

## ЗБІЛЬШЕННЯ ОБСЯГІВ ВІДБОРУ ГАЗУ В УМОВАХ ПЕРІОДИЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

<sup>1</sup>В.Б. Воловецький, <sup>2</sup>О.М. Щирба, <sup>3</sup>О.Ю. Витязь, <sup>3</sup>Я.В. Дорошенко

<sup>1</sup>ГПУ "Шебелинкагазвидобування", 63011, Харківська обл., Валківський р-н, смт. Старий Мерчик, тел. (05753) 52378, e-mail: vvb11@ukr.net

<sup>2</sup>УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування», 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304521, e-mail: omschyrba@ukr.net

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

Розглянуто проблемні питання, які виникають при експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки, зокрема, роботу газоконденсатних свердловин в умовах періодичних відборів газу. Експлуатація таких свердловин характеризується неефективним керуванням, що в подальшому призводить до зменшення видобутку газу. Обґрунтовано необхідність забезпечення автоматичного контролю параметрів роботи свердловин шляхом встановлення датчиків тиску та температури на гирлі свердловини та вхідній нитці на УКПГ. Таким чином, забезпечується можливість контролювати параметри роботи свердловин в реальному часі та проглядати архівні дані на персональному комп'ютері. Запропоновано автоматизувати пуск та зупинку роботи свердловин шляхом монтажу системи регулювання на вхідній нитці. Дані впровадження дають змогу здійснювати постійний моніторинг за роботою свердловин, тобто буде можливість контролювати і фіксувати зміну тиску та температури, підібрати оптимальний режим роботи, виключити ручне керування. Оперативніше реагувати у разі виникнення різних ускладнень, наприклад, накопичення рідини, відкладання гідратів, і цим самим збільшити відбір вуглеводнів. Обґрунтовано доцільність роботи газоконденсатних свердловин на меншій тиск газозбірною колектора, зокрема на до-тисковую компресорну станцію, що дасть можливість зменшити час простою свердловин.

Ключові слова: свердловина, газ, накопичення рідини, гідратоутворення, метанол, давач тиску, давач температури.

Рассмотрены проблемные вопросы, возникающих при эксплуатации газоконденсатных скважин на завершающей стадии разработки. В частности, работа газоконденсатных скважин в условиях периодически отборов газа. Эксплуатация таких скважин характеризуется неэффективным управлением, которое в дальнейшем приводит к уменьшению добычи газа. Обоснована необходимость обеспечения автоматического контроля параметров работы скважин путем установления датчиков давления и температуры на устье скважины и входной нитки на УКПГ. Это позволит производить контроль параметров работы скважин в реальном времени и просматривать архивные данные на персональном компьютере. Также предлагается автоматизировать пуск и остановку работы скважин путем монтажа системы регулирования на входной нитке. Данные внедрения позволят осуществлять постоянный мониторинг за работой скважин, то есть позволят контролировать и фиксировать изменение давления и температуры, подобрать оптимальный режим работы, исключить ручное управление. Оперативно реагировать при возникновении разных осложнений, например накопление жидкости, откладывание гидратов, используя определенные мероприятия и этим самым увеличить отбор углеводородов. Целесообразно будет пустить газоконденсатные скважины в работу на меньшее давление газосборного коллектора, в частности на дожимающую компрессорную станцию, которая позволит уменьшить период простоя скважин.

Ключевые слова: скважина, газ, накопление жидкости, гидратообразования, метанол, датчик давления, датчик температуры.

The article deals with the issues occurring due to gas condensate wells operation at the final stage of development particularly gas condensate wells production during periodically gas extraction. The operation of such wells is characterized by the inefficient running that leads to the further decrease of gas production. The necessity is proved to provide the automated control of well operation parameters by setting pressure and temperature sensors at the wellhead and inlet line at the gas treatment plant. Thus, there will be the possibility to control well operation parameters in real time and look through the archived data on the personal computer. Automation of wells starting and shutting down is suggested by setting the regulatory system at the inlet line. These implementations will enable permanently to monitor wells operation, i.e. to control and record pressure and temperature differentiation, to select the optimum operation mode, to eliminate manual control, more efficiently to respond in case of failures occurrence, e.g. at liquid accumulation, carbohydrate sedimentation and thus to increase the recovery of hydrocarbons. The efficiency of gas condensate operation has been proved at lower pressure of the gas gathering line header, in particular the boosting compressor station that will able to reduce downtime.

Key words: well, gas, liquid accumulation, hydrate formation, methanol, pressure sensor, temperature sensor.

Сьогодні перед Україною гостро стоїть проблема зниження залежності від імпортованих вуглеводнів шляхом зменшення споживаних завдяки впровадженню енергозберігаючих технологій та збільшення власного видобутку природного газу, газового конденсату та нафти. Вагоме місце в цьому займає розширення розвіданих площ, чіткий контроль за розробкою нафтогазоконденсатних родовищ протягом усього періоду, реконструкція та модернізація технологічних установок підготовки та збору газу і нафти. З метою раціонального використання запасів кожного родовища необхідно підходити індивідуально до створення передумов стабільного видобутку вуглеводнів. У зв'язку з цим актуальною залишається проблема зменшення втрат вуглеводнів при експлуатації газоконденсатних свердловин та забезпечення максимальних відборів вуглеводнів [1].

