

ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ ОПТИМІЗАЦІЄЮ ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

¹ І.М.Фик, ² О.М.Шендрик

¹ УкрНДІгаз, 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20. тел. (057) 7333265, факс (057) 7331755;
e-mail: gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

² ГПУ «Шебелинкагазвидобування», 64250, Харківська обл., Балаклійський р-н,
смт Червоний Донець, вул. Жовтнева 9. Тел. (05749) 52347, факс (05749) 52024;
e-mail: to@shgpu.kharkov.ukrtel.net

Рассмотрена возможность повышения добычи газа за счёт оптимизации термобарических условий эксплуатации скважин. Показано, что часто условия эксплуатации подземного оборудования скважин связаны с несовершенными режимами работы скважин. Приведены основные особенности термобарических процессов в газодобывающих скважинах. Предложены пути оптимизации тепловых потерь из-за подземного оборудования.

The possibility of gas recovery raising at the expense of thermobaric conditions' optimization of wells exploitation is considered in this article. It is showed that exploitation complications of well's underground equipment are often connected with imperfect well operating conditions. Major peculiarities of thermobaric processes in gas wells are resulted. Ways of heat losses' optimization, with help of underground complications, are proposed.

Експлуатація газових свердловин супроводжується суттєвими змінами термобаричних параметрів по стовбуру, що призводить до постійних фазових переходів окремих фракцій флюїду та до утворення ускладнень в насосно-компресорних трубах (НКТ) [1]. Тому причиною більшості ускладнень роботи підземного обладнання свердловин є недосконалі режими відбору флюїду з пласта. Сольові, гідратні, парафінові та глинисті пробки, підвищений корозійний знос підземного обладнання свердловин, обводнення свердловин – усі ці негативні явища в більшості випадків пов'язані зі складом флюїду та з неоптимальною динамікою його термобаричних параметрів під час руху в НКТ.

Зазначені вище процеси не тільки провокують аварійні ситуації в свердловинах з можливістю їх повних зупинок, а й вимагають суттєвих витрат з метою відновлення нормальної роботи свердловин. Це призводить до простоїв свердловини в очікуванні поточних та капітальних ремонтів, простоїв під час проведення ремонту та в процесі відновлення роботи (освоєння, очищення вибою, продувки).

Поточні та капітальні ремонти, профілактичні промивки, інтенсифікація та використання різних інгібіторів здебільшого або усувають, або зменшують дію негативних процесів, не впливаючи безпосередньо на їх причини. Останнє не тільки підвищує вартість видобутку вуглеводнів та зменшує їх безпосередній видобуток, а, що особливо важливо, призводить до нерационального користування надрами та суттєво погіршує екологічність їх видобутку.

Розглянемо більш детально основні особливості термобаричного процесу в свердловині під час видобутку вуглеводнів.

1. Стан флюїду в пласті зумовлюється перш за все його первісними термобаричними параметрами. Оскільки основою флюїду газо-

конденсатних родовищ є метан, то саме за його здатністю утворювати розчини з різними фракціями вуглеводнів (при пластових термобаричних параметрах) та їх наявністю в пласті визначають первинний стан “нуль газу” в пласті.

При певних значеннях статичної температури, тиску та складу флюїду є можливість не тільки визначати запаси окремих фракцій флюїду, прогнозувати динаміку їх вилучення разом з метаном, а й визначати динаміку вмісту цих фракцій у флюїді в період розробки родовища. Навіть незначна зміна поведінки однієї фракції в продукції в експлуатаційних свердловинах може призвести до ускладнень в НКТ.

