

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОКОНДЕНСАТОПРОВОДІВ АНДРІЯШІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЗА НАЯВНОСТІ УСКЛАДНЮЮЧИХ ФАКТОРІВ

¹Р.М.Кондрат, ¹О.Р.Кондрат, ²М.І.Мислюк, ²В.І.Іваненко, ²А.М.Андрійів

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел/факс (03422) 42195
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

² НГВУ “Полтаванафтогаз”, 36001, м. Полтава, вул. Монастирська, 12, тел. (0532) 500557

Обобщены промысловые данные о состоянии и параметрах работы промысловых газо- и конденсатопроводов Андрияшевского газоконденсатного месторождения. Произведен расчет гидравлического и температурного режимов работы газо- и конденсатопроводов. Обоснованы мероприятия по повышению эффективности их эксплуатации в условиях скопления жидкости и гидратообразования.

Field data about condition and operation factors of gas condensate pipeline of Andriyashivske gas condensate field have been summarized. Calculation of hydraulic and temperature operation regimes of gas condensate pipeline has been executed. Besides, there have been proved the measures for enhancement of efficiency exploitation under the conditions of liquid accumulation and hydrate formation.

Схемою облаштування Андріяшівського газоконденсатного родовища передбачена подача продукції свердловин на УППГ-1 і УППГ-2, її розділення на газ і рідину та подальший роздільний транспорт газу і конденсату на ГСЗУ-6 “Чижівка” з можливим заходом окремих газопроводів і конденсатопроводів на НГСЗУ-7 “Василівка”. Для боротьби з гідратуванням додатково передбачено підігрів газорідинної суміші на УППГ-1, УППГ-2 і НГСЗУ-7 “Василівка”. На рисунку 1 зображено схеми промислових газопроводів і конденсатопроводів.

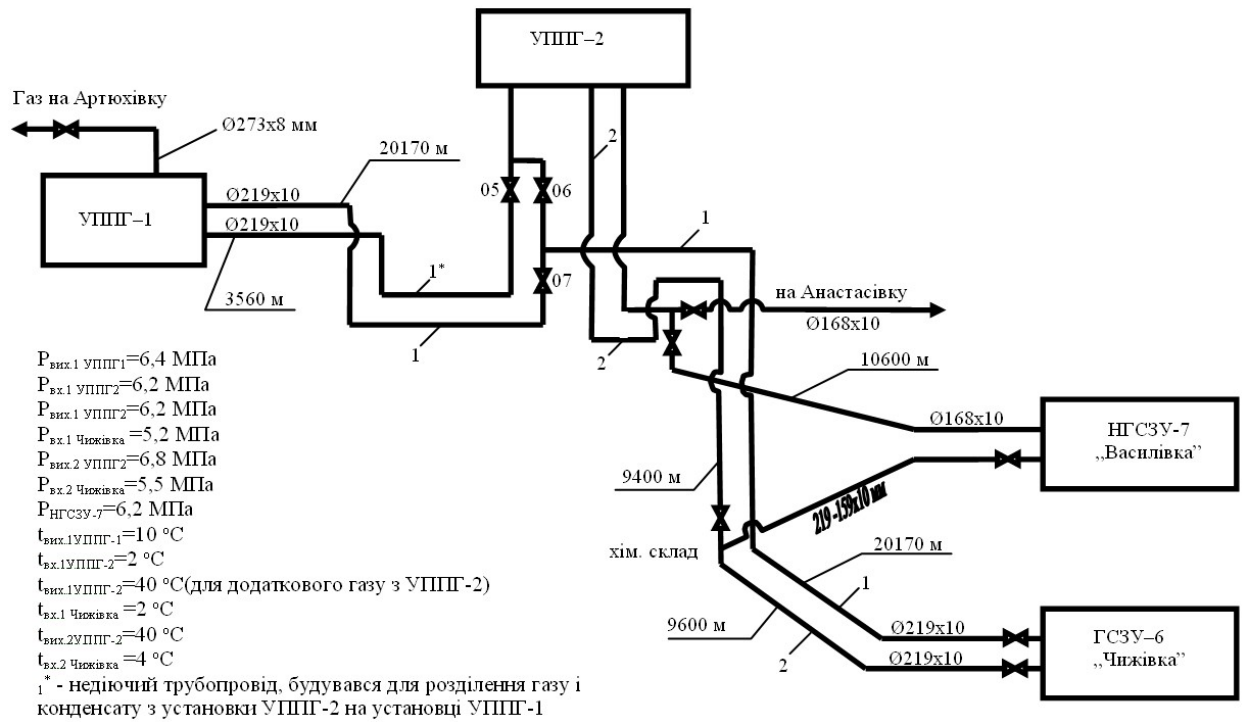
Згідно з діючою технологічною схемою газ з УППГ-1 подається на ГСЗУ-6 “Чижівка” по газопроводу 1 УППГ-1 – ГСЗУ-6 “Чижівка” (рис. 1, а). Цей газопровід має зв'язок з установкою УППГ-2. Через засувку 06 і перемичку частина газу з УППГ-2 подається в газопровід 1 в кількості 150-200 тис.м³/д. Газопровід 1 з НГСЗУ-7 “Василівка” не з'єднаний. Газ з УППГ-2 подається на ГСЗУ-6 “Чижівка” по газопроводу 2 УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка” (хімсклад) – ГСЗУ-6 “Чижівка”. До газопроводу 2 в районі хімскаладу під'єднано газопровід НГСЗУ-7 “Василівка” – ГСЗУ-6 “Чижівка”, до якого через гребінку установки НГСЗУ-7 “Василівка” і розподільчу гребінку підключено шлейф свердловини 6-Василівка. По трасі газопроводу 1 на відстані 3500 м від УППГ-1 знаходиться болото, на відстані 6000-7000 м – понижена ділянка з наступним підйомом, на відстані 16000-17000 м – ще одна понижена ділянка з болотом. В цих місцях можливе скупчення рідини і гідратування.

