

УДК 622.691.4

Романова В.В., аспірант, Сафаа Тхарват, аспірант

Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"

ОЦІНКА ВПЛИВУ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ ДІЮЧОГО ФОНДУ СВЕРДЛОВИН І НАЗЕМНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ НА ОБСЯГИ ВИДОБУТКУ

Ключові слова: розвантаження свердловини, оптимізація робочого тиску, фізичне моделювання, вузловий аналіз, протитиск.

Актуальність роботи. Попри високий ступінь виснаження існуючих великих видобувних областей Україна нарощує видобуток природного та нафтового газу. Досягти цього можливо за рахунок вкладення в розробку нових родовищ і залучення нових технологій, а також в підвищення як продуктивності існуючих великих родовищ, так і активності у сфері пошуку та розвідки нових газових родовищ, впровадження технологій та інвестицій для глибокого буріння (більше 6 км нижче поверхні землі) та гідрозривів пласта.

Вищезгаданий перелік заходів, спрямованих на підвищення вуглеводневіддачі є комплексним і пов'язаним із геологією родовищ, але фактично за своєю суттю передбачає збільшення темпу відбору газу з родовищ.

Іншим потужним заходом, спрямованим на підвищення обсягів вилучення вуглеводнів є оптимізація робочих тисків на гирлі свердловин. Цим заходом передбачено зниження робочого тиску на гирлі свердловин шляхом введення в експлуатацію ДКС для компримування низьконапірного газу [1] і зниження гідравлічного опору газозбірної системи. Для кожного з родовищ вплив зниження робочого тиску на гирлі свердловин буде різним, як і реакція родовища на зниження робочого. Саме тому комплексна оцінка впливу зниження робочого тиску для родовищ на завершальній стадії експлуатації є доволі актуальною. Питання раціонального розміщення основних газопромислових об'єктів та комунікацій розглядається в основному під час облаштування родовища [2]. Для родовищ, що в світовій практиці отримали класифікацію "mature" (зрілі родовища, що розробляються достатньо довгий період) і до яких можна віднести понад 90 % українських родовищ, питання раціонального розміщення основних споруд слід розглядати з точки зору оптимізації системи промислового збору, транспортування та підготовки природного газу [3]. Воно буде оптимальним, якщо досягається мінімум приведених затрат при максимальному прибутку, який отримується за рахунок реалізації товарного газу при максимальному коефіцієнті газовилучення. На завершальній стадії розробки все більшого впливу набуває гідравлічний стан газозбірних систем внаслідок появи і постійної динаміки рідинних забруднень в порожнині газопроводів [4], тому його вплив слід оцінювати під час розробки проектів подальшої експлуатації родовищ на розподіл робочого тиску, так і шукати резерви його зменшення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Українські розробники в питанні оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в умовах низьких робочих тисків [5] зосереджуються виключно на питанні наближенні компресорної установки до гирла свердловини, оперуючи більш технологічними параметрами роботи компресорів, схемами їх роботи і фактичними даних зростання видобутку для окремих свердловин і зміною

тиску на УКПГ. Результатом роботи є можливість вибору системи роботи компресорів як для утилізації низьконапірних газів з установок, так і для покращення роботи свердловин, що фактично є частиною загальновідомого методу компресії для виснажених родовищ і підтверджує можливість експлуатації свердловин на низьких робочих тисках із отриманням позитивного ефекту.

Більш системний підхід до роботи родовищ виконано авторами [6] на прикладі свердловин Юліївського і Наріжнрянського ГКР, в який представлено технічні рішення, що стосуються як обробки вибою свердловин, так і заміни наземної інфраструктури і підвищення ефективності роботи внутрішньопромислових газопроводів. Робота показує, що такий комплексний підхід дозволяє збільшити видобуток газу, але викладена як констатація факту розробки різних технічних рішень, що є загальновідомими, без оцінки впливу одного заходу на інших і конкретизації, який саме ефект від їх впровадження був отриманий.

Проблеми оптимізації роботи свердловин розкрито також і для третинних методів підвищення вилучення вуглеводнів з пласта із закачуванням інертних і кислих газів і подальшим витісненням рідини з вибою свердловин (газліфт) або для підтримання пластового тиску на рівні вищому за тиск конденсації рідких вуглеводнів [7]. В цій роботі автори більше сконцентрувались на виборі оптимальних об'ємів закачування газу для забезпечення якісних параметрів його кондиції після підйому на поверхню і підготовки, що можна розглядати як частину оптимізації роботи свердловин механізованими способами (artificial lift).

Розроблена комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ [8]. Вона включає нагнітання в родовище через систему нагнітальних свердловин запропонованих витіснювальних агентів, витіснення ними з пористого середовища до видобувних свердловин сконденсованих вуглеводнів і пластового газу, обробку привибійних зон видобувних свердловин запропонованими робочими розчинами для зменшення насиченості пористого середовища сконденсованими вуглеводнями та інтенсифікації припливу газоконденсатної суміші до свердловин і використання запропонованих методів забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин з високим вмістом рідини у пластовій продукції. Однак технологія стосується в першу чергу роботи привибійної зони і направлена на зменшення скін-фактору без врахування відгуку як ліфтової (вертикальної частини), так і газозбірної системи.