Найкраще поведінка суміші вуглеводнів розглядається при максимальному вмісті метану та максимальних термобаричних параметрах, коли розчинність метану у більш важких фракціях максимальна [2]. Тобто, на початку експлуатації родовища в пласті знаходиться найбільш суха та однорідна вуглеводнева суміш, яка містить максимум енергії (або ентальпії) та має максимальну здатність розчинювати органічні та неорганічні домішки, зокрема, воду, солі, вуглеводні та ін. Важливою особливістю “нуль газу” в пласті є також те, що він являє собою газову суміш певною мірою в однорідному та стабільному стані. Тобто процеси випаровування та конденсації взаємно збалансовані та врівноважені. Таким чином, у нашому випадку “нуль газ” пласта – це метан та більш важкі фракції, що насичені метаном настільки, як це дозволяють термобаричні умови його залягання та присутність цих фракцій в місці утворення вуглеводневої суміші.

2. Термобаричні зони, через які проходить флюїд на шляху “пласт – гирло свердловини”, умовно розділяють таким чином:

– зона фільтра;

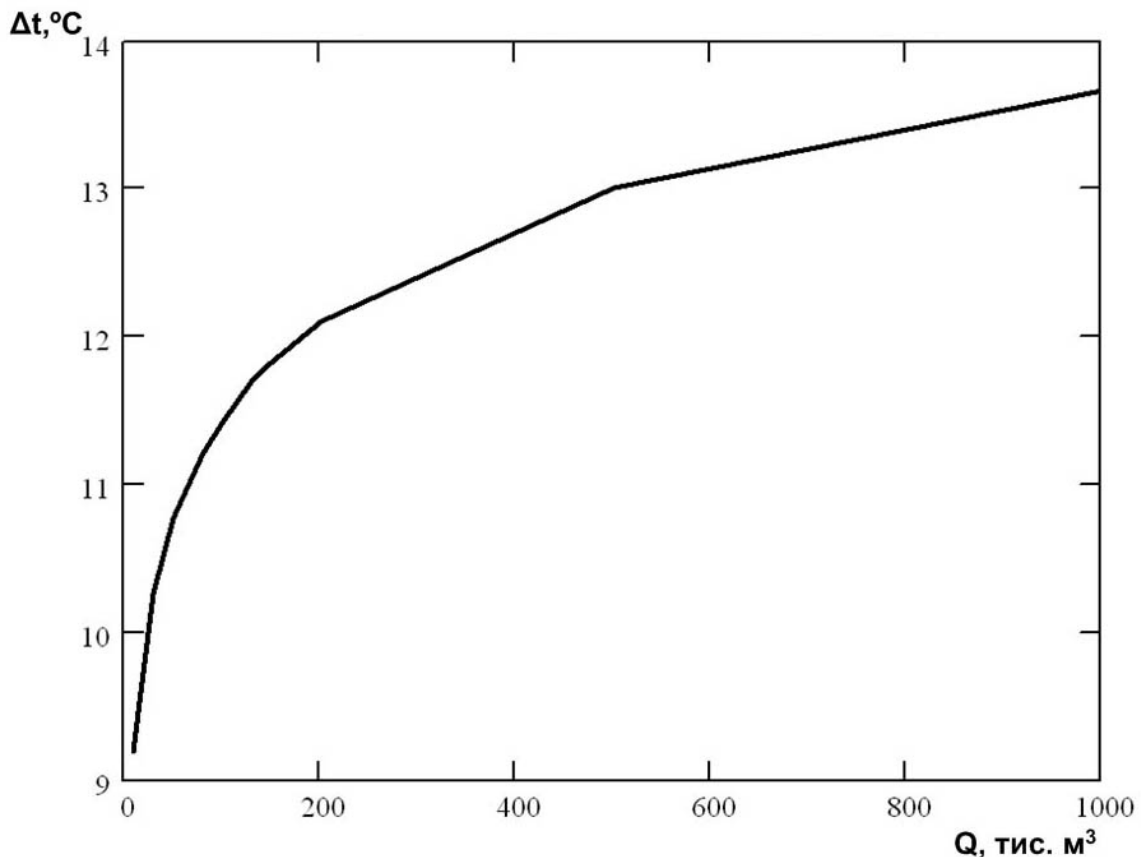


Рисунок 1 — Графік залежності перепаду температури в пласті під час роботи свердловини Δt від її дебіту Q

- зона прогріву та відновлення параметрів флюїду;
- зона стабілізації параметрів флюїду;
- зона зниження термобаричних параметрів флюїду;
- зони фазових переходів складових флюїду та утворення аварійних ситуацій.