Під час експлуатації газоконденсатних родовищ намагаються забезпечити оптимальний дебіт кожної свердловини, що сприяє зменшенню числа експлуатаційних свердловин і покращенню економічних показників розробки родовища. Однак в свердловинах, які вже експлуатуються, є обмежені можливості регулювання дебітів газу лише за рахунок зміни діаметрів фонтанних труб і газопроводів, вдосконалення конструкції вибою і заходів технологічного характеру.

Мають місце багато факторів, які обмежують дебіти свердловин. Це геолого-промислові та технічні умови експлуатації. Знання цих факторів і їх врахування для кожного родовища дозволяють правильно визначити технологічні режими експлуатації свердловин.

Родовища природних газів можуть розроблятися на режимах виснаження пластової енергії або з повним чи частковим підтриманням пластового тиску.

Виділяють три періоди розробки родовищ природних газів залежно від зміни в часі темпів відбору газу: зростаючий, постійний і спадаючий видобуток газу. Останній період є найскладнішим зважаючи на тенденцію до постійного зниження видобутку вуглеводнів. Можливе скорочення видобувних свердловин внаслідок геологічних та технічних причин. Даний період продовжується до досягнення мінімального рентабельного рівня відбору газу з родовища.

Необхідно відмітити, що відбір газу зі свердловин повинен обмежуватися технологічним режимом. Відповідно від початку введення свердловини в роботу і протягом всього періоду її експлуатації треба правильно підбирати технологічний режим. Від цього залежить стабільна і безаварійна її робота. Необхідно розуміти, що максимального відбору газу можна досягти в початковий період розробки газоконденсатних родовищ, в режимі постійного дебіту за умови певного значення депресії на пласт. Через певний період експлуатації свердловини необхідно розглядати необхідність переходу на режим постійної депресії, а потім на режим постійного тиску на головці свердловини. Тому пріоритетним напрямком є максимальний відбір газу з

свердловини не за рахунок високих дебітів, а за рахунок довготривалої стабільної експлуатації. В зв'язку з цим на сьогодні одними з основних завдань перед нафтогазовидобувними підприємствами є: по-перше, стабілізування видобутку вуглеводнів (утримати його на рівні попереднього року) або ж забезпечення плавного зниження видобутку, по-друге, приріст за рахунок виконання різних організаційно-технічних заходів.

В Україні переважна більшість родовищ (понад 70%) перебуває на завершальній стадії розробки, тому актуальним є розгляд та детальне вивчення проблемних питань сьогодення та вибір шляхів їх вирішення.

Враховуючи вище викладене, треба визначити перспективи видобування вуглеводнів на кожному родовищі. Безумовно, період спадаючого видобутку буде характеризуватися значними капіталовкладеннями. Сьогодні першочерговим завданням на багатьох родовищах ПАТ "Укргазвидобування" є необхідність будівництва дотискуючих компресорних станцій. Даний проект активно реалізує ТОВ "КарпатиГаз" на промислах підприємств ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування" та Львівському відділенні ГПУ "Полтавагазвидобування". Іншим перспективним напрямком видобування вуглеводнів є відкриття нових родовищ зі значними запасами. Також доцільно визначити стратегію розробки будь-якого родовища. В процесі розробки родовищ необхідно постійно вести контроль за дотриманням проектних рішень, в разі необхідності вносити корективи щодо об'ємів та темпів відбору вуглеводнів з покладів.

При експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ виникають багато проблем, які призводять до ускладнень при видобуванні вуглеводнів. Від своєчасності їх вирішення залежить подальша експлуатація свердловин.

На сьогодні більше 75% запасів Юліївського нафтогазоконденсатного родовища вже видобуто, наслідком чого є значне зниження пластового тиску, що впливає на забезпечення стабільного видобутку вуглеводнів та виконання планових завдань. Характерною особливістю даного періоду розробки є періодична експлуатація свердловин (методом накопичення тиску).

Експлуатація даних свердловин здійснюється наступним чином. При зниженні вхідного тиску до тиску першої ступені сепарації (протитиск технологічної установки) свердловину зупиняють шляхом закриття перекивної арматури. З часом при зростанні вхідного тиску до відповідного значення свердловину пускають в роботу шляхом відкриття перекивної арматури. Таким чином свердловини працюють з певною періодичністю. Їх робота обмежується протитиском технологічної установки. Необхідно відмітити, що експлуатація даних свердловин характеризується певними ускладненнями: вони не можуть працювати разом з іншими, важко контролювати роботу таких свердловин, визначити період зупинки, спрогнозувати аварійні ситуації тощо.

Такий режим роботи свердловин негативно впливає на фільтраційно-ємнісну характеристику привибійної зони пласта. Зі зниженням робочого тиску швидкість руху газорідного потоку на вході ліфтових труб стає меншою допустимою, що призводить до накопичення рідини на вибої і в стовбурі свердловини та створення додаткового протитиску на пласт. Внаслідок цього зменшується приплив газу з пласта і порушується стабільна робота свердловини аж до припинення фонтанування. В зв'язку з цим необхідно детально аналізувати роботу таких свердловин і розглядати різні альтернативні варіанти їх подальшої експлуатації.

