

Є.С. Бікман, к.т.н., І.А. Медведєв, С.І. Сегеда, К.С. Курочкін, (ДП УкрНДІгаз філія ДК «Укргазвидобування»), м. Харків

## Оптимізація розробки газоконденсатних родовищ в умовах низьких робочих тисків

*Приведено огляд проектів підвищення видобутку вуглеводнів на газоконденсатних родовищах невеликої продуктивності за допомогою використання гвинтових компресорних станцій для підвищення тиску газів, що надходять з свердловин.*

**Ключові слова:** газоконденсатне родовище, газ, тиск, компресор, свердловина, утилізація, підготовка газу.

*Приведен обзор проектов повышения добычи углеводородов на газоконденсатных месторождениях небольшой производительности с помощью использования винтовых компрессорных станций для повышения давления газов, которые поступают из скважин.*

**Ключевые слова:** газоконденсатное месторождение, газ, давление, компрессор, скважина, утилизация, подготовка газа.

*A review over of projects of increase of booty of hydrocarbons is brought on the condensed gas deposits of the small productivity by means of the use of the spiral compressor stations for the increase of pressure of gases that act from mining holes.*

**Keywords:** condensed gas deposit, gas, pressure, compressor, mining hole, utilization, preparation of gas.

З урахуванням існуючої інфраструктури газотранспортної системи за умов низьких робочих тисків на усті експлуатаційного фонду свердловин ряду газоконденсатних родовищ виникають ускладнення щодо їх розробки у зв'язку з неможливістю подачі споживачеві газу з низьким тиском.

Вирішення даної проблеми можливе за умов використання компресорних станцій, що підвищують тиск до необхідної величини (ДКС) [1-3]. Особливо це стосується газоконденсатних родовищ невеликої продуктивності. Нижче розглянуті особливості використання ДКС невеликої продуктивності на прикладі Куличихинського та Аксютівського родовищ.

Куличихинське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) розташоване на території Гадяцького району Полтавської та Липоводолинського Сумської області України. У трьох кілометрах у південно-східному напрямку від Куличихинського родовища знаходиться Тимофіївське НГКР.

Нафтогазоносними являються відклади нижнього карбону. Промислові поклади газу належать до різних нафтогазоносних турнейських і візейських горизонтів. Вміст стабільного конденсату в газі змінюється від 295 до 226 т/млн.м<sup>3</sup>.

По проекту облаштування Куличихинського НГКР, який виконано інститутом «ВНПІтрансгаз», на родовищі побудовано установки попередньої підготовки нафти (УППН) та газу (УППГ).

Згідно геолого-промислових даних, що представлені ГПУ «Полтавагазвидобування», УкрНДІгазом проаналізовано ситуацію щодо подальшої утилізації газів низького тиску в процесі розробки Куличихинського НГКР. В умовах зниження дебітів, а також з урахуванням темпів падіння робочого тиску визначено наступне: видобуток газу складає від 40-45 ( $Q_{min}$ ) до 75 тис. м<sup>3</sup>/добу ( $Q_{max}$ ), свердловини працюють періодично, в режимі накопичення тиску, в тому числі попутного нафтового газу – 30÷35 тис.м<sup>3</sup>/добу, та газу «візейських» покладів на рівні 15÷40 тис. м<sup>3</sup>/добу. Вищеозначені гази подаються на вхід нагнітальної компресорної станції, де тиск обмежений 2,0-2,5 МПа, що ускладнює умови утилізації газу з низьким тиском.

З метою вирішення даної проблеми УкрНДІгазом розроблено техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) утилізації газів низького тиску візейських покладів та попутного нафтового газу з використанням ДКС низького тиску. Згідно цього ТЕО передбачено компримування

вищезазначених газів з низьким тиском до 2,0- 2,4 МПа з метою їх подачі на Тимофіївське НГКР з подальшим підвищенням тиску до 5,5 та 10,0 МПа перед подачею на УППГ та виділення конденсату (УПГВК) з метою комплексного вилучення важких вуглеводнів.