Згідно з технологічною схемою конденсат подається з УППГ-1 до УППГ-2 по конденсатопроводу 1 (рис. 1, б). При загідрачуванні конденсатопроводу 1 чи в інших випадках можна подавати конденсат з УППГ-1 до УППГ-2 по конденсатопроводу 2. По цьому конденсато-

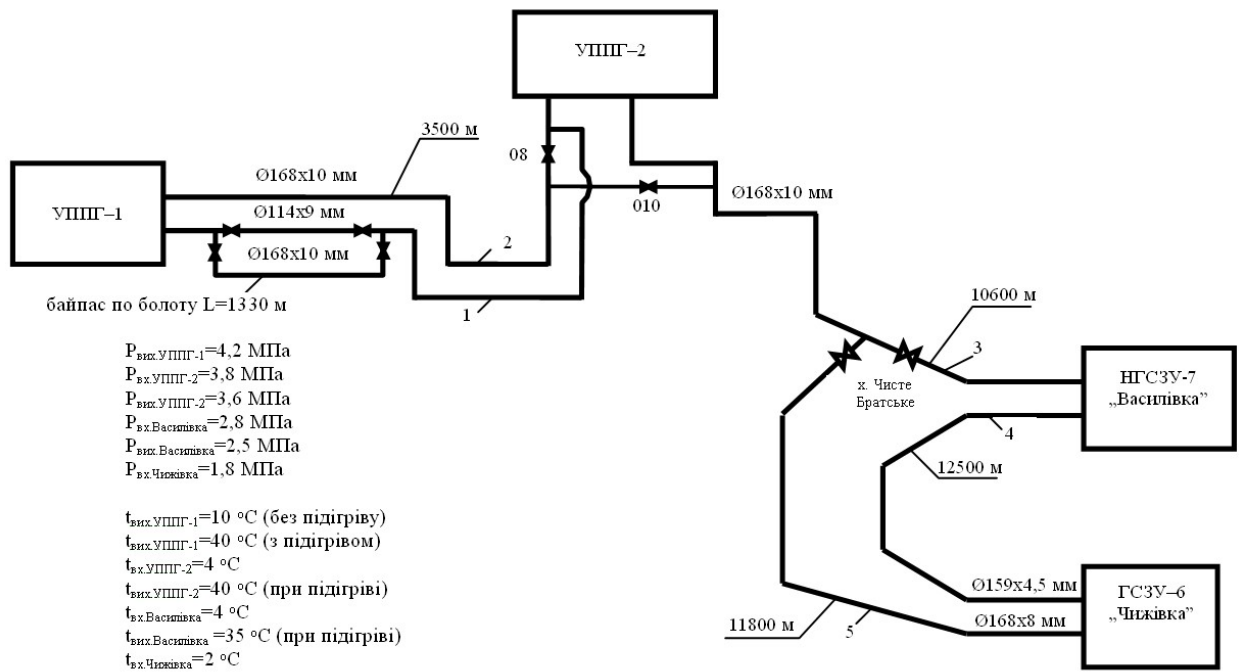
проводу можна подавати конденсат повз установку УППГ-2 через відкриту засувку 010 при закритій засувці 08. Конденсат, що подається з УППГ-1, підігрівається на УППГ-2 в підігрівачі ПТ-1 до температури 40-45⁰С і потім змішується з конденсатом із свердловин, що підключені до УППГ-2. Нагрітий конденсат поступає в конденсатопровід 3 УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка”. На НГСЗУ-7 “Василівка” конденсат нагрівається до температури 40-45⁰С і подається в конденсатопровід 4 НГСЗУ-7 “Василівка” – ГСЗУ-6 “Чижівка”. В районі с.Чисте-Братське конденсат можна направити мимо НГСЗУ-7 “Василівка” на ГСЗУ-6 “Чижівка” по конденсатопроводу 5. На УППГ-2 виконана реконструкція, яка дозволяє подавати на підігрівач ПТ-1 конденсат із свердловин, що під'єднані до УППГ-2, і змішувати його з конденсатом, що поступає з УППГ-1. Конденсат можна подавати після змішування на тензовагову установку для виміру його витрати.

Профіль газопроводу УППГ-2 – ГСЗУ-6 “Чижівка” складний з абсолютною позначкою на вході 112 м і на виході 161,8 м. Перевищення позначок виходу над входом становить 49,8 м. У напрямку руху продукції є два різких перепади висот близько 50 м (з 112 до 161 м і з 112 до 161,8 м) до того ж в заплаві ріки Артополот.