Системний аналіз видобутку газу по Шебелинському ГКР зроблено в роботі [9], однозначною перевагою якої є можливість прослідкувати тенденцію зменшення обсягів видобутку газу при падінні пластових тисків і відстежити можливість стабілізації видобутку газу при впровадженні різних заходів оптимізації роботи наземної інфраструктури родовища. Робота посиляється на комплексний підхід, але не висвітлює питання взаємозв'язку в режимах роботи свердловин і системи газозбірних колекторів, посиляючись лише на зміну робочих тисків на гирлі свердловин родовищ.

Порівняння фактичних і проектних показників розробки із оцінкою відгуку роботи родовища в цілому на зміну робочих тисків для Шебелинської та Сфремівської груп ГКР представлено в роботі [10], в якій, на основі фактичних даних, доведено, що зниження робочого тиску дозволяє видобути більше газу, ніж це передбачено проектом розробки. Положення цієї роботи використано в методі прогнозування режимів роботи родовищ, що працюють на виснаження [11], що за своєю суттю є впровадженим алгоритмом, викладеним в [12] із використанням математичного апарату MathCad.

Оцінку впливу роботи системи магістрального транспортування газу на режими роботи родовищ оцінено в праці [13], де знову ж показано, що теоретично видобуток

може зрости на 15 %, але не враховано, яким чином відреагують свердловини родовища на такий захід, як і не надано розрахунок яким чином знизиться робочий тиск на гирлах свердловин, враховуючи всі наземні ланки системи.

Аналіз наявних літературних джерел яскраво показує, що кожне із проблемних питань щодо збільшення видобутку газу з родовищ, що працюють на виснаження, оперуючи діючим фондом свердловин вирішує питання без взаємозв'язки із іншими, тобто виключає можливість оцінки впливу роботи однієї системи на роботу іншої.

Найбільш повно аналіз роботи системи вибій свердловини – ЦГП можливо дослідити за вузловим аналізом, який фактично назвали тихою революцією в нафтогазовій інженерії в галузі прогнозування режимів роботи. Де би не знаходився вузол, дві основні граничні умови мають виконуватись:

- об'єми вхідного і вихідного потоку мають бути рівні, і описуватись кривими притоку і відтоку;
- у вузловій точці діє лише одне значення тиску в точці перетину кривих притоку і відтоку, при якому обсяги цих потоків рівні.

Саме ця точка перетину і є вирішенням завдання, що задовольняє обом граничним умовам по тиску і дебітам [14].

Розширення застосування вузлового аналізу по окремих свердловинах на більш складні системи розпочато з 1971 р., коли вперше було пов'язано моделі пласта і наземної інфраструктури з метою отримання адекватних рішень по газозбірній системі родовища, що стало базою для наступних технічних рішень [15].

Мета роботи. Метою цієї роботи сформульовано як оцінку ефективності проведення вузлового аналізу під час планування геолого-технічних заходів для родовищ, що знаходяться на завершальній стадії експлуатації.

Викладання основного матеріалу статті. Аналіз діючих правил розробки нафтових і газових родовищ [16] дає змогу ввести поділити геолого-технологічних заходи (далі – ГТЗ) на дві категорії: з підтримання базового видобутку та нарощування видобутку вуглеводнів відповідно.

До геолого-технологічних заходів з підтримання базового видобутку відносяться:

- поточний (превентивний) ремонт базового фонду свердловин;
- оптимізація гирлових тисків та наземної інфраструктури;
- селективні водоізоляційні роботи;
- долучення продуктивних горизонтів в межах одного експлуатаційного об'єкту;
- повторне розкриття продуктивних горизонтів;
- оптимізація експлуатації свердловин (обробка поверхно-активними речовинами (далі – ПАР) та розчинником, використання колтубінгових установок, продувки свердловин, зміна способу експлуатації свердловин, промивки насосно-компресорних труб (далі – НКТ) та вибою свердловин тощо).

Весь ефект, отриманий від виконання вищеперелічених ГТЗ з підтримки базового видобутку, в розрахунках є складовою частиною базового видобутку вуглеводнів.

До геолого-технологічних заходів з метою отримання додаткового видобутку вуглеводнів відносяться:

- буріння свердловин;
- забурювання бокових стовбурів свердловин (далі – ЗБС);
- капітальний ремонт свердловин;

- гідророзрив пласта;
- обробка приви́бійної зони свердловини (далі – ОПЗ).

З урахуванням ГТЗ з нарощування видобутку, додатковий видобуток вуглеводневої сировини може бути отриманим шляхом:

- введення в експлуатацію нових свердловин;
- поглиблення існуючих свердловин;
- переходу на інший пласт (переведення свердловин на інші горизонти) чи в іншу точку пласта (забурка бокового стовбуру);
- відновлення роботи свердловин, які знаходились в довготривалій бездії;
- відновлення ліквідованих раніше свердловин;
- введення свердловин, які раніше видобували інший вид продукції;
- введення свердловин в експлуатацію з інших категорій непрацюючого фонду (спостережні, нагнітальні, в консервації, в очікуванні ліквідації);
- збільшення зони дренажу свердловини за рахунок більшого розкриття природних чи створення штучних тріщин в пласті;
- обробки приви́бійної зони пласта з метою покращення фільтраційних властивостей пласта (кислотні обробки, комплексні обробки тощо).

Слід зазначити, що введення нової свердловини має пріоритетне значення над всіма іншими видами геолого-технологічних заходів. Пріоритетність всіх інших видів ГТЗ визначається в кожному окремому випадку в залежності від мети робіт, які плануються на свердловині.