Багато досліджень по періодичній експлуатації газоконденсатних свердловин провели фахівці ГПУ "Шебелинкагазвидобування" на одному із газопромислів, зокрема на Шебелинському ГКР.

Значна кількість свердловин Шебелинського родовища на даний час відноситься до категорії малодобітних, які працюють в умовах низьких пластових тисків. Експлуатацією таких свердловин складно керувати та контролювати, оскільки під час їх роботи на спільний газозбірний колектор вхідний тиск всіх свердловин УКПГ майже однаковий. Тому така свердловина може зупинитися та навіть почати поглинати газ, що складно визначити на вимірювальних приладах. Це призводить до значних ускладнень в роботі – обводнення, пробкоутворення, зупинки тощо [2].

Для проведення експериментальних досліджень роботи малодобітних свердловин та визначення оптимальних режимів їх експлуатації розроблено комплекс автоматичного керування та контролю за роботою свердловин [2].

Для проведення досліджень технології в промислових умовах вирішено використовувати таке обладнання [2]:

- керований запірний орган на базі виконавчого пристрою шарового (ГУШ);
- пристрій контролю тиску та формування імпульсів керування обладнанням на базі електронного манометру (ЕКМ);
- лічильник спрацювання ЕКМ;
- лінію геологічного заміру дебітів свердловин;
- комплекс «Флоутек».

Наведене обладнання встановлюється на УКПГ. Для контролю тиску флюїду в шлейфі на вході до УКПГ встановлюється ЕКМ, далі на шлейфі встановлюється перекиривний ГУШ, що керується вхідним ЕКМ. Для тарування роботи свердловини використовується існуюча лінія геологічного заміру, геологічний сепаратор та геологічний замірний вузол, обладнаний «Флоутек» [2].

Для дослідження технології були обрані свердловини №332, 334, 345, 346 та 387 Шебелинського родовища з метою дослідження динамічних процесів відновлення тиску флюїду залежно від динаміки його відбору, технічних та геологічних характеристик свердловин [2].

Проведені дослідження дозволили отримати багато різноманітної цікавої інформації, що

стало корисним для досвіду експлуатації свердловин з періодичним відбором газу.

Даний комплекс автоматичного керування та контролю за роботою свердловин покращує відбір газу з свердловин, які експлуатуються методом накопичення тиску. Потрібно відмітити, що під час експлуатації свердловин, як газових так і газоконденсатних, виникають різні ускладнення. Зважаючи на це необхідно розглядати комплексний підхід щодо стану та умов для експлуатації свердловин з періодичним відбором газу. А отже є необхідність забезпечення постійного контролю за параметрами роботи свердловин та різних альтернативних варіантів автоматизованого пуску та зупинки. Таким чином ми зможемо контролювати відновлення робочих параметрів та виявити недоліки свердловин.

Метою даної роботи є розроблення заходів з оптимізації роботи свердловин, що експлуатуються в режимі періодичних відборів, запобігання виникненню аварійних ситуацій, які зумовлені такими ускладненнями, як накопичення рідини та відкладання гідратів.

З появою рідини в продукції свердловин знижуються дебіти газу, що пов'язано зі зменшенням фазової проникності пористого середовища для газу, обводненням частини газовіддаючих інтервалів, зростанням втрат тиску у привибійній зоні пласта, стовбурі свердловин і системі збору газу при русі двофазної газорідної суміші [3].

Для продовження періоду стабільної роботи газових свердловин в умовах обводнення і ретроградної конденсації за рахунок використання енергії пластового газу потрібно забезпечити повне і безперервне винесення з вибою на поверхню всієї рідини, яка надходить з пласта і випадає в стовбурі свердловини, при мінімальних втратах тиску в ліфтових трубах [3].

Вирішити дану проблему можна застосуванням ефективних методів, зокрема підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин шляхом періодичного оброблення привибійної зони розчинами ПАР і хімреагентами. Закачування розчинів необхідно здійснювати як в затрубний, так і в трубний простори. Можна також розглянути можливість періодичного почергово пуску в роботу свердловин затрубним та трубним просторами. На промислах видалення рідини із свердловин виконується переважно шляхом періодичного продування.

Якщо наведені методи малоефективні, то необхідно застосовувати комплексний підхід, використовуючи групу різних методів. В зв'язку з цим спочатку необхідно встановити контроль за накопиченням рідини і у разі неможливості її усунення енергією пласта проводити вилучення шляхом закачування газоазотної суміші. Для ефективного здійснення цього заходу необхідно:

- мати прилад для вимірювання стовпа рідини. Наприклад, провідного російського виробника ТОВ "Мікон", який добре себе зарекомендував на ринку нафтогазової галузі в якості

розробника та виробника діагностичного обладнання;

- всюдихідну спецтехніку (насосний агрегат ЦА-320, бензовоз), вітчизняного виробника марки "Краз" для закачування розчину ПАР;

- компресорні агрегати (пересувні компресорні станції ПКС-14/250 вітчизняного виробника марки "Краз").