Фактично на родовищі здійснюється спільний транспорт по газопроводах газу і рідини з УППГ-1 та УППГ-2 на ГСЗУ-6 “Чижівка”. Через гідратування конденсатопроводи з УППГ-1 та УППГ-2 не працюють (у 2004 році працювали лише 2 доби). Спільне транспортування по трубопроводах газу і рідини в умовах складного профілю траси призводить до скупчення рідини в понижених ділянках і зменшення ефективного перерізу трубопроводу, а в умовах низьких температур і наявності води в газорідинній суміші – також до гідратування. В окремих випадках (при зупинках тру-



а)



б)

Рисунок 1 – Схема промислових газопроводів (а) і конденсатопроводів (б) Андріяшівського газоконденсатного родовища

бопроводів та ін.) можливе замерзання води із закупорюванням трубопроводів, оскільки лід складніше зруйнувати ніж гідрат. Через скупчення рідини в понижених ділянках і гідратування зростають втрати тиску по довжині трубопроводів порушується стабільна робота як газопроводів, так і видобувних свердловин і потрібні значні кошти на боротьбу з наведени-

ми вище ускладненнями, а також підтримання заданого технологічного режиму транспортування продукції та роботи свердловин.

Для підвищення ефективності роботи газопроводів і конденсатопроводів на родовищі здійснюється періодичне введення в них один-два рази в тиждень ударної дози важкої пластової води об'ємом 5-10 м³ або бішофіту об'ємом

10-20 м³ для заміщення прісної води, що скупилась в понижених ділянках трубопроводів, подача суміші метанолу з бішофітом (1:1), нагрівання газорідної суміші на УППГ-2 і НГСЗУ-7 “Василівка” до 40-45⁰С та ін. На УППГ-1 і УППГ-2 в потік газу закачують метанол з витратою відповідно 0,8-4 т/д і 1,5 т/д. На УППГ-1 періодично закачують насосним агрегатом в потік газу 4 м³ метанолу та 6 м³ конденсату з додаванням 10 л ПАР “Стінол”. У випадку утворення гідратів конденсатопровід, якщо він працював, ставили на стравлення газу на одну добу, завозили на УППГ-2 воду Глинсько-Розбишівського родовища густиною близько 1120 кг/м³, заповнювали нею тензовагу (30 м³) і додавали для підвищення мінералізації 4 мішки (200 кг) кам’яної солі. Розчин мінералізованої води витискували газом в конденсатопровід і далі до ГСЗУ-6 “Чижівка”, де спалювали на факелі. Після цього конденсатопровід працював 3-4 доби без гідратуутворення.

Для оцінки ефективності роботи газо- і конденсатопроводів виконано розрахунки фактичних і теоретичних значень коефіцієнта гідравлічного опору, розподілу тиску і температури по довжині трубопроводів та умов гідратуутворення. Для проведення розрахунків використано формули і залежності з робіт [1-5]. Конструктивні параметри (діаметр і довжина) газопроводів і конденсатопроводів наведено на рисунку 1. Для розрахунків взято такі фактичні значення технологічних параметрів роботи газопроводів і конденсатопроводів.

Ділянка газопроводу 1 УППГ-1 – УППГ-2. Витрата газу – 450 тис.м³/д, витрата конденсату – 65 т/д, витрата води – 11,16 м³/д. Тиск на виході УППГ-1 – 6,4 МПа, температура – 10⁰С. Тиск в районі УППГ-2 – 6,2 МПа, температура – 2⁰С.

Ділянка газопроводу 1 УППГ-2 – ГСЗУ-6 “Чижівка”. Витрата газу – 600 тис.м³/д, витрата конденсату – 81 т/д, витрата води – 13,54 м³/д. Тиск на виході УППГ-2 – 6,2 МПа, температура – 11,5⁰С. Тиск на вході ГСЗУ-6 “Чижівка” – 5,2 МПа, температура – 2⁰С.

Газопровід 2 УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка” (хімсклад) – ГСЗУ-6 “Чижівка”. Витрата газу – 850 тис.м³/д, витрата конденсату – 74 т/д, витрата води – 13,5 м³/д. Тиск на виході УППГ-2 – 6,8 МПа, температура –40⁰С. Тиск на вході ГСЗУ-6 “Чижівка” – 5,5 МПа, температура – 4⁰С.

В газопровід додатково на відстані 9600 м від ГСЗУ-6 “Чижівка” врізано газопровід від НГСЗУ-7 “Василівка”, на якому працює свердловина 6-Василівка. Для спрощення розрахунків прийнято, що в місці під’єднання свердловини 6-Василівка до газопроводу УППГ-2 – ГСЗУ-6 “Чижівка” тиск і температура відповідають їх розподілу по довжині газопроводу.

Ділянка конденсатопроводу 1 УППГ-1 – УППГ-2. Витрата конденсату – 65 т/д. Тиск на виході УППГ-1 – 4,2 МПа, температура –40⁰С. Тиск на вході УППГ-2 – 3,8 МПа, температура – 4⁰С.

Ділянка конденсатопроводу 2 УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка”. Витрата конденсату – 155 т/д. Тиск на виході УППГ-2 – 3,6 МПа, температура –40⁰С. Тиск на вході НГСЗУ-7 “Василівка” – 2,8 МПа, температура – 4⁰С.