Така систематизація дає можливість класифікувати геолого-технічні заходи за діючим фондом наявних свердловин, на яких фактично відбувається підтримання базового видобутку, та бездіючими і проектними свердловинами, де видобуток може бути нарощений (див. табл. 1).

Таблиця 1 – Класифікація геолого-технічних заходів для загального нарощування видобутку газу

Назва фонду	Діючий фонд свердловин на початок поточного року експлуатації (в т.ч. свердловини в простій до 1 місяця)	Бездіючий фонд і фонд проектних свердловин
Мета заходу	Підтримання базового видобутку (недопущення його падіння)	Отримання додаткового видобутку газу
Заходи	Поточний ремонт свердловин (в т.ч. водоізоляційні роботи, долучення продуктивних горизонтів, повторне розкриття, інтенсифікація роботи свердловин) оптимізація робочих тисків і наземної інфраструктури	Буріння нових свердловин, капітальний ремонт свердловин із гідророзривом пласта або забурюванням бокових стовбурів

В кількісному вимірі для найбільш потужної газовидобувної кампанії України така класифікація представлена на рисунку 1, з якого видно, що вплив на роботу зони

«вибій – УКПГ» становить 17 % від загального додаткового видобутку кампанії. Задачею цієї дисертаційної роботи буде пошук шляхів нарощування цього показника за рахунок оптимізації роботи наземної інфраструктури і проведення поточних ремонтів свердловин із видаленням рідини з їх вибою.

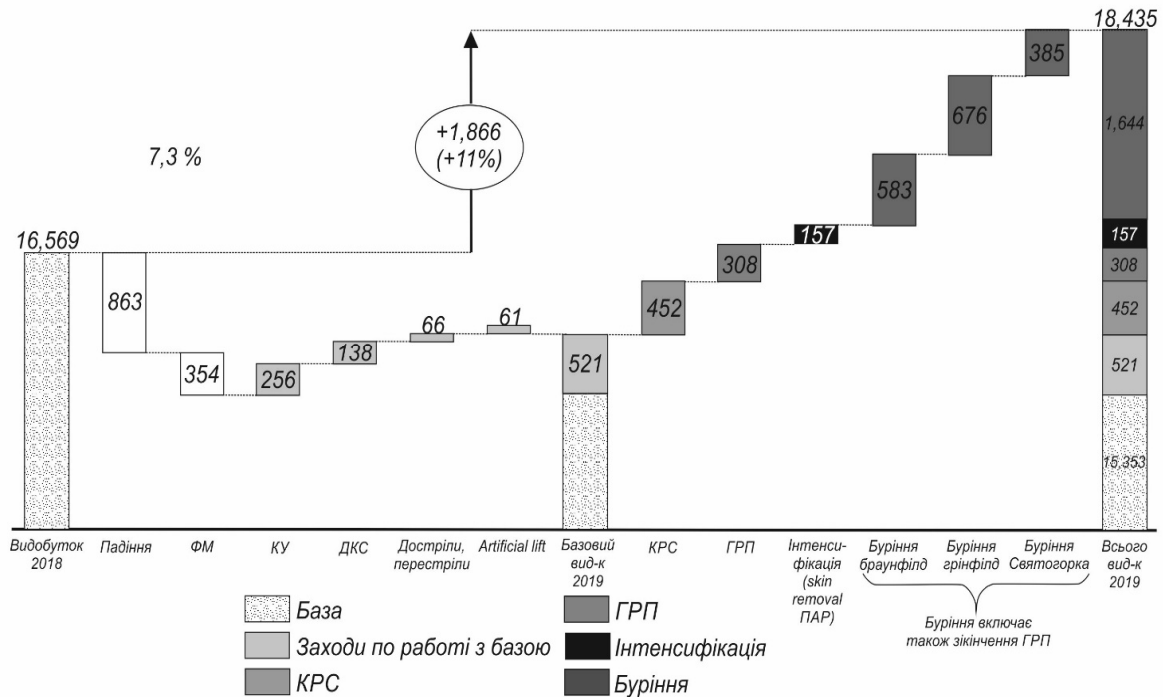


Рисунок 1 – Кількісна структура геолого-технічних заходів, спрямованих на нарощування видобутку

Отже як впливає з аналізу оптимізація роботи наявного фонду свердловин є важливою задачею, тому потребує суттєвого системного аналізу науково-технічної інформації, яка на даний момент є суттєво розрізною і потребує систематизації в частині комплексного підходу як до поточного ремонту свердловин, так і оптимізації робочих тисків.

Новою рисою комплексного підходу стає впровадження комерційного програмного забезпечення, що дозволяє об'єднати окремі моделі пластів, трубопроводів, ГЗП та ЦГП та економічні показники з метою отримання оптимального рішення. Такий комплексний підхід до моделювання процесу родовища був використаний в програмному пакеті комплексу Avocet (Schlumberger), що являє собою сполучене рішення, що пов'язує пласт (програма моделювання пласта Eclipse), вибій свердловини і наземну інфраструктуру (програма аналізу системи видобутку PipeSim) з пунктом підготовки нафти і газу (програма Nysys) в єдиний простір управління розробкою родовища [17].