2.1. Зона фільтра свердловини розташована безпосередньо у зоні пласта (від меж контура живлення свердловини до перфорованої ділянки НКТ) характеризується інтенсивним дросель-ефектом, який зумовлений зниженням тиску та температури [3]

$$\Delta t = t_{nl} - t_e = D_i \times (P_{nl} - P_e) \times \frac{\lg \left[1 + \frac{G \times C_p \times T}{\pi \times H \times C_n \times (R_c)^2} \right]}{\lg \left[\frac{R_k}{R_c} \right]}, \quad (1)$$

- де: t_{nl} – температура флюїду в пласті;
 t_e – температура флюїду на вибої свердловини;
 P_{nl} – тиск флюїду в пласті;
 P_e – тиск флюїду на вибої свердловини;
 G – дебіт свердловини;
 C_p – теплоємність флюїду;
 T – термін роботи свердловини;
 H – перфорована потужність пласта;
 C_n – теплоємність порід зовні свердловини;

- R_c – радіус свердловини;
- R_k – радіус контур живлення.

Розрахунки свідчать, що падіння температури на вибої залежно від дебіту свердловини в середньому коливається від 10 до 12°C. Тобто, процес конденсації фракцій починається вже у присвердловинній зоні і навіть у депресійній воронці пласта (рис. 1).

Враховуючи те, що найвищі вуглеводні конденсуються у першу чергу, можливо припустити, що саме у присвердловинній зоні їх випадає найбільша кількість, тим самим зменшуючи з часом проникливість пласта.

2.2. Зона прогріву та відновлення параметрів флюїду розташована на ділянці від вибою свердловини до місця зупинки прогріву потоку та відрізняється тим, що завдяки:

- певній рівномірності геотермічного градієнту гірських порід;
 - температурі породи поза свердловиною, вищій ніж температура газу в НКТ [4] (при градієнті 0,015-0,09°C/м та Δt=10-12°C – ця зона може сягати від 100 метрів до 800 метрів);
 - різкому «гальмуванню» потоку та конденсації термобаричних параметрів рух флюїду в цій зоні характеризується частковим відновленням (підвищенням) тиску і температури.
- Довжина цієї зони та кінцева температура перш за все залежать від дебіту свердловини, температури газу в пласті та на вибої, а також геологічної будови розрізу свердловини.

Крім того, починаючи з цієї ділянки, слід звертати увагу не тільки на інерцію випадіння фракцій, а й на процеси їх випаровування. Адже процес відновлення термобаричних параметрів флюїду проходить на межі фазових переходів окремих фракцій. За таких умов можливе їх часткове ретроградне випаровування. Такі зони можуть стати причиною утворення “теплих” сольових та глино-піщаних відкладень.

Наприклад, часткове відновлення термобаричних параметрів газу в зоні прогріву ($\Delta t=5-8^{\circ}\text{C}$, $\Delta P=10-12$ кгс/см²) вже не в змозі повернути в парову фазу вищі вуглеводні (більшість яких відфільтрувалася в пласті), але може стати причиною ретроградного випаровування частки рідинних домішок більш легких фракцій та води. Це може стати причиною підвищення мінералізації вільної води та підвищення густини розчинів механічних складових флюїду. З часом за певних умов такі процеси можуть призвести до утворення сольових та піщаних пробок в радіусі 200-1000 метрів від вибою свердловини.

2.3. Розташування зони стабілізації термобаричних параметрів флюїду також залежить від дебіту свердловини, температури газу на вибої та геологічного розрізу свердловини.