Ділянка конденсатопроводу 2 НГСЗУ-7 “Василівка” – ГСЗУ-6 “Чижівка”. Витрата конденсату – 155 т/д. Тиск на виході НГСЗУ-7 “Василівка” – 2,5 МПа, температура –35⁰С. Тиск на вході ГСЗУ-6 “Чижівка” – 1,8 МПа, температура – 2⁰С.

Додатково до руху по конденсатопроводу тільки конденсату розглянуто також рух газоконденсатної суміші. За промисловими даними прийнято, що разом з конденсатом на ГСЗУ-6 “Чижівка” поступає супутний нафтовий газ з витратою 100 тис.м³/д. При загальній витраті конденсату 155 т/д газоконденсатне відношення дорівнює 645,16 м³/т. Розглянуто три розрахункові варіанти. В першому варіанті прийнято, що для ділянки конденсатопроводу 1 УППГ-1 – УППГ-2 дебіт конденсату q_k дорівнює 65 т/д, дебіт води $q_w = 11,16$ м³/д, дебіт газу $q_g = 42$ тис.м³/д, а для ділянки конденсатопроводу 1 УППГ-2 – ГСЗУ-6 “Чижівка” і ділянок конденсатопроводу 2 УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка”, НГСЗУ-7 “Василівка” – ГСЗУ-6 “Чижівка” – $q_k = 155$ т/д, $q_w = 7,09$ м³/д, $q_g = 100$ тис.м³/д. В другому варіанті витрата води прийнята рівною нулю, а в третьому варіанті витрата газу прийнята рівною нулю.

В розрахунках густина газу прийнята рівною 0,865 кг/м³, відносна густина газу – 0,7178, густина води – 1160 кг/м³, густина конденсату – 778 кг/м³, кінематичний коефіцієнт в’язкості конденсату – $1,27 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Згідно з результатами розрахунків для ділянки газопроводу 1 УППГ-1 – УППГ-2 середня швидкість руху газу W_g дорівнює 2,154 м/с, фактичний коефіцієнт гідравлічного опору (0,0492) у 3,785 рази перевищує теоретичне значення (0,013). Для ділянки газопроводу 1 УППГ-2 – ГСЗУ-6 “Чижівка” $W_g = 3,217$ м/с, фактичний коефіцієнт гідравлічного опору (0,0298) більший теоретичного значення (0,013) у 2,29 рази. Для окремих ділянок другого газопроводу фактичні і теоретичні значення коефіцієнта гідравлічного опору співпадають між собою, а середня швидкість руху газу коливається в межах 4,4 – 4,584 м/с. Ця швидкість руху газу є достатньою для попередження скупчення рідини. Причинами додаткових втрат тиску в першому газопроводі можуть бути скупчення рідини в понижених ділянках через недостатню швидкість руху газу і гідратуутворення.

Розрахунки температурного режиму роботи газопроводів свідчать, що по всій довжині першого газопроводу УППГ-1 – ГСЗУ-6 “Чижівка” фактична температура нижча за температуру гідратуутворення, що за наявності вільної води може призвести до гідратуутворення. У другому газопроводі УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка” (хімсклад) – ГСЗУ-6 “Чижівка” фактична температура знижується до температури гідратуутворення на відстані 4900 м від УППГ-2

і на відстані 1100 м від НГСЗУ-7 “Василівка” за умови підігріву газу на НГСЗУ-7 до 25⁰С. Таким чином, робота першого газопроводу ускладнюється скупченням рідини в понижених ділянках та гідратуутворенням, робота другого газопроводу – в основному гідратуутворенням.

Результати розрахунків гідравлічного режиму роботи конденсатопроводів свідчать про значне перевищення фактичних значень коефіцієнта гідравлічного опору над теоретичними: для першого варіанту для ділянки конденсатопроводу 1 УППГ-1 – УППГ-2 – у 94,55 рази при середній швидкості руху конденсату $W_k = 0,134$ м/с і середній швидкості руху суміші $W_{cm} = 1,216$ м/с, для ділянки конденсатопроводу 1 УППГ-2 – ГСЗУ-6 “Чижівка” – у 136,46 рази при $W_k = 0,131$ м/с, $W_{cm} = 2,463$ м/с, для ділянки конденсатопроводу 2 УППГ-1 – УППГ-2 – у 752,6 рази при $W_k = 0,056$ м/с, $W_{cm} = 0,724$ м/с, для ділянки конденсатопроводу 2 УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка” – у 108,57 рази при $W_k = 0,134$ м/с, $W_{cm} = 2,147$ м/с, для ділянки конденсатопроводу 2 НГСЗУ-7 “Василівка” – ГСЗУ-6 “Чижівка” – у 91,77 рази при $W_k = 0,131$ м/с, $W_{cm} = 3,062$ м/с. Для другого варіанту експлуатації конденсатопроводів, коли дебіт води дорівнює нулю, перевищення фактичних значень коефіцієнта гідравлічного опору над теоретичним становить: для першого конденсатопроводу 93,6 – 135,323 рази при $W_k = 0,131-0,134$ м/с, $W_{cm} = 1,704-2,445$ м/с; для другого конденсатопроводу – 91,04-744,854 рази при $W_k = 0,056-0,134$ м/с, $W_{cm} = 0,717-3,045$ м/с. Для третього варіанту, коли дебіт газу дорівнює нулю, перевищення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору над теоретичним значенням становить: для першого конденсатопроводу – 57,1 – 78,47 рази при $W_k = 0,131-0,134$ м/с, $W_{cm} = 0,186-0,19$ м/с; для другого конденсатопроводу – 50,7-442,55 рази при $W_k = 0,056-0,131$ м/с, $W_{cm} = 0,08-0,191$ м/с.