Моделльне середовище дозволяє графічно поєднувати результати на кожному з етапів, що забезпечить покрокове ітераційне рішення для прогнозування характеристик родовища на протязі усього циклу розробки із забезпечення виконання граничних умов на кожному із циклів розробки. Один із розрахунків визначає дебїти та тиски, що можуть бути досягнуті в пластових умовах, другий – ті самі параметри, але в системі видобутку газу. Обидва розрахунки продовжуються доти, поки дебїт і тиски в обох сполучених системах не будуть узгоджуватись (рисунок 2).

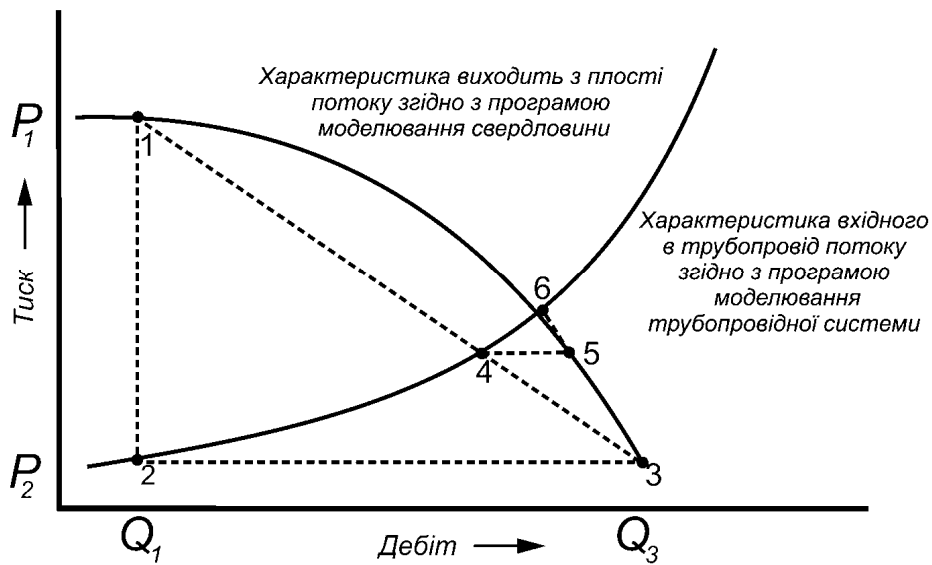


Рисунок 2 – Сполучення і узгодження системи «пласт – вибій» та «вибій – УКПГ»

Цей метод описується як метод нахилу хорд. Для моделювання роботи свердловини за допомогою цього алгоритму граничний вибійний тиск P_1 використовується в якості першого наближення для знаходження відповідного дебіту Q_1 . Величина Q_1 передається програмному моделюванню трубопроводу для розрахунку тиску на його вході P_2 , що відповідає цьому дебіту. Величина P_2 потім передається в програму моделювання пласта для визначення дебіту Q_3 , при заданому вибійному тиску. Хорда, що поєднує ці дві точки, буде відображати показник продуктивності, що експортується в програму моделювання трубопровідної мережі, де його буде використано для отримання точки 4. Цей ітераційний процес має продовжуватись доти, поки не буде досягнуто збіжності отриманих результатів в точці 6. В даній точці, вибійний тиск і дебіт з пласта є узгодженими з тисками і пропускну здатністю трубопроводів, і, відповідно, система є збалансованою і можливо переходити до розрахунків наступного кроку по тиску. Метод нахилу хорд потребує виконання великої кількості ітерацій і підходить не усім нафтогазовим родовищам, але ефективніше зв'язує показники розробки, ускладнення в роботі свердловин і зміну конфігурації наземної інфраструктури між собою, ніж розрізнені технічні рішення, проаналізовані вище.

Найважливішим момент є вибір точки сполучення систем – вузлових точок:

- для системи «пласт – вибій» це має бути вибій свердловин;
- для системи «газозбірна система–ЦГП»–груповий газозбірний пункт.

Поруч із вибором вузлової точки на збіжність результатів розрахунку впливатиме вибір обмежень на склад флюїду. Для продуктивних горизонтів, в яких вплив складу флюїду на характеристики потоку не є критичним, можливо використати трьохкомпонентну модель (як приклад – Eclipse Blackoil), яка припускає, що пласт містить три компоненти в системі: нафту, газ і воду. При наявності великої кількості важких рідких вуглеводнів, що конденсуються з газового потоку, доцільно змінити систему на мультикомпонентну.

Для складних вуглеводневих систем застосовують мультикомпонентне композиційне моделювання, що враховує поведінку флюїдів при різних тисках і температурах

відповідно до рівняння стану природного газу. Така модель може видатись найбільш відповідною для систем, що містять конденсати, легкі та важкі нафти, а також ті, що розробляються третинними методами із витісненням одного флюїду іншим флюїдом шляхом закачування газу.

Більша частина світового видобутку вуглеводнів припадає на багаточисельні родовища, що знаходяться на континентальній території і розробляються декілька десятиріч. Яскравим прикладом є Українські родовища, на яких вузловий аналіз в повній мірі ще не застосовувався, тому в цій роботі наведемо аналогове порівняння із світовою практикою, що висвітлено в роботі [18], а саме комплексі Сан-Мануель (San Manuel), що розробляється і оперується компанією PEMEX. Комплекс розміщено на перетині пагорбів в 160 км південніше Вільєрмоси (Мексика) і був введений в експлуатацію 25 років назад. Обсяг видобутку газу та нафти на ньому складає 7,9 млн. м³/добу та 2080 тис. м³/добу відповідно. Комплекс обладнано шістьма пунктами збору і підготовки вуглеводнів, на яких збирається нафта і газ з 65 експлуатаційних свердловин.