Зону стабілізації перш за все характеризує уповільнення та повна зупинка всіх процесів відновлення термобаричних параметрів флюїду, а також врівноваження процесів взаємних фазових переходів (газ-рідина-гідрат) основних складових флюїду.

Поведінка флюїду в цій зоні більш нагадує полум'я свічки з тією лише різницею, що стабільність термобаричних процесів забезпечується не потужністю випромінювання плазми, а тепловим потоком, що утворюється при певному тиску, дебіті та геотермічному градієнті.

Слід зауважити, що суттєвий вплив на довжину цієї зони спричиняє здатність підземного обладнання свердловини (НКТ, обсадна колона) поглинати (пропускати та відбивати) теплове випромінювання флюїду, знімати тепло флюїду через теплопровідність і конвекцію та віддавати це тепло гірській породі зовні свердловини. Ці так звані теплові втрати та динаміка зміни тиску визначають спроможність свердловини підіймати до устя певну кількість фракцій – домішків флюїду в найбільш вигідній газовій фазі.

2.4. Зона зниження термобаричних параметрів флюїду завершує шлях флюїду до устя свердловини. В цій зоні флюїд вже не спроможний компенсувати падіння своїх термобаричних параметрів до рівнів початків фазових переходів. Тепер все залежить від складу самого флюїду, інтенсивності фазових переходів та відстані від початку фазового переходу до гирла або аварійної ділянки.

Процес політропного розширення газової суміші при якому $P^k V^k = \text{const}$ супроводжується не тільки роботою розширення газу, а й втратами енергії на подолання гідродинамічного опору НКТ, втратами на вихроутворення, аеро-

динамічними і тепловими втратами від перепаду температур між газовою сумішшю та породою зовні експлуатаційної колони.

2.5. Також можна визначити зони інтенсивних фазових переходів однієї чи групи складових флюїду, що характерні для певних термобаричних параметрів флюїду, дебіту свердловини та для певної ділянки НКТ (залежно від геологічного розрізу свердловини).

Такі зони при певній стабільності існування можуть призвести до накопичення негативного ефекту та утворення ускладнень в роботі свердловини.

Таким чином одним із шляхів оптимізації термобаричних умов відбору газу з пласта є зниження термічних втрат, адже більшість енергетичних втрат під час руху газу в свердловині та шлейфі – це саме теплові втрати, які безпосередньо впливають на поведінку складових флюїду.

Слід звернути увагу, що за необхідності коригування тиску в свердловині здебільшого достатньо підкоригувати режим відбору газу, а з тепловими втратами справа дещо складніша.

Так, наприклад, за даними дослідження свердловини №10 Кобзівського ГКР пластова температура флюїду становить 80°C , а на вході до УПГ вона становить вже $3-12^{\circ}\text{C}$ (температура ґрунту).

В свердловині № 24 Кобзівського ГКР пластова температура флюїду становить 86°C , а на вході до УПГ вона становить вже $22-30^{\circ}\text{C}$. Таким чином, фактичне зниження температури становить в першому випадку близько 70°C , а в другому 60°C .

При адіабатичному процесі

$$p \times v^k = \text{const} \quad (\text{при } k=1,314) \quad (2)$$

$$t_2 = t_1 \times \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^k, \quad (3)$$

де k – коефіцієнт адіабати;

Якщо підставити в формулу $T_1=359$ (на вибої), $P_1=319$ кгс/см² (на вибої) $P_2=295$ кгс/см² (на гирлі), то отримаємо $T_2=324$ К (51°C), фактично же при політропному процесі на гирлі свердловини № 24 маємо лише $40-41^{\circ}\text{C}$, а на вході до УПГ лише $22-26^{\circ}\text{C}$. Теплові втрати очевидні. І це на свердловині, яка дає 300 тис. м³/добу. А якщо дебіт свердловини 20 тис. м³/добу (як у свердловини №10), то температура газу майже дорівнює температурі ґрунту вже на усті свердловини ($T_2=13-14^{\circ}\text{C}$).