Звертають на себе увагу найбільші фактичні значення коефіцієнта гідравлічного опору λ_{ϕ} на ділянці конденсатопроводу 2 УППГ-1 – УППГ-2 ($\lambda_{\phi}=13,75$), де найменша швидкість руху газозводоконденсатної суміші ($W_{cm} = 0,724$ м/с). Найменші фактичні значення коефіцієнта гідравлічного опору λ_{ϕ} на ділянці конденсатопроводу 2 НГСЗУ-7 “Василівка” – ГСЗУ-6 “Чижівка” ($\lambda_{\phi}=1,26$), де найбільша швидкість руху газозводоконденсатної суміші ($W_{cm} = 3,062$ м/с). При відсутності води в газорідному потоці (2-й варіант) співвідношення між фактичним і теоретичним значеннями коефіцієнта гідравлічного опору дещо зменшується, оскільки дебіт води є низьким і тому мало впливає на результати розрахунків. Найнижчі значення співвідношень фактичних і теоретичних втрат тиску отримано для третього варіанту при відсутності вільного газу.

Аналіз розрахунків температурного режиму роботи конденсатопроводів свідчить, що після підігріву конденсату на виході УППГ-1 і УППГ-2 до 40⁰С і на виході НГСЗУ-7 “Василівка” до 35⁰С температура конденсату поступово знижується нижче до температури, нижчої за

температуру гідратуутворення (для ділянки конденсатопроводу 1 УППГ-1 – УППГ-2 – на відстані близько 1180 м, для ділянки конденсатопроводу 1 УППГ-2 – ГСЗУ-6 “Чижівка” – на відстані близько 7500 м, для ділянки конденсатопроводу 2 УППГ-2 – НГСЗУ-7 “Василівка” – на відстані близько 4000 м, для ділянки конденсатопроводу 2 НГСЗУ-7 “Василівка” – ГСЗУ-6 “Чижівка” – на відстані близько 5000 м). При відсутності підігріву конденсату фактична температура нижча за температуру гідратуутворення по всій довжині конденсатопроводів.

У конденсатопроводах завжди є вільний газ, який частково потрапляє в конденсатопроводи разом з конденсатом і частково виділяється з конденсату в конденсатопроводі при зниженні тиску. Також в конденсатопроводах є вільна вода, яка поступає разом з конденсатом і конденсується з газу при зниженні тиску. Через низькі швидкості руху газорідного потоку, які становлять 0,724-3,062 м/с, вода може скупчуватись в понижених ділянках конденсатопроводів і створювати додаткові опори, а в області температур, що нижчі температури гідратуутворення, утворювати з газом гідрати. Отже, причинами значних втрат тиску в конденсатопроводах є скупчення рідини та гідратуутворення.

Результати розрахунків витрати метанолу на боротьбу з гідратуутворенням в газопроводах 1 і 2 (див. рис. 1, а) при спільному транспортуванні газу, води і конденсату, виконані за залежностями, наведеними в роботах [6–8], свідчать, що витрата метанолу на попередження утворення гідратів з конденсаційної води змінюється від 3,57% (газопровід 1) до 11,08% (газопровід 2) від загальної витрати. Решта метанолу витрачається на попередження утворення гідратів з супутної пластової води, що становить 96,43% для газопроводу 1 і 88,92% для газопроводу 2 від загальної витрати. Звідси випливає необхідність відділення пластової води на УППГ-1 та УППГ-2 з метою зменшення витрати метанолу на попередження гідратуутворення в промислових трубопроводах.

У червні 2005 р. виконано перерозподіл газорідних потоків по існуючій системі трубопроводів шляхом виділення газопроводів високого і низького тисків та конденсатопроводу. Газ із низьконапірних свердловин, підключених до УППГ-1, подається в газопровід низького тиску 1 (див. рис. 1). В цей газопровід також подається продукція низьконапірних свердловин, підключених до УППГ-2. Висконапірний газ із свердловин, підключених до УППГ-1, подається в газопровід високого тиску 1* УППГ-1 – УППГ-2, де об’єднується з продукцією високонапірних свердловин, підключених до УППГ-2, і далі разом з конденсатом і водою з цих свердловин подається по газопроводу 2 на ГСЗУ-6 “Чижівка”. Конденсат з УППГ-1 подається повз УППГ-2 на НГСЗУ-7 “Василівка”, а звідти – на ГСЗУ-6 “Чижівка”. Такий перерозподіл газорідних потоків дав змогу покращити умови роботи і збільшити дебіти низьконапірних свердловин. Але втрати тиску в промислових газо-

і конденсатопроводах дещо зменшились, оскільки роздільна подача газу здійснюється тільки на невеликій (близько 3500 м) ділянці від УППГ-1 до УППГ-2, а конденсат подається роздільно тільки з УППГ-1. Тому залишилися проблеми боротьби зі скупченням рідини в понижених ділянках трубопроводів і гідратуутворенням.