Слід відмітити, що підвищений об'єм видобутку нафтового газу обумовлений проривом в нафтові свердловини газу з газовою шапки. За прогнозними розрахунками визначено, що очікуваний річний об'єм видобутку газів з низьким тиском знаходиться в межах  $Q_{р\text{чн}}=9,0\div 17,99$  млн.м<sup>3</sup>/рік за варіантами 1 та 2.

В зв'язку з цим за основу прийнято два варіанти утилізації газів з низьким тиском. За варіантом 1 для подальших ТЕО прийнято загальний об'єм газів на рівні 29,01 тис. м<sup>3</sup>/добу ( $Q_{min}$ ), за варіантом 2 – максимальний ( $Q_{max}$ ) – 57,99 тис.м<sup>3</sup>/добу.

В основу ТЕО покладені дані заводу-виробника гвинтових компресорів типу ГВ-20/0,5-24, які характеризуються продуктивністю 24 м<sup>3</sup>/хв (28,9 тис. м<sup>3</sup>/добу) та тисками на вході 0,2÷0,05, на виході – до 2,5 МПа. За першим варіантом газ низького тиску утилізується одним компресорним агрегатом, за другим варіантом – двома (рис. 1).

Для реалізації даного проекту проведено узагальнений аналіз технологічних промислових об'єктів Куличихинського (УППГ та УППН) та Тимофіївського НГКР (УКПГ «старого промислу», УПГВК, КЦ1 та КЦ2), а також технологічних комунікацій з метою визначення оптимальної схеми утилізації газів низького тиску Куличихинського НГКР. За результатами даної роботи розроблено оптимальну технологічну схему з будівництвом ДКС із застосуванням гвинтових компресорів типу ГВ-20/0,5-24 або, як аналог, газомоторкомпресори Ajax.

На рис. 2 представлено принципову блок-схему підготовки газу і нафти при сайклінг-процесі та газліфтній експлуатації свердловин Куличихинського НГКР з утилізацією газів низького тиску (візейських з УППГ та попутних нафтових з УППН) з застосуванням ДКС, яка комплектується гвинтовими компресорами ГВ-20/0,5-24 в блочному виконанні. Додаткові технологічні елементи і трубопроводи, які необхідно добудувати, показано на рис. 2 штрих-лінією (ДКС та трубопроводи).

Згідно схеми (рис. 2) газ низького тиску Куличихинського НГКР подається з УППНГ на ДКС з параметрами на вході –  $P_{вх} = 0,2 \pm 0,05$  компримується до  $P_{вих} = 2,5$  МПа. Далі газ по міжпромисловому газопроводу подається на Тимофіївську УКПГ в компресорний цех на газомоторкомпресори 10ГКНА1 25-55, та далі – на другий ступінь УПГВК з метою вилучення пропан-бутанових фракцій, або на газомоторкомпресори 10ГКНА 55-125 з подальшим використанням для газліфтної експлуатації свердловин, або на установку УКСП-16/500 з подальшою закачкою в пласт.

Виконане ТЕО свідчить про техніко-економічну доцільність впровадження технології утилізації газів низького тиску Куличихинського НГКР. Капіталовкладення передбачено на придбання та монтаж ДКС в кількості 3 197,60 тис.грн. за першим варіантом і, відповідно, за варіантом 2 – 6 395,21 тис. грн. для придбання та комплектації двох ДКС двома агрегатами. Проведено економічний аналіз за двома варіантами, які розглядалися на період з 2009-2019 рр., згідно якого визначено, що за варіантом 1 накопичений вільний грошовий потік складає – 700,48 тис.грн., за варіантом 2 – 1400,96 тис.грн. Термін окупності будівництва ДКС за обома варіантами настає на 4 році експлуатації проекту.