Розглянемо процес руху флюїду в присвердловинній зоні пласта та в підземному обладнанні свердловини.

На рис. 2 зображено процес руху флюїду в підземному обладнанні свердловини у вигляді епюр ентальпій.

В пласті флюїд має початкові параметри $P_{пл}$ та $i_{пл}$. Під час відбору в зоні фільтра, рухаючись крізь породу (від точки 1 до точки 2), флюїд втрачає частину своєї енергії Δh_f внаслідок дроселювання і опиняється при знижених параметрах $T_{виб}$, $P_{виб}$ та $i_{виб}$. Рух флюїду від точки 2 до точки 3 відображає процес відновлення

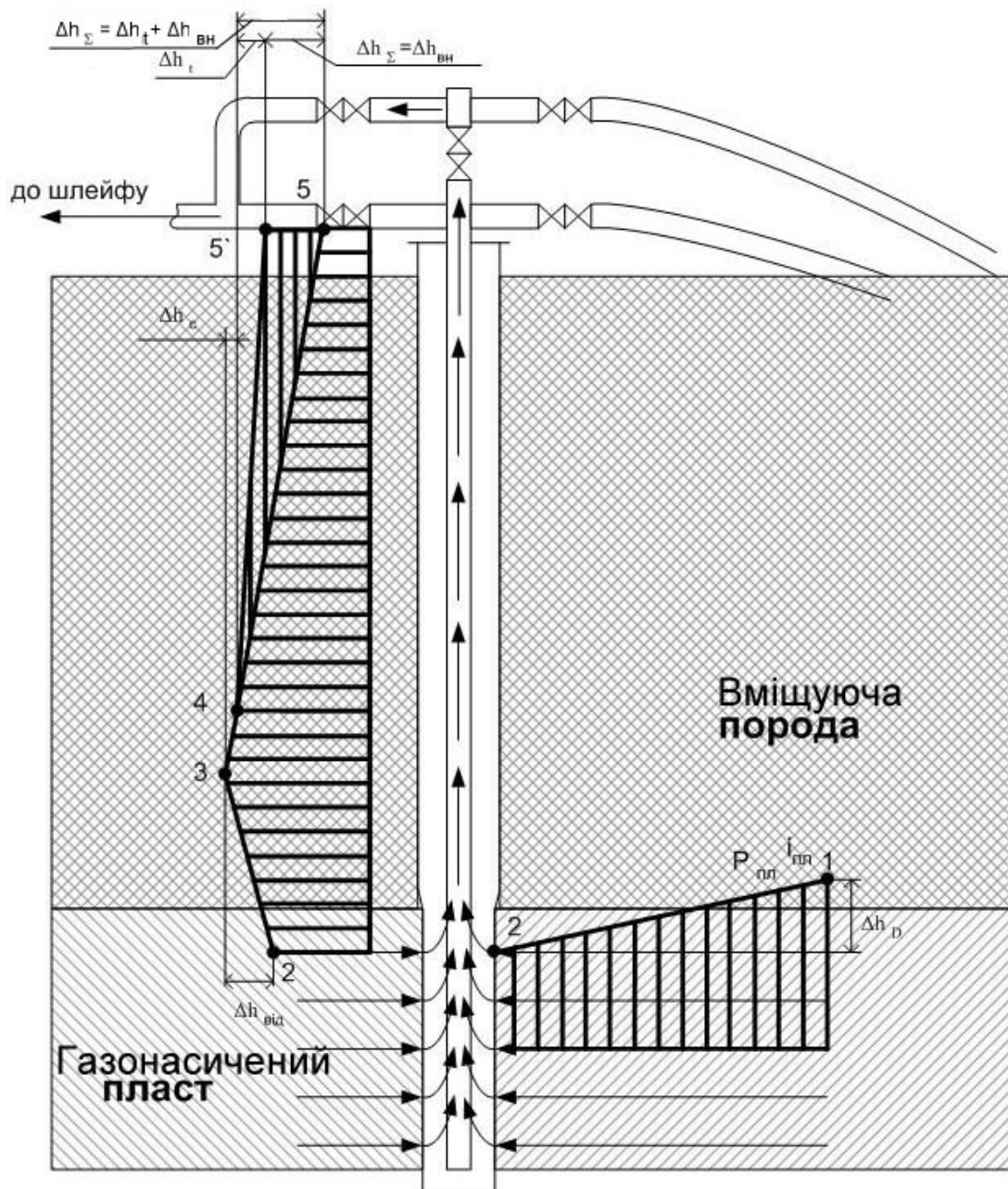


Рисунок 2 — Процес руху флюїду в присвердловинній зоні пласта та в підземному обладнанні свердловини

- Точка 1** – флюїд знаходиться при початкових термобаричних параметрах у пласті $T_{пл}, P_{пл}, i_{пл}$;
- Точка 2** – флюїд пройшов зону фільтра, його параметри $T_{виб}, P_{виб}, i_{виб}$ – флюїд втратив свою енергію $\Delta h_D = i_{пл} + i_{виб}$ за рахунок дроселювання;
- Точка 3** – флюїд пройшов зону "прогріву", його параметри T_p, P_p, i_p – флюїд частково відновив свою енергію $\Delta h_{від} = i_{пл} + i_{від}$ за рахунок прогріву після дроселювання від теплої "породи";
- Точка 4** – флюїд пройшов зону "стабілізації", його параметри T_c, P_c, i_c – флюїд частково втратив свою енергію $\Delta h_c = i_{від} - i_c$ (відбулася компенсація теплообміну з більш холодною "породою" та політропного розширення за рахунок енергії флюїду);
- Точка 5** – флюїд пройшов зону "зниження термобаричних параметрів", його параметри T_y, P_y, i_y – флюїд втратив свою енергію $\Delta h_\Sigma = i_c - i_y = \Delta h_t + \Delta h_{вн}$ за рахунок теплообміну флюїду з більш холодною "породою" та відбування внутрішніх енерговитратних процесів (політропне розширення, вихроутворення та ін.);