За останні роки на комплексі Сан-Мануеле стали виникати проблеми через те, що система розробки на початковому етапі проектувалась на більш високі темпи вилучення вуглеводнів з пласта, тому утворення скупчень газоконденстатів в порожнині внутрішньопромислових газопроводів стало значущою проблемою. Рельєфність траси прокладання внутрішньопромислових газопроводів, висока температура температури точок роси природного газу та низькі швидкості обумовили формування рідинних скупчень в природних пастках рідини нестабільного пробкового типу. Ці пробки чинили додатковий протитиск на попередніх ділянках системи, що знижувало дебіт за рахунок зростання робочих тисків і компанія PEMEX вимушена пропускати до 42 очисних операцій із очисними поршнями щорічно для одного трубопроводу.

Для вирішення завдання PEMEX та Schlumberger застосували комплексне рішення по симулюванню (моделюванню) режимів роботи родовища. Основною метою в такому завданні є розуміння динаміки роботи всього комплексу Сан-Мануеле, що містить діючий фонд свердловин, групові та центральні пункти збору і комплексної підготовки нафти і газу із системою внутрішньопромислових трубопроводів, і покращити його експлуатаційні характеристики. Для інтеграції окремих систем скомбіновано роботу двох програм Eclipse Petrel та PipeSim в програмному середовищі Avocet [19].

Якість результатів моделювання суттєво залежить від якості вхідних даних, які мають бути використані:

- бази даних по свердловинам родовища;
- бази даних по внутрішньопромисловим трубопроводам різного призначення, включаючи їх технічну характеристику, географічне положення і розміщення на місцевості;
- бази даних по пунктам збору і підготовки вуглеводнів
- бази даних по режимам роботи свердловин, трубопроводів і пунктам збору і підготовки газу і нафти;
- бази даних по властивостям флюїдів.

Зазначені бази даних були використані для під час моделювання дебітів свердловин із перевіркою їх збіжності за результатами контрольних замірів, що склала 5,9 % для нафтових свердловин і 1,6 % для газових. При досягнутій збіжності результатів було розроблено декілька альтернативних варіантів оптимізації скорочення витрат, усунення проблемних питань і нарощування видобутку вуглеводнів. Ці варіанти ранжувались за прибутком, зниженню затрат на видобуток вуглеводнів і витратам на їх реалізацію. За результатами динамічного моделювання був вироблений конкретний перелік

можливостей, які б можливо було реалізувати з використанням наявних ресурсів без додаткових капіталовкладень (рисунок 3).

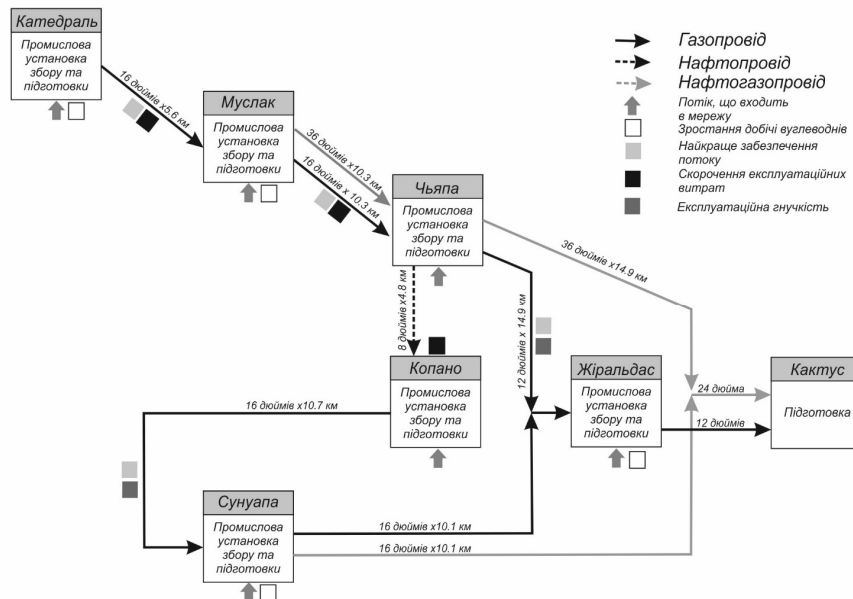


Рисунок 3 – Схема видобутку газу на комплексі Сан-Мануель

Система збору видобутої нафтогазопромислової продукції комплексу, що включає 6 установок збору та підготовки, на яких здійснюється також компримування, замір і прокачування газу і нафти, була піддана симуляційному моделюванню, в результаті якого отримано покращення, виділені червоним ромбом:

- обхід сепараторів високого тиску на установці Катедраль (Catedral);
- переведення газопроводу Dn400 на прокачування багатофазового середовища, що значно підвищило його завантаження і нівелювало необхідність частішої періодичної очистки;
- зменшення вхідного тиску на сепараторах Копано (Copano), що дало змогу знизити робочі тиски у підвідних шлейфах.

В підсумку щорічні витрати компанії знизились на 600 тис. \$США, загальний видобуток прініс додаткових 35 млн. \$США [20].