Одним із можливих варіантів боротьби з гідратуутворенням є нагрівання газорідинної суміші на вході в трубопроводи. Для оцінки оптимальної температури нагрівання газорідинної суміші виконано розрахунки для різних значень початкової температури на вході в трубопроводи 10; 11,5; 20; 30; 50; 60; 70; 80; 90; 100; 110; 120; 170; 190; 211; 260; 315⁰С. Аналіз розрахункових даних свідчить, що як для початкової так і для зміненої з червня 2005 р. схеми промислового транспортування газорідинної суміші для попередження гідратуутворення необхідно нагрівати газ до температури понад 110–120⁰С. При нагріванні газу до 40⁰С, що може бути реалізовано на практиці, гідрати утворюються на відстані 1565–7208 м від входу в газопровід (залежно від його діаметра і витрати газу), а температура на виході газопроводу становить 4–8⁰С. При початковій температурі газу 50 і 70⁰С відстань від входу в газопровід до зони початку гідратуутворення становить відповідно 2054–9429 м і 2790–12780 м, а температура газу на виході газопроводу – 4,5–10⁰С і 5,6–14⁰С. Аналогічна ситуація спостерігається і для конденсатопроводів. При нагріванні конденсату на вході в конденсатопровід до температури 100⁰С температура на його виході є нижчою від температури гідратуутворення. Аналіз результатів розрахунків розподілу температури по довжині газопроводів і конденсатопроводів свідчить, що навіть при вхідній температурі газорідинного потоку 70⁰С гідратуутворення починається на відстані від входу 37–78% від загальної довжини трубопроводів.

З врахуванням фактичного облаштування і стану розробки родовища та результатів виконаних теоретичних досліджень можуть бути запропоновані такі заходи для підвищення ефективності експлуатації промислових газопроводів і конденсатопроводів.

1. Забезпечення повного розділення газу, конденсату і води на УППГ-1 та УППГ-2 з виведенням вільної води із системи. Для цього потрібно модернізувати установки попередньої підготовки газу УППГ-1 та УППГ-2 з можливим установленням на них додаткових сепараторів.

2. Організація роздільного транспортування газу і конденсату з УППГ-1 та УППГ-2 на ГСЗУ-6 “Чижівка” з виділенням окремо газопроводів високого і низького тиску.

3. Дозоване введення метанолу в потік газу для боротьби з утворенням гідратів з конденсаційної води, що конденсується з газу в газопроводах, і вільної води, що частково може поступати разом з газом в газопроводи.

4. Нагрівання конденсату на УППГ-1, УППГ-2 і можливе на ГСЗУ-7 “Василівка” з

додатковим введенням метанолу в потік конденсату для боротьби з гідратуутворенням в конденсатопроводах за рахунок часткового попадання в конденсатопроводи вільного газу і вільної води, а також розгазування конденсату і виділення води з газу при зміні термобаричних умов по шляху руху конденсату в трубопроводах. Потрібно виконати техніко-економічну оцінку доцільності нагрівання конденсату до певної температури з одночасним використанням метанолу чи використовувати лише нагрівання конденсату.

5. Використання різного типу поршнів, спінуючих ПАР і пінних систем для видалення рідини з понижених ділянок трубопроводів.

У промисловій практиці експлуатації магістральних нафтопродуктопроводів для попередження змішування різних нафтопродуктів при їх послідовному перекачуванні застосовують механічні розділювачі різних типів: дискові, манжетні, поршневі, комбіновані, жорсткі та еластичні [9–11]. Поршневі розділюючі та очисні пристрої можуть застрягати в трубопроводі і не можуть застосовуватись для очищення трубопроводів змінного діаметра з нерівномірно-прохідною запірною арматурою і круто зігнутими відводами радіусом менше ніж 1,5 діаметра.

Ефективнішими є кульові очисні пристрої, так звані проток-роздільники [12], які все частіше застосовуються у світовій практиці. Виготовляють їх з гуми або з інших еластичних матеріалів, наприклад, неопрену. Використовують порожнисті гумові кулі з гладкою чи металеву поверхню або армовані металевими шипами.

Недоліком кульових очисних пристроїв є невелика поверхня контакту з внутрішньою порожниною трубопроводу, що зменшує ступінь його очищення. Ефективнішим є порожнистий гумовий пристрій з еластичною гумовою оболонкою і механічним вентиляем для подачі в порожнину пристрою рідини або повітря з метою створення надлишкового тиску. Розроблено ряд вдосконалених конструкцій порожнистого гумового пристрою [13, 14]. Такий пристрій без значних зусиль під дією зовнішнього тиску робочого середовища приймає форму внутрішньої поверхні трубопроводу, а в звужених трубопроводах – еліпсоподібну форму. Успішні випробування гумового очисного пристрою циліндроподібної форми конструкції НТЦ ВАТ “Дніпрошина” здійснено на газопроводі “Пролетарська СПЗГ – Павлоградська КС” діаметром 1020 мм, довжиною 72 км і з робочим тиском 5,4 МПа [15].

Застосування очисних пристроїв вимагає відповідного перепаду тиску для забезпечення визначеної швидкості його переміщення в порожнині трубопроводу (30 км/год) і контролю проходження очисного пристрою по газопроводу.