- Точка 5'** – флюїд пройшов зону "зниження термобаричних параметрів", його параметри T_y, P_y, i_y – флюїд втратив свою енергію $\Delta h_\Sigma = i_c - i_y = \Delta h_{вн}$ за рахунок відбування внутрішніх енерговитратних процесів (політропне розширення, вихроутворення та ін.), $\Delta h_t = 0$ через проведення термоізоляції НКТ.

термобаричних параметрів $\Delta h_{\text{від}}$ флюїду в зоні «прогріву», за рахунок гальмування потоку та отримання додаткового тепла від породи зовні свердловини (параметри $T_{\text{виб}}$, $P_{\text{виб}}$ та $i_{\text{виб}}$). Після відновлення відбувається період часткової стабілізації термобаричних параметрів флюїду (від точки 3 до точки 4). На цьому етапі внутрішні процеси флюїду, що проходять з падінням термобаричних параметрів (гідроопір, вихроутворення, дроселювання при пробкоутворенні та інш.) частково компенсуються тепловим потоком флюїду. На ділянці від положення 4 до положення 5 втрати енергії флюїду проходять від некомпенсованого теплообміну з породою зовні свердловини та за рахунок внутрішніх процесів ($\Delta h_{\Sigma} = \Delta h_t + \Delta h_{\text{вн}}$).

Якщо внутрішньої енергії флюїду та дебіту свердловини недостатньо для компенсації теплових втрат, то на гирлі свердловини його температура майже не відрізняється від температури ґрунту біля поверхні землі. Чим більший дебіт свердловини і внутрішня енергія флюїду, тим сильніше відрізняється температура газу від температури ґрунту, тим менша інтенсивність процесів конденсації складових флюїду в НКТ.