Спочатку необхідно визначити об'єм рідини в свердловині, провівши заміри рівнів у трубному та затрубному просторах протягом певного періоду (визначити динаміку зміни стовпа рідини). Наступним кроком є вибір типу ПАР та рецептури його приготування для кожної свердловини індивідуально. Після цього необхідно освоїти свердловину методом пачкування газоазотної суміші та розчину ПАР. При виконанні робіт періодично слідкувати за вилученням рідини, тобто здійснювати контроль за допомогою періодичного відкриття вентиля на фонтанній арматурі свердловини. Після успішного виконання робіт пустити свердловину в роботу та вести контроль за рівнем рідини. При зниженні пластових тисків та дебіту доцільним буде розглянути можливість заміни на менший діаметр колони НКТ.

У випадку збільшення об'єму рідини необхідно декілька разів провести вимір дебіту рідини і визначити водний фактор та проаналізувати склад води. При підтвердженні ознак обводненості треба провести спеціальні геофізичні, гідродинамічні дослідження з метою визначення місця припливу води в свердловину, джерела обводнення і глибини його залягання. За результатами досліджень в свердловинах з виявленою обводненістю сторонньою водою повинні бути проведені ремонтно-ізоляційні роботи з обмеження (ліквідації) водоприпливу.

Перехід свердловин на періодичну експлуатацію методом накопичення тиску відбувається на будь-якому родовищі через тривалий час. Не винятком є і Юліївське нафтогазоконденсатне родовище. Відповідно, будь-який спосіб експлуатації необхідно детально аналізувати та вивчати, тому перед фахівцями Юліївського нафтогазопромислу постало проблемне завдання забезпечувати стабільний видобуток вуглеводнів за даних умов експлуатації. В зв'язку з цим було розглянуто багато різних варіантів і один із них вирішено впровадити.

В 2009 році до УКПГ-2 підключено 20 свердловин, з них 12 свердловин працювали на УКПГ-2, де тиск першої ступені сепарації знаходився в межах 4,2-4,5 МПа, а 8 свердловин: 50, 71, 61, 73, 79, 77, 107, 68, працювали з низькими тисками по двох перемичках на УКПГ-1 і експлуатувалися методом накопичення тиску, де тиск першої ступені сепарації знаходиться в межах 4,0-4,2 МПа [4].

Свердловини УКПГ-2 поділені на два блоки. На кожному блоці є газопровід, яким газ із свердловин транспортують на УКПГ-1. З одного блоку газопроводу на УКПГ-1 працюють свердловини 50, 71, 61, 73, 79, 77, а з іншого 107, 68. Треба відмітити, що даними газопрово-

дами разом з газом надходить і рідина (конденсат та вода) [4].

Виходячи з вище наведеного, перед фахівцями Юліївського нафтогазопромислу постало завдання розвантажити один з газопроводів, тобто зменшити тиск та забезпечити надходження конденсату на УКПГ-2 для стабілізації вилучення пропан-бутанової фракції. В зв'язку з цим запропоновано на замірній лінії провести реконструкцію, тобто від газопроводу виходу газу з сепаратора ГЗ-1 прокласти газопровід-перемичку на УКПГ-1. Існуючу лінію продування рідини сепаратора ГЗ-1, яка поступає 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, транспортований даним газопроводом газ буде очищуватися від рідини в сепараторі ГЗ-1, а рідина надходитиме в розділювач фазний РФ-1. Отже, газ буде очищуватися і надходити на УКПГ-1, а конденсат на технологічну установку з вироблення пропан-бутанової фракції [4].

Даний проект був успішно впроваджений. Це дозволило пустити свердловини в роботу трьома газопроводами з різними робочими параметрами.

Транспортування газу з свердловин через замірну лінію, зокрема на сепаратор ГЗ-1, а потім газопроводом на УКПГ-1 фахівці Юліївського нафтогазопромислу 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 різними технологічними шляхами понижаючи 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 у такий же спосіб здійснювали контроль за параметрами роботи свердловини на гирлі та вхідних нитках таким самим чином. Після ряду досліджень виявилось, що коли вхідний тиск свердловини на УКПГ знижується до необхідного значення, потрібно зупинити свердловину шляхом закриття перекривної арматури на вхідних нитках з метою набору тиску до необхідного значення. В цей самий момент на гирлі свердловини значення тиску не змінюється. Таким чином ми зупиняєм свердловину, а причини можуть бути різні, наприклад винесення рідини в шлейф і відповідно, зниження гідравлічної ефективності шлейфу через забруднення, гідратування вздовж шлейфу тощо.

Підвищити ефективність роботи свердловин, які періодично експлуатуються, можна шляхом підбору оптимальних технологічних режимів, провівши ряд досліджень. Насамперед необхідно виконати детальний аналіз роботи, тобто визначити реальний період роботи та зупинки. Для цього необхідно дослідити роботу свердловин за різних тисків 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 [5].

На сьогодні контроль за параметрами роботи свердловин здійснюється за допомогою технічних манометрів, проте в окремих випадках неточне зняття параметрів негативно впливає на режим роботи свердловин [5].