Фактично досягнуті результати вплинули лише на зниження робочого тиску на гирлі свердловин за рахунок обходу високонапірних сепараторів до 3,3 МПа, що призвело збільшення видобутку нафти на 240 м³/доба, газу – 143,0 м³/доба. Іншим комплексним моментом стала перевірка термодинамічних умов експлуатації трубопроводів із визначенням місця конденсації важких вуглеводнів по профілю тиску-температури по їх довжині, що дало змогу встановлювати дренажі для їх відведення. Розраховано, що при зниженні температури сепарації на 20 °С вилучення рідких вуглеводнів зростає на 210 м³ і скорочує частоту операцій з очистки на 90 %.

Недолік цього проекту стала концентрація розробників на моделюванні наземної інфраструктури без оцінки можливостей нарощування видобутку газу за рахунок зменшення протитиску на вибій свердловини гідростатичним стовпом рідини і оцінки їх реакції на впровадження методів механізованого видобутку.

Аналогічно, ефективність впровадження заходів по оптимізації робочих тисків свердловин оцінено після пуску нового газопроводу з Тимофіївської групи родовищ в систему МГ Глинськ – ШДК, що фактично розвантажило ДКС Солоха на 2,3 млн.

м³/добу, вивільнивши резерв вільної потужності, яку зайняла суміш газів Опішнянського, Котелевського та Зах. Березівського ГКР. Попередньо газ з цих родовищ, після попередньої підготовки на власних газозбірних пунктах (УКПГ – установках комплексної підготовки газу) подавався напрямку на комплексну промислового переробку із входнім тиском 2,4 МПа, його перенаправлення на ДКС дозволило знизити входній тиск до 1,2 МПа. Блок-схему реалізації проекту представлено на рисунку 4.

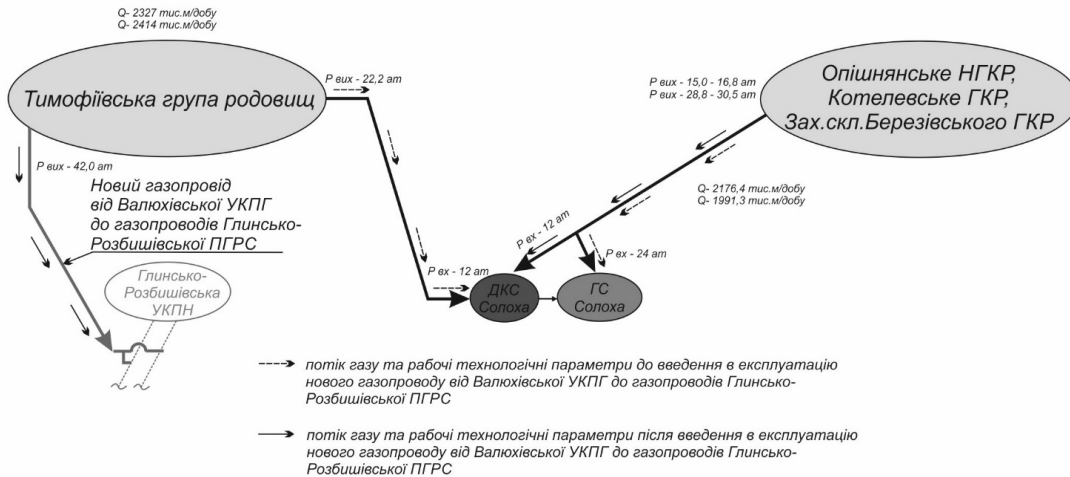


Рисунок 4 – Блок схема реалізації проекту перенаправлення потоків

За місяць після пуску нового газопроводу і перенаправлення потоку з Котелевської групи родовищ на ДКС із новим робочим тиском оцінено ефективність прогнозування оптимізації робочого тиску із використанням симулятора PipeSim для тих свердловин, на яких не проводились додаткові методи інтенсифікації (зокрема термокислотна обробка пласта, виведення з КРС чи ГРП). Режими роботи цих свердловин станом на лютий 2018 р. – момент виконання розрахунку та липень 2018 р. – момент моніторингу роботи системи за місяць після пуску зведено до таблиці 2.

Результати збіжності даних представлено в таблиці 2, з якої видно, що станом на останній день моніторингу роботи і її фактичного виходу на квазістаціонарний режим різниця між прогнозним і фактичним результатом становить лише 3,3 % в загальному, але суттєво різниться по окремих родовищам із збільшенням похибки до 50 %.

Таблиця 2 – Порівняння прогнозних і фактичних даних оптимізації робочих тисків свердловин

Назва родовища	Середньодобовий дебіт газу зважений за місяць, тис. м ³ /добу			Середньодобовий дебіт газу станом на 19 липня (опитувач), тис. м ³ /добу	Приріст середньодобового дебіту газу фактичний, тис. м ³ /добу	Приріст середньодобового дебіту газу спрогнозований, тис. м ³ /добу
	На момент проведення розрахунків, лютий (опитувач)	До переключення, з 1 по 26 червня (опитувач)	Після переключення, з 28 червня по 19 липня (опитувач)			
Опішнянське НГКР	612,1	628,5	683,1	699,5	54,6	44,2
Зах. скл. Березівського ГКР	532,4	536,8	575,4	590,0	38,6	59,0
Котелевське ГКР	892,9	826,0	857,5	886,9	31,5	88,2
Всього:					124,7	191,4

Такі недоліки в проаналізованих вітчизняних та закордонних технічних рішеннях дають змогу обрати удосконалити існуючі методи оптимізації видобутку шляхом комплексного підходу до вирішення питання оптимізації роботи системи «вибій свердловин – (груповий газозбірний пункт – ГЗП) – центральний газозбірний пункт – ЦГП)», врахувавши як вплив змін в наземній інфраструктурі на видобуток вуглеводнів, так і вплив підземної частини на протитиск в системі збору і міжпромислового транспортування вуглеводнів.