Заходи зі зниження теплових втрат доцільно проводити на ділянках в точках 4, або 3 (залежно від довжини ділянок та інтенсивності втрат ентальпії Δh). Одним з таких заходів може бути, наприклад, термоізоляція затрубного простору свердловин. В цьому випадку, при $\Delta h_t = 0$, процес руху флюїду в підземному обладнанні свердловини припиниться на її усті 2 (рис. 2).

Слід зауважити, що ентальпія $e = u + A \times P \times v$ [5] – це функція внутрішньої енергії u та потенційної енергії тиску $A \times P \times v$, тому вона безпосередньо залежить від початкової t_1 та кінцевої t_2 температур процесу. А якщо розглядати НКТ, як великий теплообмінник, то стає зрозуміло, що основні витрати енергії флюїду йдуть на тепловіддачу та роботу розширення газу, за виключенням незначних аерота гідродинамічних втрат. При цьому частина енергії цих втрат та тепла енергія конденсації фракцій в НКТ також йдуть на підвищення температури флюїду, тобто його внутрішньої енергії u .

За законом тепловіддачі [6]

$$Q = \alpha \times F(t_1 - t_2), \quad (4)$$

де: Q – енергія тепловіддачі свердловини (а саме загальна енергія теплових втрат),

α – коефіцієнт тепловіддачі;

F – площа теплообміну (в нашому випадку площа експлуатаційної чи обсадної колони свердловини);

t_1 – температура флюїду;

t_2 – температура породи зовні свердловини.

З формули можна визначити, що основним напрямком зменшення теплових втрат в свердловині є зменшення загального коефіцієнта тепловіддачі свердловини. Причому найбільш ефективним це буде саме в зоні “охолодження” флюїду.

Відомі такі способи зменшення теплових втрат в свердловині:

– збільшення діаметра НКТ [7] (використовується для свердловин із значними дебітами 2-3 млн. м³, зменшує коефіцієнт гідродинамічного опору та не впливає безпосередньо на теплопередачу від стовбуру свердловини до породи зовні свердловини);

– використання обсадних колон з високим термічним опором [7] (дуже трудомісткий та дорогий спосіб, вимагає додаткового часу та обладнання, довжина спеціальної обсадної колони обмежується умовами міцності та не перевищує 800-1000 метрів);

– організація циркуляції гарячого теплоносія в міжколонному просторі [7] (дуже дорогий та енергоємний спосіб, який вимагає додатково обладнання, постійного контролю та обслуговування, при цьому не забезпечує оптимізації термічних процесів в колоні НКТ, оскільки при будь-яких режимах можливий «перегрів» та «недогрів» певних зон НКТ, теплоносії подають до глибини 500-600 метрів);

– вибірні нагрівачі:

- а) електричні;
- б) трифазні;
- в) дросельні;
- г) вогневі.

Усі вони потребують додаткового обладнання, додаткових енергоресурсів та додаткового обслуговування.

Перелічені заходи використовуються для запобігання теплових втрат на свердловинах в зонах вічної мерзлоти (Росія) та у випадках коли це економічно доцільно (при значних дебітах від 0,5 млн. м³ і вище). Але вартість цих робіт настільки висока, що робить їх недоцільними для свердловин з невеликим дебітом, які експлуатуються в Україні, особливо на старих виснажених родовищах.

Одним із шляхів вирішення проблеми теплових втрат в свердловині є нанесення термоізоляційного шару на зовнішню поверхню НКТ та на внутрішню поверхню експлуатаційної колони. Запропонований спосіб [8] дає змогу пасивним образом знизити теплові втрати у стовбурі свердловини та запобігти багатьом негативним явищам в НКТ свердловин. Посилення теплоізоляційного ефекту можливе за рахунок зниження тиску в затрубному просторі НКТ шляхом установа на вибої свердловини пакера та коригуванням тиску в затрубному просторі від пластового до атмосферного [9]. Це дасть змогу не тільки знизити втрати тепла з тепловим випромінюванням, а й теплопередачу шляхом конвекції газу в затрубному просторі НКТ, досягнувши таким чином ефекту “термосу”. Слід зауважити, що пластова температура може сягати 100-120°C і вище, що при певних умовах (високий дебіт, незначна глибина свердловини, “тепла” геологічна будова родовища, короткий шлейф) може призвести до перегріву і виходу з ладу фонтанної арматури на усті свердловини, руйнування антикорозійного покриття шлейфів, погіршення умов сепарації газу. Тому в запропонованому способі [9] передбачено