В зв'язку з цим доцільно розглянути можливість встановлення приладів КВП для дистанційного контролю параметрів роботи свердловин, а саме встановити як на гирлі так і на входних нитках давач тиску та температури, що в 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. Впровадження даного заходу необхідно здійснити в декілька етапів.

Як варіант на першому етапі необхідно розглянути можливість встановлення давачів тиску і температури вітчизняного виробництва, наприклад серії "Сафір М" (виробник ЗАТ "Манометр-Харків", м. Харків) та ТСПУ (виробник ТОВ "Спецавтоматика Україна", м. Харків). Давач тиску "Сафір М" служить для безперервного вимірювання надлишкового тиску газу і перетворення його значення в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Давач температури ТСПУ служить для безперервного вимірювання температури газу і перетворення його значення в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Дані давачі добре себе зарекомендували в нафтогазовій галузі, вони дозволяють контролювати технологічний процес і відрізняються від інших довговічністю, стабільними метрологічними характеристиками та є вибухозахищеними і відносно дешевими. Безперечно високою якістю характеризуються давач тиску і температури відомих закордонних виробників Emerson, Siemens, Honeywell, Vega, Jumo.

Другим етапом буде підбір безпроводних давачів тиску і температури для встановлення на гирлі свердловини, передачу інформації з яких здійснюють радіоканалом. У даному випадку можна розглянути використання МГУ-04R - перетворювача тиску вимірювального з вимірювачем температури та передаванням інформації радіоканалом, російського виробництва або інших відомих закордонних виробників. Встановлення таких давачів забезпечить автоматичний контроль і дозволить фіксувати зміну тиску та температури на гирлі і сприятиме оперативному реагуванню для усунення ускладнень.

Встановлення давачів тиску та температури дозволить відслідковувати реальний стан роботи свердловин від гирла до УКПГ, період відновлення тиску.

На рисунку 1 наведено схему розміщення давачів тиску та температури на гирлі свердловини та входній нитці на УКПГ.

Після цього необхідно провести дослідження кожної свердловини, пустивши її на замірну лінію та створити ті ж самі умови для її роботи, які будуть на основній лінії, щоб встановити тенденцію зниження дебіту. Завдяки цьому буде забезпечено можливість визначити період роботи свердловини від початкового до кінцевого входного тиску (при якому відповідно пускають та зупиняють) та час набору тиску. Тому враховуючи геологічні умови та результати запропонованих нами досліджень матимемо змогу підібрати для кожної свердловини оптимальний технологічний режим експлуатації, що дозволить збільшити відбір газу та забезпечити чіткий контроль за роботою свердловин.

Встановлення давачів тиску і температури на гирлі свердловини та входній нитці на УКПГ дозволить зручно контролювати параметри її роботи в реальному часі та проглядати архівні дані на персональному комп'ютері, передбачати та своєчасно виявляти ускладнення і оперативно їх вирішувати, виконуючи певні заходи.

В подальшому необхідно розглянути варіанти автоматизованого пуску та зупинки роботи таких свердловин, що дозволить виключити ручне керування, яке здійснюється працівником і не завжди об'єктивно [6].

На промислах, для забезпечення експлуатації свердловин методом накопичення тиску геологами спільно з майстрами, технологами складається графік роботи таких свердловин по родовищах на квартал. В ньому для кожної свердловини вказується періодичність пуску в експлуатацію, наприклад, один або декілька раз в добу, тиждень тощо. Відповідно згідно з таким графіком здійснюється експлуатація даних свердловин [6].

Необхідно відмітити, що кожен працівник має різні погляди на виконання того чи іншого завдання. З іншої сторони, різні суб'єктивні та об'єктивні причини можуть спонукати до помилкового керування роботою свердловин. Відповідно негативним наслідком є наступне:

- свердловини передчасно можуть бути зупинені або пущені в роботу;
- безумовно зменшується кількість видобутого газу;
- вимушений простій може привести до аварійних ситуацій, певних ускладнень при наступному пуску, вирішення яких може призвести до продування свердловини або її шлейфу, закачування інгібітору гідратуутворення тощо [6].

Виходячи з вище наведеного, можна однозначно сказати, що важко здійснювати контроль за роботою свердловин періодичної експлуатації. Відповідно забезпечити необхідний видобуток газу з газоконденсатних свердловин низькодебітних та малодобітних залишається проблемним завданням. Врахувавши це, доцільно розглянути варіанти підвищення ефективної роботи за рахунок автоматизованої зупинки і пуску свердловин.