Іншим напрямом очищення трубопроводів від рідини є застосування в'язкопружних розділювачів [16–18]. В'язкопружний розділювач, який містить нафту або нафтопродукти, водний

розчин поліакриламід, порошок гамма-окислу заліза, розчин ПАР і розчин полівалентного металу, успішно випробувано на свердловинах 260, 270 і 295 НГВУ ім.Н.Наріманова ВО “Каспморнафта” для очищення вибою від скупчень води [18]. Застосування розділювачів цього типу для очищення газопроводів вимагає надійного контролю за їх проходженням по довжині трубопроводу і відділення їх в кінці трубопроводу, на вході в установку підготовки газу. Ефективнішими є розділювачі, які з часом самі руйнуються. Такі розділювачі розроблені, зокрема, в науково-виробничому кооперативі “ТЕХНОГАЗ-89” і впроваджені у ВО “Надимгазпром” [19]. Формівна суміш готується безпосередньо на промислі, подається в камеру запуску традиційно найпростішої конструкції, витримується в ній до утворення поршня, і потім витискується газом в газопровід. Через певний проміжок часу поршень розкладається. При цьому відпадає необхідність в обладнанні газопроводів приймальними камерами.

Існує спосіб пінного газорідного очищення газопроводів за допомогою високократних пін, який полягає у прокачуванні піни за допомогою газу [20]. Відомі піногенератори для створення піни [21-23] і пристрої для руйнування піни на виході газопроводу [24]. Спосіб очищення трубопроводів за допомогою високократних пін успішно випробувано на ділянці магістрального газопроводу Шебелинка-Харків діаметром 400 мм і довжиною 2450 м [25].

Відомі також інші способи очищення внутрішньої порожнини рідини від скупчень рідини, зокрема, шляхом створення імпульсного режиму руху робочого потоку тимчасовим перекриттям на певний проміжок часу і потім швидким відкриттям лінійного крану працюючого газопроводу [26] або тимчасовою зупинкою всіх (чи частини) видобувних свердловин з подальшим одночасним введенням їх в експлуатацію. Проте реалізація цього способу на внутрішньопромислових газопроводах може призвести до порушення встановленого технологічного режиму експлуатації свердловин та установок промислової підготовки газу, що обмежує можливості ефективного застосування способу.

За результатами наведеного аналізу способів очищення газопроводів від скупчень рідини для проведення дослідно-промислових випробувань в умовах промислових трубопроводів Андріяшівського родовища можна рекомендувати порожнисті гумові пристрої, саморуйнуючі поршні і спосіб пінного очищення за допомогою високократних пін.

Наведені в роботі матеріали свідчать про складні умови роботи промислових газо- і конденсатопроводів Андріяшівського газоконденсатного родовища та окреслюють можливі напрями підвищення ефективності їх експлуатації. Впровадження розроблених рекомендацій дасть змогу збільшити поточні відбори газу і конденсату із свердловин за рахунок підключення низьконапірних і високонапірних сверд-

ловин відповідно в газопроводи низького і високого тиску та зменшення втрат тиску в газоконденсатопроводах і, як наслідок, зниження робочих тисків на гірлах свердловин, підвищення надійності і стабільності роботи газо- і конденсатопроводів і зменшити витрати коштів на їх експлуатацію.

Література

1 Транспорт и хранение природных газов / А.И.Гужов, В.Г.Титов, В.Ф.Медведев, В.А.Васильев. – М.: Недра, 1978. – 405 с.

2 Трубопроводный транспорт газа / М.П.Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б.Михалків, Д.Ф.Тимків, Л.С.Шлапак, О.М.Ковалко. – Київ: Агенство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.

3 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

4 Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство в 2-х томах. Том II / Под ред. Ю.П.Коротаева, Р.Д.Маргулова. – М.: Недра, 1984. – 288 с.

5 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. – М.: Недра, 1972. – 324 с.

6 Подготовка газа к транспорту / Ю.П.Коротаев, Б.П.Гвоздев, А.И.Гриценко, Л.М.Саркисов. – М.: Недра, 1973. – 240 с.

7 Дехтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. – М.: Недра, 1976. – 198 с.

8 Методика расчета норм расхода метанола для борьбы с гидратообразованием / В.И.Гусев, А.И.Арутюнов, М.Т.Корчажкін и др. – РД 39-1-212-79. – М.: Миннефтепром, ВНИИнефть, 1979. – 24 с.

9 Лурье М.В., Марон В.И., Юфин В.А. Последовательная перекачка нефтепродуктов // Обзор: сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 81 с.

10 Ахатов Ш.Н., Каримов З.Ф. Промышленная последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов // Обзор: сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 68 с.

11 Климовский Е.М., Колотилов О.В. Очистка и испытание магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 173 с.

12 Промысловые трубопроводы / В.Д.Куликов, А.В.Шибнев, А.Е.Яковлев и др. – М.: Недра, 1994.

13 Патент 42711 Україна, МПК 7 В 08 В 9/04. Пристрій для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу / Смірнов О.М., Шевченко Ю.Г., Варивода В.І., Індєйкін В.Б. – №96114296; Заявл. 20.11.1996; Опубл. 15.11.2001, Бюл. №10.