коригування тиску в затрубному просторі свердловин, а відтілю і інтенсивності конвекції та теплообміну “свердловина – порода зовні свердловини”).

Слід зауважити, що теплові втрати не зникають просто в небуття, вони поглинаються гірськими породами зовні свердловини, і там, де тепловий перепад найбільший, теплові перетоки відповідно максимальні. Багаторічні теплові перетоки при певних умовах можуть мати значні екологічні наслідки.

Оптимізація теплових потоків-втрат через підземне обладнання свердловин дасть змогу зменшити час їх перебування в стані бездіючого фонду, підвищити видобуток газу та конденсату, суттєво зменшити витрати на обслуговування свердловин (поточні та капітальні ремонти, інтенсифікацію та інгібування), збільшити термін корисної експлуатації свердловин, збільшити глибину вилучення конденсату та підвищити екологічність видобутку газу загалом.

Література

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996.

2. Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа. – М.: Недра, 1983. – 192 с.

3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева. – М.: Недра, 1980.

4. Требин Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. – М.: Недра, 1976. – 367 с.

5. Швец И.Т., Толубинский В.И., Кираковский Н.Ф. Общая теплотехника. – К., 1963. – 562 с.

6. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1971. – 784с.

7. Дегтярев Б.В., Лутошкин Г.С., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах севера. – М.: Недра, 1969. – 126 с.

8. Спосіб запобігання гідратним і сольовим утворенням та корозії в насосно-компресорних трубах і шлейфах. – Патент України на корисну модель № 10974, опубл. 15.12.2005.

9. Процес регулювання температури газу на усті свердловини. – Заявка видачу патенту на корисну модель № u200510972, дата подання 21.11.05.

УДК 621.512.004.17

ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ТА ВИБІР СТРАТЕГІЇ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОМОТОКОМПРЕСОРІВ МК-8М НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ АВС

¹Б.В.Копей, ²Ю.О., Бобошко, ³В.В.Костів, ¹Т.В.Міщук

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353
e-mail: koreyb@nung.edu.ua

²ДК „Укргазвидобування”², 04053, Київ, вул. Кудрявська, 26/28,
e-mail: bobosho@gasdob.com.ua

³Богородчанське виробниче управління підземного зберігання газу,
77700, Івано-Франківська обл., с.м.т. Богородчани

Рассматривается методика определения показателей надежности и ресурса газомотокомпрессоров, которые подвергаются износу и выходу из строя. Определены вероятность безотказной работы, интенсивность отказов, средний ресурс и произведен выбор стратегии технического обслуживания газомотокомпрессоров МК-8М на основе анализа АВС.

The method of determination of reliability indexes and resource of gasmotocompressors which are subjected to the wear and failure is examined. The probability of faultless work, intensity of failures, middle resource and strategy of the technical service gasmotocompressors МК-8М on the basis of the АВС analysis are proposed.

Основою правильної експлуатації газомотокомпресорів (ГМК) є планове забезпечення їх регламентними технічними обслуговуванням та ремонтом, які б включали або зводили до мінімуму можливість раптових відмов та вимушених простоїв компресора [1, 2].

Для оцінки надійності та розробки стратегії технічного обслуговування та ремонтів ГМК проведено аналіз АВС на основі закону Парето статистичних даних по відмовах, зібраних на Богородчанському виробничому управлінні