Обв'язка гірла свердловини

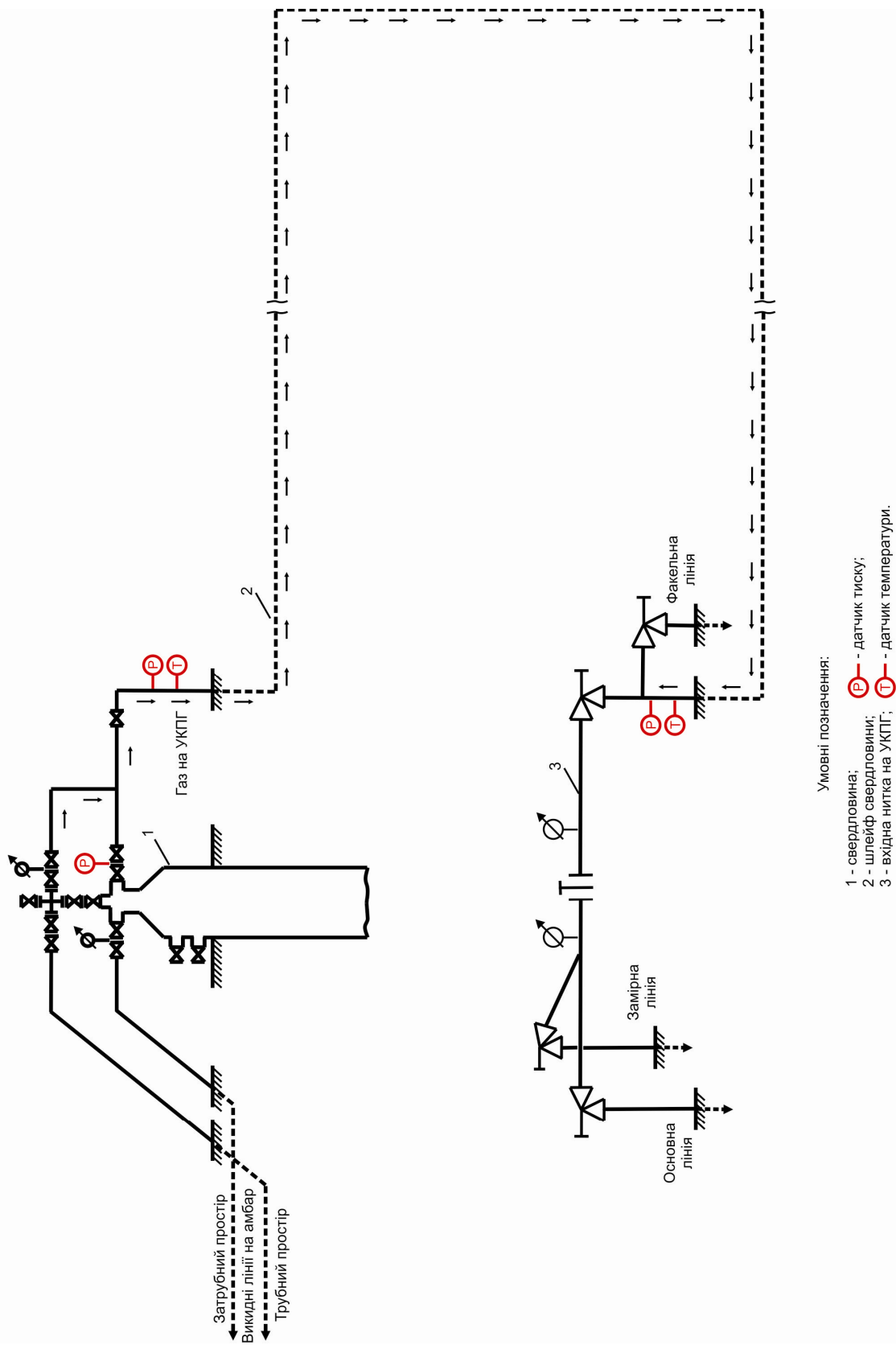
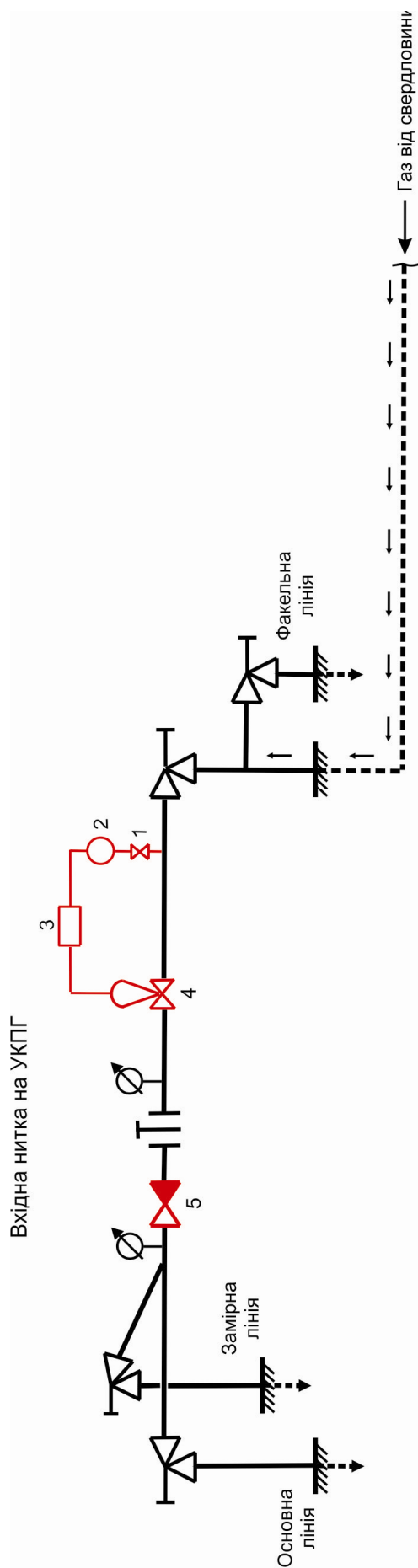
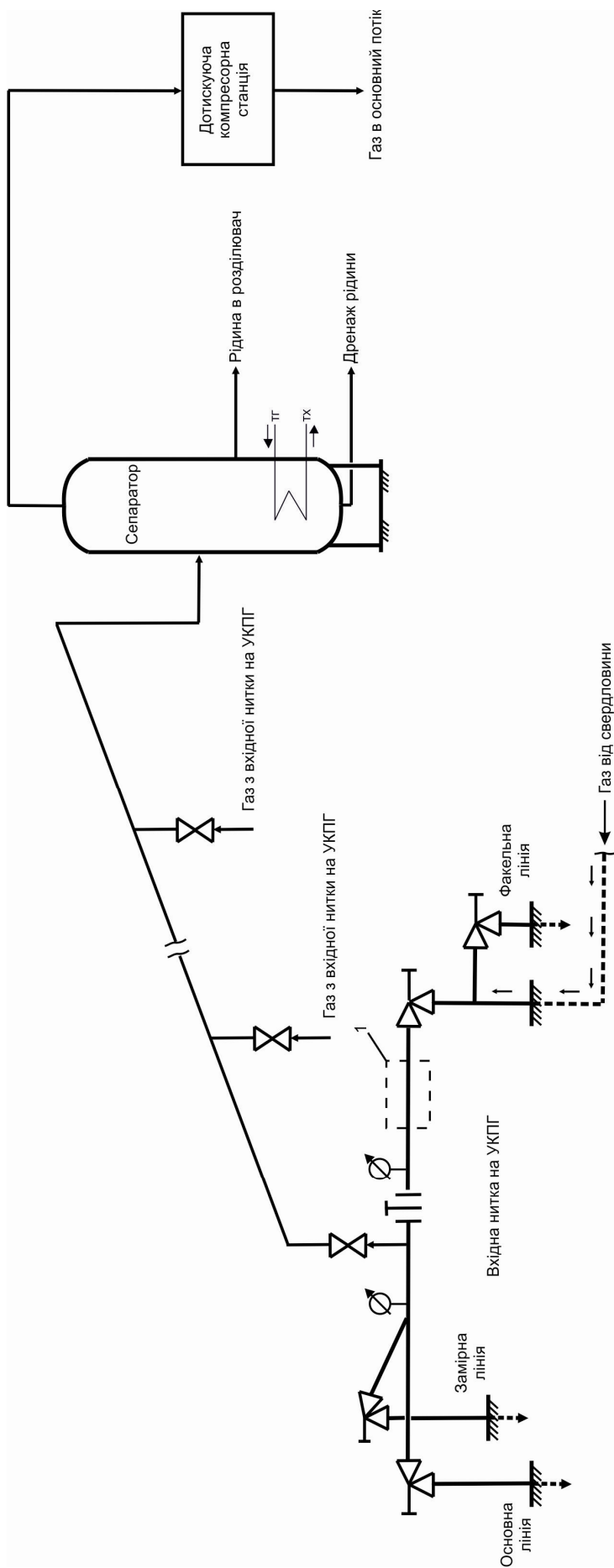