Аксютівське газоконденсатне родовище розташоване в Зміївсь-

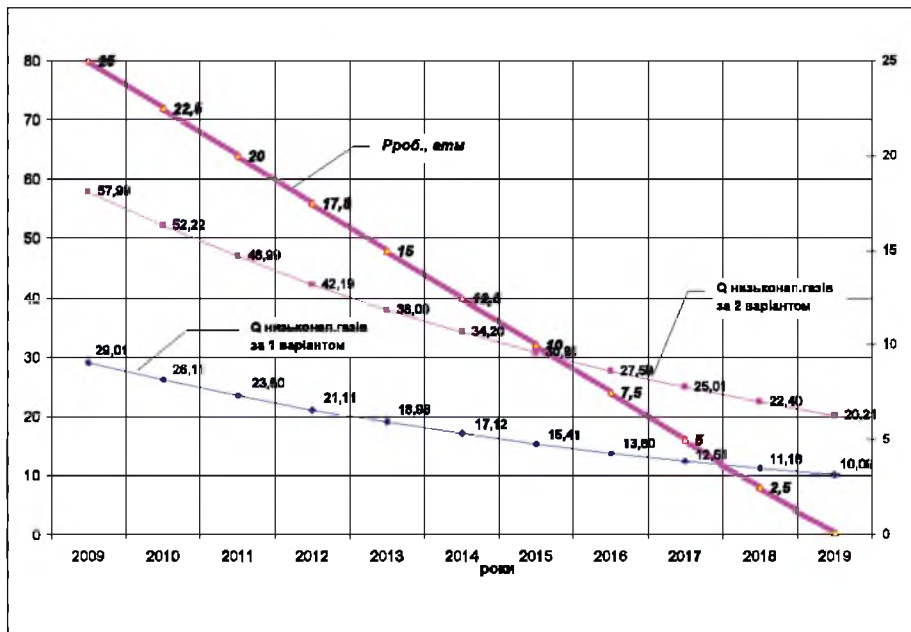


Рис. 1. Динаміка видобутку газу низького тиску та темпів його падіння на Куличихинському НГКР

