітору корозії: 5%, 10%, 15%, 20%, 30%. На промислах для закачування застосовувались інгібітори корозії Нафтохім-8. Останнім часом Інко-2НХІ, Інко-С. Використовують дві технології закачування розчину інгібітора корозії: безперервна, (тобто існуючими інгібіторпроводами) та періодична за допомогою спеціальної техніки (насосного агрегату, автоцистерни з високою прохідністю бездоріжжям, наприклад, вітчизняного виробника марки "Краз") згідно з затвердженим планом робіт.

Відбір води по свердловинах Юліївського НГКР для проведення аналізу необхідно здійснювати 2 рази на місяць, а при перевищенні граничної межі – один раз на 1-2 тижні (згідно з "Проєктами розробки родовищ", технологічних регламентів інгібування корозії).

При недостатній ефективності інгібіторного захисту, тобто перевищенні граничної норми концентрації іонів заліза, збільшують періодичність закачування по даних свердловинах за попереднім погодженням з начальником технічного відділу та начальником виробничого відділу підприємства та фахівцями відділу корозійних досліджень УкрНДІгазу.

Захист від зовнішньої корозії здійснюють за рахунок електрохімічного захисту, захисних ізолюючих покриттів, лакофарбові покриттів.

Слід зазначити, що кожен рік працівникам проводиться відновлення антикорозійного покриття наземного обладнання свердловини шляхом нанесення лакофарбового покриття.

При будівництві, шлейфи та газопроводи покривають в скловолокно і бітумно-мінеральну мастику, після чого встановлюють катодний, протекторний захист.

Для стабілізації та нарощування видобутку вуглеводнів на родовищах Юліївського ЦВНГК необхідний комплекс заходів, тобто створення спеціальної програми [19], впровадження якої дозволить не допустити різкого зниження видобування з родовищ ЮЦВНГК у наступні ро-

ки і тривалий час досягати високих показників видобування.

В подальшому на УКПГ-2 очікується зменшення видобутку вуглеводнів в зв'язку зі зниженням пластового тиску на свердловинах Юліївського, Скворцівського, Наріжнського, Недільного родовищ, продукція яких подається на дану установку. Для виключення обмежених можливостей подавання газу із свердловин у міжпромислові газопроводи, шлейфи на УКПГ-2 ЮНГКР та стабільного видобування слід реалізувати ряд заходів:

- виконання техніко-економічного обґрунтування будівництва ДКС на УППГ Східного блоку Юліївського НГКР, УКПГ-1 та УКПНГ-2 Скворцівського НГКР і визначення терміну введення їх в експлуатацію;

- оптимізацію умов експлуатації свердловин (шляхом заміни ліфтових труб на труби меншого діаметра, встановлення на свердловинах малогабаритних МДКС);

- виконання інтенсифікації видобутку вуглеводнів;

- перевід свердловин на експлуатацію вищезалігаючого продуктивного горизонту;

- виведення свердловин з КРС;

- промивання вибою свердловин за допомогою колтубінгової установки;

- дорозвідка покладів вуглеводнів, які не залучені в розробку.

Висновки

1 Розглянуто етапи розвитку Юліївського НГКР, зокрема спорудження об'єктів видобування, виконання заходів з реконструкції та модернізації технології виробництва.

2 В процесі розробки родовищ на всіх періодах необхідно мати чітку програму забезпечення видобування вуглеводнів та впроваджувати її для отримання позитивного результату показників видобування газу, нафти та газового конденсату.

3 Зважаючи на те, що Юліївське НГКР знаходиться на завершальній стадії розробки родовищ для більш ефективного використання пластової енергії та продовження періоду безводної експлуатації необхідно підтримувати невисокі депресії на пласт, а також своєчасно розробляти та виконувати заходи з стабілізації видобування.

4 На свердловинах з низькими показниками смісно-фільтраційної характеристики рекомендується провести роботи з інтенсифікації видобування вуглеводнів.

5 Запропоновано розглянути доцільність будівництва ДКС на УППГ Юліївського НГКР, УКПГ-1 та УКПНГ-2 Скворцівського НГКР з яких газ надходить на УКПГ-2 ЮНГКР. Для цього необхідно виконати техніко-економічне обґрунтування, що дозволить прийняти рішення.

6 Для підтримання стабільного видобування необхідно загострювати увагу на розробленні нових підходів щодо вилучення залишкових запасів, оцінених за категорією C_1 за кодом класу (111+121+221) та доцільністю дорозвідки

запасів за категорією C₂ кодом класу (122+222 та 332).

Література

1 Абеленцев В.М. Особливості видобутку вуглеводнів із родовищ, які перебувають на завершальній стадії їх розробки [Текст] / В.М. Абеленцев, Л.З. Лещенко // Вісник Харківського національного університету ім. В. Н. Каразіна. – Серія: Геологія. Географія. Екологія. – 2010. – Вип. 33, № 924.