Рисунок 1 – Схема розміщення давачів тиску і температури на гірлі свердловини та вхідній нитці на УКПГ



1 - вентиль ВИ 15С54БК; 2 - перетворювач тиску "САФІР - М"; 3 - мікропроцесорний ПІД регулятор з вбудованим джерелом живлення 24 В для живлення активних датчиків та вихідним струмовим сигналом 4-20 мА "ОВЕН ТРМ 10"; 4 - клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПСП-2 4-20 мА; 5 - клапан зворотній Ду 100 Ру 160

Рисунок 2 – Схема обв'язки вхідної нитки для автоматизації пуску та зупинки свердловини на УКПП



1 - монтаж системи регулювання

Рисунок 3 – Схема об'язки вхідної нитки для подачі газу на дотискуючу компресорну станцію



Одним із варіантів автоматизованої зупинки і пуску свердловин є монтаж системи регулювання.

В зв'язку з цим на вхідній нитці необхідно провести монтаж системи регулювання (рис/ 2), яка включає: вентиль ВИ 15С54БК (поз. 1), перетворювач тиску "Сафір М" (поз. 2), мікропроцесорний ПІД 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), клапан зворотній DN 100 Р 160 (поз. 5).

Завдяки монтажу системи регулювання свердловини будуть працювати наступним чином:

- у разі зниження вхідного тиску до тиску першої ступені сепарації свердловина автоматично зупиняється шляхом закривання клапана на вхідній нитці. Зниження тиску нижче необхідного контролюють перетворювачем тиску "Сафір М" (поз. 2) шляхом подавання сигналу на мікропроцесорний ПІД регулятор "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3), який відповідно (залежно від завдання) подає сигнал на клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4), після чого він закривається;

- у разі зростання вхідного тиску до необхідного значення свердловина автоматично пускається шляхом відкривання клапана на вхідній нитці. Зростання тиску до необхідного контролюють тим ж самим перетворювачем тиску "Сафір М" (поз. 2) шляхом подавання сигналу на мікропроцесорний ПІД регулятор "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3), який відповідно (залежно від завдання) подає сигнал на клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4), після чого він відкривається.