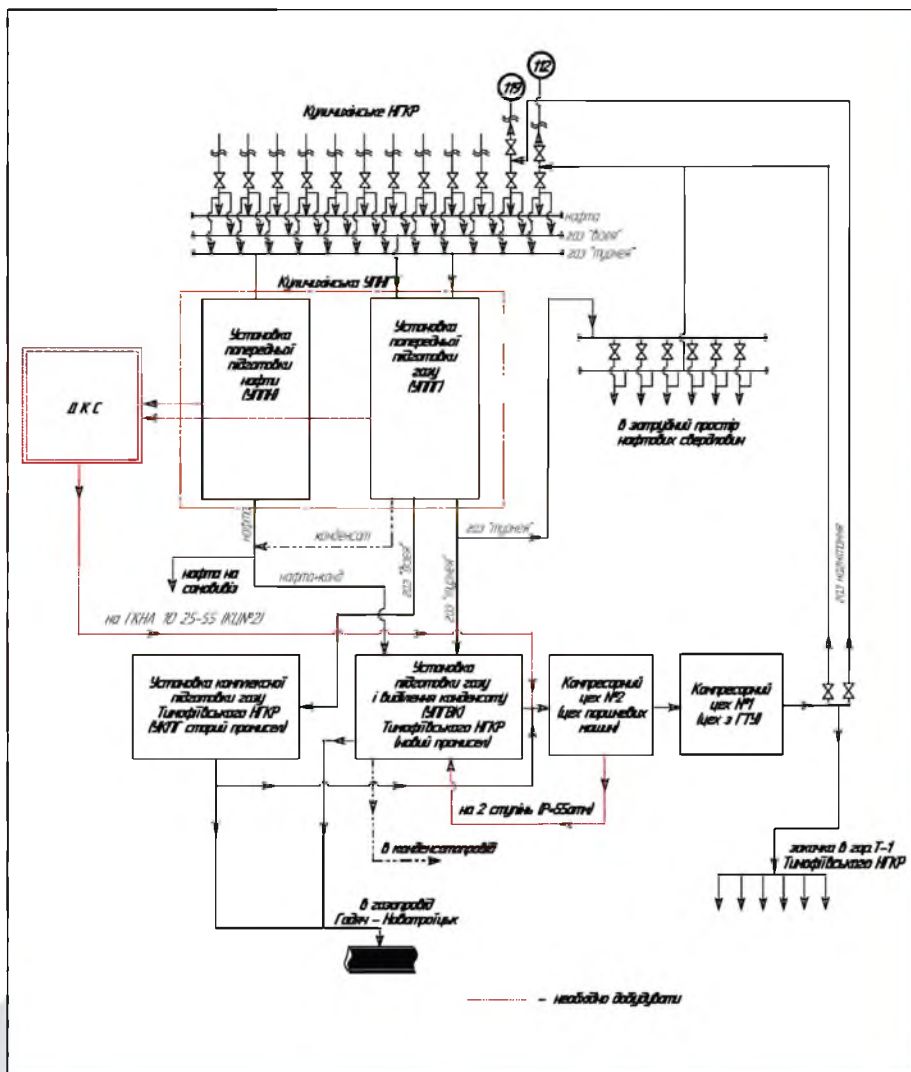


Рис. 2. Принципова схема підготовки газу і нафти при сайклінг-процесі та газліфтній експлуатації нафтогазоконденсатних свердловин з будівництвом ДКС для компримування газів низького тиску Куличихинського НГКР

кому районі Харківської області. Запаси газу, затверджені ДКЗ України, станом на 01.01.2011 р. складають: 103 за категорією С1 та 134 млн.м<sup>3</sup> за категорією С2. В розробці знаходяться два поклади в південному блоці родовища. Особливістю цих покладів є їх літологічна обмеженість за площею та низькі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів (пісковики з пористістю 7-9%).

Родовище експлуатується двома свердловинами. З них одна працює по 2-4 години на 3-4 доби з падінням робочого тиску з 2,75 до 2,1 МПа, а друга - експлуатується протягом 2 діб з падінням робочого тиску від 4,9 до 3,3 МПа, після чого 3-4 години знаходиться в накопиченні тиску. Сумарний середньодобовий дебіт складає 5,0-5,5 тис. м<sup>3</sup>/добу. Крім того, у грудні 2010 р. завершено роботи з реконсервації свердловини №1. За результатами газодинамічних досліджень на стаціонарних режимах фільтрації встановлено, що дебіт свердловини складає 10 тис. м<sup>3</sup>/добу. Станом на 01.04.2011 р. свердловина №1 в освоєному стані знаходиться в очікуванні підключення до УКПГ «Аксютівська».

Основним ускладненням в розробці родовища є низькі поточні робочі тиски (2,1-3,3 МПа), що в умовах високого тиску в колекторі (1,47 МПа) та періодичної їх роботи призводить до накопичення пластової рідини на вибоях свердловин. До того ж незначний перепад між робочими тисками та тиском у ко-

лекторі не забезпечує якісний рівень підготовки газу.

Підготовка газу здійснюється на УКПГ «Аксютівська» (рис. 3). Вуглеводнева продукція подається від свердловини 4 по шлейфу на вузол вхідних ниток, і далі, на сепаратор першого ступеня С-1 при тисках - 3,2-4,9 МПа. Газ з сепаратора першого ступеня С-1, частково підігрівається в теплообміннику Т-1 (при потребі), та подається через дросель ШР-2 на сепаратор другого ступеня С-2. Сепаратор С-2 одночасно є сепаратором першого ступеню для низьконапірної свердловини 3, робочий тиск якої коливається в межах 2,1-2,7 МПа. Тиск в сепараторі станом на 04.2011 р. утримується на рівні 1,7-2,2 МПа. Газ з сепаратора С-2 дроселюється до тиску 1,68-1,75 МПа, подається в кінцевий сепаратор С-3, і направляется на вузол комерційного заміру газу. Підготовлений газ подається в газопровід до м. Мерефа.

З метою покращення якості підготовки газу та забезпечення стабільної роботи свердловин Аксютівського родовища відділом ВТР НГКР УкрНДІгазу обґрунтована доцільність встановлення на УКПГ «Аксютівська» після II ступеня сепарації ДКС невеликої продуктивності, яка забезпечить компримування газу низького тиску з 0,4-0,7 до 1,6-1,7 МПа. З метою оптимізації існуючої системи підготовки газу ДКС рекомендовано встановити після сепаратора II ступеня перед підключенням ежекторів, що дозволить одночасно з покращенням

умов підготовки газу забезпечити ежектування газів вивітрування низького тиску.