Висновки. Систематизація, аналіз науково-технічної інформації з питань нарощування видобутку вуглеводнів шляхом оптимізації робочих тисків і роботи свердловин дають змогу сформулювати перелік задач, що слід вирішити з метою оптимального планування геолого-технічних заходів з підтримання базового видобутку газу і його збільшення.

1. Аналіз існуючих моделей багатофазових потоків в вертикальних і горизонтальних трубах з метою визначення найбільш оптимальної для опису процесу за критеріями відповідності в першому наближенні та відповідно до фактичних умов експлуатації в наступних.

2. Вибір математичних моделей, що описують рух газорідного флюїду від вибою свердловини до групового газозбірного пункту і центрального газозбірного пункту, враховуючи фактичний стан системи «вибій свердловини – ГЗП – ЦГП».

3. Розробка фізичної моделі системи, що включає підмоделі свердловини, флюїду, газозбірної системи, системи міжпромислового транспортування із обранням точок сполучення (вузлових точок): вибій свердловини та ГЗП.

4. Оптимізація роботи фізичної моделі системи з оцінкою відгуку по дебіту свердловин на чинники впливу: оптимізація робочих тисків та наземної інфраструктури, розвантаження свердловини по рідині різними методами, зміна технічної характеристики ліфтових труб.

Література

1. Bratakh M.I., Toporov V.G., Romanova V.V. Enhanced hydrocarbon recovery. Students manual. – Kharkiv, 2015 – 120 с.

2. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С.. – Київ: Львів, Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу, 1996. – 620 с.

3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г.С. Лутошкин, Изд. 2 перераб. и доп., Москва : Изд-во Недр, 1979. – 319 с.

4. Братах М.І. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу / М.І. Братах, І.М. Рузіна, А.В. Соболева. // Питання розвитку газової промисловості України. – 2009. – №37. – С. 287–293.

5. Оптимізація розробки газоконденсатних родовищ в умовах низьких робочих тисків Є.С. Бікман, к.т.н., І.А. Медведєв, С.І. Сегеда, К.С. Курочкін, (ДП УкрНДІгаз філія Д К «Укргазвидобування»), м. Харків – Компрессорное и энергетическое машиностроение №3(25), сентябрь 2011 – с. 34–36.

6. Оптимізація роботи свердловин наріжнлянського та юліївського нгкр – В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.В. Величко, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко – ISSN 1993–9973. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2013. № 4(49) – с. 127–136.

7. Оптимізація схем вилучення інертних та кислих газів з товарного потоку Григор'єва О.С., Хімченко С.А., Малишко Р.В., Мудрак В.І. ISSN 2079 – 1747 *Машинобудування*, 2016, №18 – с. 66–75.
8. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. *Наука та інновації науково-практичний журнал* – №5, 2005 р.
9. Системний аналіз динаміки об'ємів видобутку газу з родовищ на завершальній стадії їх розробки Фик І.М., Хакар Махмоод Б.М., Топоров В.Г – *Інтегровані технології та енергозбереження*.– 2015. – с. 60–68.
10. Наукові основи підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ України І.М. Фик, І.Й. Рибчич – *Наука та інновації*.2005.Т 1.№ 5. С. 40–49.
11. Improvement of technological and mathematical model for the medium-term prediction of the work of a gas condensate field Mykhailo Kutia, Mykhailo Fyk, Oleg Kravchenko, Stefan Palis, Ilya Fyk/ *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies* 5 (8 (83)), 40-48 /ISSN (print) 1729-3774, ISSN (on-line) 1729–4061 Vol 5, No 8 (83) (2016) DOI: <http://dx.doi.org/10.15587/1729-4061.2016.80073>
12. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук., 1996. – 620 с. – (Львів).
13. Промисловий експеримент альтернативної... Available from: https://www.researchgate.net/publication/324278535_Promislovij_eksperiment_alternativnoi_logistiki_regionalnogo_vidobuvanna_zaliskovih_zapasiv_ta_zberiganna_prirodnogo_gazu [accessed Aug 16 2018].
14. Beggs HD: *Production optimization using Nodal TM Analysis*. Tulsa:OGCI Publication, 1991.
15. Dempsey J.R., Patterson J.K., Coats K.H. and Brill J.P. An Efficient model for evaluating gas field gathering system design – *Journal of Petroleum Technology* 23, #9 – 1971 – 1067–1073.
16. Правила розробки нафтових і газових родовищ - Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України 15.03.2017 № 118 – 63 с.
17. Barroux C.C., Duchet-Scchoux P, Samier P and Nabil R Linking Reservoir and Surface Simulation: How to improve the coupled Solution, paper SPE 65159, presented at the SPE European Petroleum Conference, Paris, October 24–25, 2000.
18. Оптимизация добычи от продуктивного пласта до пункта подготовки нефти и газа. Єлвин Барбер, Мак Е. Шиппен, Хуан Крус Веласкес, Аарон Марино Гарридо Єрнандес, Ханс Єрик Хлумен, Санджай Куман Мойтра, Фернандо Е. Моралес, Скотт Рафаель, Боб Саве, Ян Ричард Сагли, Майк Веббер, - *Нефтегазовое обозрение*. 2007–2008,– с. 22–37.
19. Morales FL, Cruz Velazquez J and Garrido Hernandez A. Integration of production and process facilities models in a single simulation tool. –Paper SPE 109260, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, November 11–14, 2007.
20. Garrido AM, Morales F and Cruz J Brownfields benefit from integrated models, *E&P* (Nov. 27): 51–55.