Таким чином забезпечується можливість регулювання роботи свердловин до певних необхідних параметрів.

Монтаж клапана зворотного в системі регулювання на вхідній нитці виключить необхідність ручного керування, відкривання та закривання перекивної арматури працівником для пуску та зупинки свердловини.

Також необхідно мікропроцесорний ПІД регулятор із вбудованим джерелом живлення 24 В для живлення перетворювача тиску з вихідним струмовим сигналом 4-20 мА "ОВЕН ТРМ 10" підключити до персонального комп'ютера і за допомогою спеціального програмного забезпечення та додаткового обладнання слідкувати за роботою клапана регулюючого на моніторі в реальному часі та проглядати архівні дані.

Враховуючи різну пропускну здатність клапана регулюючого, його можна підібрати з іншими технічними параметрами.

В першу чергу автоматизацію пуску та зупинки свердловин необхідно провести на УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ Східного блоку Юліївського НГКР.

При позитивному результаті в подальшому необхідно розглянути можливість даний захід впровадити і для експлуатації нафтових свердловин, що підключені до УКПГ та ПЗН-2 Східного блоку Юліївського НГКР.

Перспективним напрямком збільшення відбору газу з свердловин періодичної експлуатації є необхідність розглянути можливість інженерного рішення роботи газоконденсатних свердловин в на меншому тиску газозбірного колектора. В зв'язку з цим при пуску свердловин в роботі зміниться діапазон тиску пуску та зупинки. Здійснивши певні переобв'язки, можна свердловини пускати при меншому наборі тиску, і вони менше часу будуть перебувати в простої. Раціонально буде підключити такі свердловини до загального колектора, а тоді пустити [6]:

- на дотисковую компресорну станцію (рисунки 3);

- на ежекторний пристрій тощо.

Висвітлені запропоновані рішення дозволять автоматизувати пуск та зупинку роботи свердловин, відповідно забезпечиться чіткий контроль, оскільки в нинішніх умовах керування здійснюється вручну персоналом. Крім того, дозволить здійснювати постійний моніторинг за роботою свердловин, тобто буде можливість контролювати і фіксувати зміну тиску та температури від свердловини до вхідної нитки на УКПГ. За результатами експлуатації свердловин в подальшому необхідно скорегувати графік їх роботи. Це дасть змогу оперативніше реагувати при виникненні різних ускладнень, наприклад накопичення рідини, відкладання гідратів.

## Висновки

1 Оптимізувати роботу свердловин, що експлуатуються в режимі періодичних відборів газу доцільно наступним чином:

- встановити давач тиску і температури на гирлі свердловини та вхідних нитках на УКПГ;

- провести дослідження роботи свердловин для вибору оптимального технологічного режиму їх експлуатації;

- автоматизувати пуск та зупинку роботи свердловин шляхом монтажу системи регулювання.

2 В першу чергу дані технічні рішення необхідно впровадити на газоконденсатних свердловинах низькодебітних Юліївського НГКР зі значною довжиною шлейфів.

3 Встановлення давачів тиску і температури дасть змогу здійснювати дистанційний контроль за параметрами роботи свердловин, оперативніше застосовувати заходи при виникненні різних ускладнень.

4 Автоматизований пуск та зупинка роботи свердловин дозволить ретельніше контролювати роботу свердловин, надійно керувати їх роботу, тобто пускати та зупиняти, виключити ручне керування та збільшити відбір газу.

5 Пуск газоконденсатних свердловини в роботу на менший тиск газозбірного колектора,

зокрема на дотискуючу компресорну станцію, дозволить зменшити період простою свердловин.

6 При отриманні позитивного результату дані технічні рішення необхідно впровадити і на інших свердловинах родовищ Юліївського цеху з видобутку нафти, газу і конденсату (нафтогазопромислу) ГПУ "Шебелинкагазвидобування" та інших нафтогазовидобувних підприємствах.

### *Література*

1 Воловецький В.Б. Шляхи зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР [Текст] / 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.

2 Фесенко Ю.Л. Дослідження дискретних режимів роботи малодобітних свердловин Шебелинського ГКР [Текст] / Ю.Л. Фесенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – Вип. 4 (33). – С. 11-17.

3 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Львів. 1996. – 620 с. – ISBN 5-335-01293-5.

4 Воловецький В.Б. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів в умовах зниження пластового тиску в покладах візейських та серпуківських 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.

5 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", м. Полтава. – 2005 р.

6 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи нафтових і газових свердловин на Юліївському НГКР: Доповідь на VI конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування", смт. Чорноморськ. – 2009.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
10.09.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Тарком Я.Б.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Мельником А.П.**  
(УкрНДГаз ПАТ «Укргазвидобування»,  
м. Київ)*