Для встановлення оптимальних параметрів експлуатації ДКС рекомендується проведення комплексних досліджень групи свердловин, які працюють на УКПГ «Аксютівська», що дозволить оптимізувати умови експлуатації системи: пласт-свердловини - УКПГ - ДКС - газопровід до м.Мерефа.

Покращення умов видалення рідини з вибоїв свердловин можна забезпечити механічним способом з заміною існуючих ліфтових колон труб Ø2,5" на труби меншого діаметру - Ø1", або з використанням поверхнево-активних речовин (ПАР).

За результатами розрахунку оптимального внутрішнього діаметру сифонних трубок встановлено, що необхідний внутрішній діаметр ліфтової колони повинен складатися для свердловини №3 - 5-6 , а для свердловини №4 - 18-23 мм. Найближчий за діаметром типорозмір НКТ діаметром 1". З метою більш якісної підготовки газу після II ступеня сепарації перед входом в ДКС можна встановити адсорбер (виготовлений на основі цеоліту).

#### Висновки

Створення станції ДКС з гвинтовими компресорами ГВ 20/0,5-24 для підвищення тиску газів, що надходять із свердловин Куличинського НГКР забезпечують окупність утилізації газів низького тиску менше ніж за чотири роки.

Встановлення ДКС на Аксютівській УКПГ забезпечить стабільні умови експлуатації свердловин родовища, продовження термінів їх експлуатації, покращення якості підготовки газу, збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів та в найближчі 10 років видобуток газу в цілому по Аксютівському родовищу на рівні 3,5-2,0 млн.м<sup>3</sup>/рік.

#### Список літератури:

1. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. - М.: Недра, 1997. - 250 с.
2. Тер-Саркисов Р.М. Повышение углеводородоотдачи пласта нефтегазоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1995. - 180 с.
3. Тер-Саркисов Р.М., Подюк В.Г., Николаев В.А. Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1998. - 225 с.

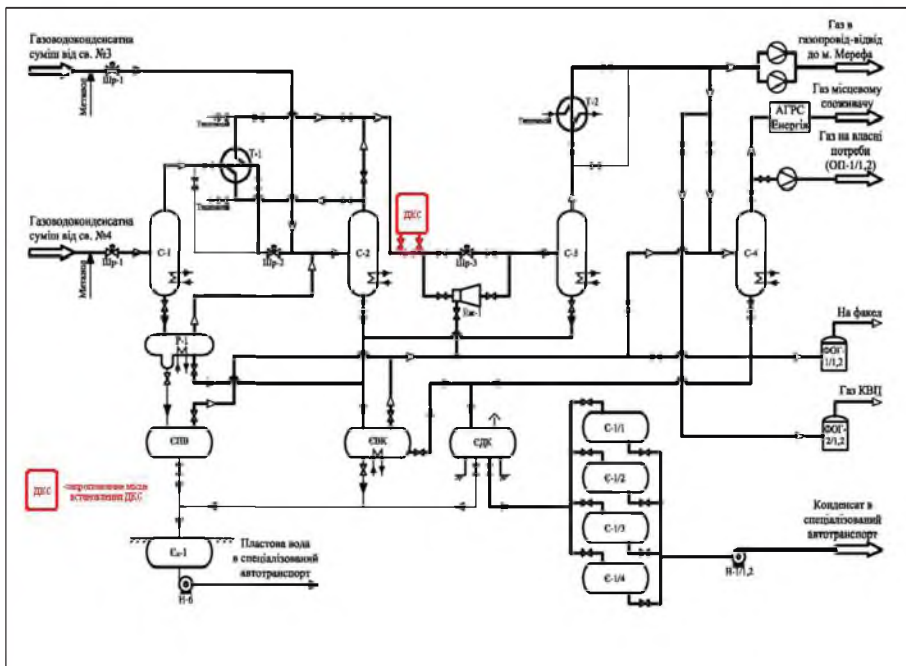


Рис. 3. Принципова технологічна схема Аксютівської УКПГ з урахуванням будівництва ДКС