14 Патент 43493 Україна, МПК 7 В 08 В 9/04. Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу / Чурсін О.М., Петренко

О.І., Барибіна О.М. та ін. - №2000095281; Заявл. 14.09.2000; Опубл. 17.12.2001, Бюл. №11.

15 Очищення магістральних газопроводів циліндроподібним гумовим очисним пристроєм / Г.П.Горностаєв, П.Ф.Слесар, О.М.Шеремет, О.Г.Смирнов // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – №1. – С. 42-44.

16 Полимерная пробка для очистки нефтепроводов от смолопарафиновых отложений, скоплений газа и воды / Ю.А.Сковородников, И.М.Подузов, Р.А.Рашитова и др. // В сб. тр. ВНИИСПТнефти, вып.9. – М., 1977. – С. 116-119.

17 Шихалиев Ф.А., Мамедов К.И. Применение упруговязкого разделителя при промывке песчаных пробок в эксплуатационных скважинах // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1975. – №1. – С.39-41.

18 Наджафов М.Г., Фан Нгок Чунг. Экспериментальное исследование вязкоупругого разделителя с целью удаления скоплений воды из ствола скважины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1988. – №9. – С. 27-29.

19 Саморазрушающиеся устройства для очистки трубопроводов. – Киев: НПК “Техногаз-89”. – 1989.

20 А.с. 645715 СССР. МКИ В 08 В 9/02. Способ газожидкостной очистки газопроводов / Бурных В.С., Чистяков Б.Е., Агишев А.П. и др. – №2302118; Заявл. 19.12.1975; Опубл. 05.02.1979, Бюл. №5.

21 А.с. 1189457 СССР. МКИ А 62 С 5/04, В 08 В 9/00. Пеногенератор / Гончаров В.Н., Тихомиров В.К., Лещук Н.С., Капцов И.И. – №3714991; Заявл. 20.01.1984; Опубл. 07.11.1985, Бюл. №41.

22 Патент 56025 Україна, МПК А 62 С 5/02, В 08 В 9/06, Е 21 В 21/14. Піногенератор / Гончаров В.М., Капцов І.І., Чопань С.В. та ін. – №2002087015; Заявл. 28.08.2002; Опубл. 15.04.2003, Бюл. №4.

23 Мирошниченко Т.І., Синюк Б.Б. Піногенератор для освоєння глибоких свердловин з аномально низьким пластовим тиском // Зб. праць УкрНДІгазу “Питання розвитку газової промисловості України”, Вип. XXXI. – Харків, 2003. – С. 252-255.

24 А.с. 604567 СССР. МКИ В 01 D 19/02. Устройство для разрушения пены / Бурных В.С., Гончаров В.Н., Завадин В.И., Зинченко И.А. – №2429033; Заявл. 14.12.1976; Опубл. 30.04.1978, Бюл. №16.

25 Гончаров В.И., Капцов И.И., Тихомиров В.К. Опытные промышленные испытания способа пенной очистки МГ // Нефтяная и газовая промышленность. – 1988. – №4. – С. 42-44.

26 Патент 32471 Україна, МПК 6 В 08 В 9/02, В 08 В 9/06. Спосіб очистки внутрішньої поверхні трубопроводу / Клявлін В.В., Немчин О.Ф. – №99116463; Заявл. 29.11.1999; Опубл. 15.12.2000, Бюл. №7.

УДК 504.61

ДИФУЗИЯ ВИКИДІВ ПАРІВ БЕНЗИНУ В АТМОСФЕРУ

¹ М.А.Наследнікова, ² Д.Ф.Тимків, ² Т.Ф.Тутко

¹ ВАТ “Нафтохімік Прикарпаття”, 78400, м. Надвірна, вул. Майданська 5, тел. (03475) 22820

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 49358, 45369
e-mail: public@nung.edu.ua

Рассмотрены проблемы загрязнения окружающей среды выбросами продуктов двуокиси углерода, серы, оксидов азота. Создана математическая модель диффузии выбросов паров бензина и других фракций в неподвижной среде. Для решения данной задачи использованы прямые и обратные преобразования Фурье.

The problems of environment contamination the troop landings of products, dioxide, carbon, grey, oxides of nitrogen are considered in work. The mathematical model of the troop landings steams diffusion of petrol and other factions is created in an immobile environment. For the decision of this task direct and reverse are used of Fure's transformations.

Забезпеченість резервним парком для зберігання нафтопродуктів є основним фактором, який характеризує рівень технічної озброєності і народногосподарської ефективності нафтопереробної промисловості.

Нестача резервних ємностей завдає значних збитків народному господарству, створюючи перебої в постачанні споживачів, втрати нафтопродуктів, простої транспорту, зниження загальних економічних показників в галузі. На даний час в Україні різко зросла потреба в

резервуарах, призначених для зберігання нафти і нафтопродуктів. Однак збільшення їх кількості призводить до підвищення екологічної небезпеки. Тому необхідно приділяти велику увагу питанню забруднення навколишнього середовища, і, зокрема, атмосферного повітря. Розвиток нафтопереробної промисловості сприяє збільшенню в атмосфері великих міст і промислових центрів концентрації продуктів двоокису вуглецю CO₂, сірки SO₂, оксидів азоту NO_x, вуглеводів та інших речовин, які утворюють