2 Абеленцев В.М. Геологічні умови вилучення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної приобортової зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: монографія / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міщенко. – Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2014. – 192 с. – Бібліогр.: с. 183-190.

3 Лур'є А.Й. Геологічні особливості багатопластових родовищ вуглеводнів як основа визначення критеріїв їх дорозвідки [Текст] / А.Й. Лур'є, В.М. Абеленцев, Л.О. Міщенко // Вісник Харківського національного університету ім. В. Н. Каразіна. – Серія: Геологія. Географія. Екологія. – 2015. – Вип. 42, № 1157. – С. 27-31.

4 Комплексний проект розробки газоконденсатних та нафтових покладів Юліївського НГКР [Текст]: звіт (заключний) / УкрНДІгаз; керівник В. Щербина – договір тема 51.272/2004-2006. – Харків, 2006. – том 1, 324 с.

5 Технологический проект опытно-промышленной эксплуатации Юльевского НГКМ. УКРНИИГАЗ, отчет о НИР по договору 51.468/92-92 / Руководитель договора Борисов И. И. – Харьков, 1992. – 272 с.

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

7 Воловецький В.Б. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу від УППГ Наріжнрянського ГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю. Витязь, О.М. Щирба, В.І. Коцаба, Н.М. Коцаба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – Вип. 3 (44). – С. 158-165.

8 Кисельова С.О. Сепараційне обладнання УкрНДІгазу на базі відцентрових сепараційних елементів [Текст] / С.О. Кисельова, Л.О. Бондаревська, С.О. Летюк, В.В. Тюрін // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XXXVII. – Х.: УкрНДІгаз, 2009. – С. 225-230.

9 Воловецький В.Б. Шляхи зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.І. Коцаба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – Вип. 2 (43). – С. 31-39.

10 Воловецький В.Б. 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. – Вип. 1 (26). – С. 82-86.

11 Чепіль І.І. Впровадження технології ліквідації водопривлів за допомогою нафтоцементу в свердловинах ГПУ "Харківгазвидобування" [Текст] / І.І. Чепіль // Проблеми нафтогазової промисловості. – 2007. – Вип. 5. – С. 328-330.

12 Воловецький В.Б. Забезпечення стабільного видобутку газу, конденсату та вилучення пропан-бутанової фракції на Юліївському НГКР: Доповідь на II міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених "Проблеми енергоефективності в нафтогазовому комплексі". – Гурзуф, 2007.

13 Воловецький В.Б. Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів та вибір способів її підвищення [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 3 (48). – С. 147-155.

14 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи нафтових і газоконденсатних свердловин на Юліївському НГКР // Доповідь на VI конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування". – Чорноморськ, 2009.

15 Воловецький В.Б. Способи очищення внутрішньої порожнини шлейфів газових та газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю. Витязь, В.І. Коцаба, О.М. Щирба // Нафтогазова енергетика. – 2015. – Вип. 2 (24). – С. 32-43.

16 Воловецький В.Б. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів в умовах зниження пластового тиску в покладах візейських та серпучівських горизонтів Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, М.В. Фрайт, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – Вип. 2 (24). – С. 34-40.

17 Воловецький В.Б. Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. 2 (35). – С. 111-120.

18 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи свердловин Наріжнрянського та Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.В. Величко, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 4 (49). – С. 127-136.

19 Воловецький В.Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – Вип. 3 (52). – С. 154-165.

20 Фик М.І. Уточнення розрахунку ефективності роботи ДКС в умовах фактичних термоградієнтів та сучасних покриттів НКТ [Текст] / М.І. Фик // Нафтогазова галузь України. – 2014. – Вип. 1. – С. 25–28.

21 Воловецький В.Б. Способи регулювання роботи газоконденсатних свердловин в умовах періодичної експлуатації [Текст] / В.Б Воловецький, В.І. Коцаба, А.В. Дьомін, О.М Щирба, А.В. Гнітко, С.В. Василенко // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. Вип. XLIV. – Харків: УкрДНІгаз, 2016. – С. 131-136.

22 Воловецький В.Б. Особливості експлуатації газових та газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ [Текст] / В.Б Воловецький, В.І Коцаба, О.Ю Витязь, О.М. Щирба, А.В. Дьомін, А.В. Гнітко, С.В. Василенко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2016. – Вип. 2 (41). – С. 39-51.

23 Воловецький В.Б. Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними [Текст] / В.Б. Воловецький, О.Ю. Витязь, В.І. Коцаба, О.М. Щирба, О.М. Витвицька // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2015. – Вип. 2 (39). – С. 78-88.

24 Воловецький В.Б. Комплексний підхід до збільшення видобутку вуглеводнів та вдосконалення систем підготовки та збору нафти і газу на Юліївському НГКР: Доповідь на IV конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування". – Полтава, 2005.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.04.17*

*Рекомендована до друку
професором **Паневником О.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Мельником А.П.***

*(Український науково-дослідний інститут
природних газів ПАТ «Укргазвидобування»,
м. Київ)*