Bibliography (transliterated)

1. Bratakh M.I., Toporov V.G., Romanova V.V. Enhanced hydrocarbon recovery. Students manual. – Kharkiv, 2015 – 120 p.

2. Boyko V.S. Dovidnik z naftogazovoyi spravi / Boyko V.S., Kondrat R.M., Yaremlychuk R.S.. – Kiyiv: Lviv, Ivano-Frankivskiy derzhavniy tehnicniy universitet nafti i gazu, 1996. – 620 p.
3. Lutoshkin G.S. Sbor i podgotovka nefti, gaza i vody / G.S. Lutoshkin, Izd. 2 pererab. i dop., Moskva : Izd-vo Nedra, 1979. – 319 p.
4. Bratah M.I. Dinamika ridinnih formuvan v porozhnini mizhpromislovogo gazoprovodu / M.I. Bratah, I.M. Ruzina, A.V. SobolEva. // Pitannya rozvitku gazovoyi promislivosti Ukrayini. – 2009. – #37. – P. 287–293.
5. Optimizatsiya rozrobki gazokondensatnih rodovisch v umovah nizkih robochih tiskiv E.S. Bikman,k.t.n., I.A. Medvedev, S.I. Segeda, K.S. Kurochkin, (DP UkrNDIgaz filiya D K «Ukrgazvidobuvannya»), m. Harkiv – Kompresornoe i energeticheskoe mashinostroenie #3(25), sentyabr 2011 – p. 34–36.
6. Optimizatsiya roboti sverdlovin narizhnyanskogo ta yuliyivskogo ngkr – V.B. Volovetskiy, O.M. Schirba, V.V. Velichko, O.Yu. Vityaz, Ya.V. Doroshenko – ISSN 1993–9973. Rozvidka ta rozrobka naftovih i gazovih rodovisch. 2013. # 4(49) – p. 127–136.
7. Optimizatsiya shem viluchennya inertnih ta kislih gaziv z tovarnogo potoku Grigor'Eva O.S., Himchenko S.A., Malishko R.V., Mudrak V.I. ISSN 2079 – 1747 Mashinobuduvannya, 2016, #18 – p. 66–75.
8. Kondrat R.M., Kondrat O.R. Kompleksna tehnologiya zbilshennya vuglevodneviluchennya z visnazhenih gazokondensatnih rodovisch. Nauka ta innovatsiyi naukovopraktichniy zhurnal – #5, 2005 r.
9. Cistemniy analiz dinamiki ob'Emiv vidobutku gazu z rodovisch na zavershalniy stadiyi yih rozrobki Fik I.M., Hakar Mahmood B.M., Toporov V.G – Integrovani tehnologiyi ta energozberezhennya.– 2015. – p. 60–68.
10. Naukovi osnovi pidvischennya effektivnosti rozrobki gazokondensatnih rodovisch Ukrayini I.M. Fik, I.Y. Ribchich – Nauka ta Innovatsiyi.2005.T 1.# 5. P. 40–49.
11. Improvement of technological and mathematical model for the medium-term prediction of the work of a gas condensate field Mykhailo Kutia, Mykhailo Fyk, Oleg Kravchenko, Stefan Palis, Ilya Fyk/ Eastern-European Journal of Enterprise Technologies 5 (8 (83)), 40-48 /ISSN (print) 1729-3774, ISSN (on-line) 1729–4061 Vol 5, No 8 (83) (2016) DOI: <http://dx.doi.org/10.15587/1729-4061.2016.80073>
12. Boyko V.S. Dovidnik z naftogazovoyi spravi / V.S. Boyko, R.M. Kondrat, R.S. Yaremlychuk., 1996. – 620 p. – (Lviv).
13. Promisloviy eksperiment alternativnoyi.... Available from: https://www.researchgate.net/publication/324278535_Promislovij_eksperiment_alternativnoi_logistiki_regionalnogo_vidobuvanna_zaliskovih_zapasiv_ta_zberiganna_prirodnogo_gazu [accessed Aug 16 2018].
14. Beggs HD: Production optimization using Nodal TM Analysis. Tulsa:OGCI Publication, 1991.
15. Dempsey J.R., Patterson J.K., Coats K.H. and Brill J.P. An Efficient model for evaluating gas field gathering system design – Journal of Petroleum Technology 23, #9 – 1971 – 1067–1073.
16. Pravila rozrobki naftovih i gazovih rodovisch – Nakaz Ministerstva ekologiyi ta prirodnih resursiv Ukrayini 15.03.2017 # 118 – 63 p.
17. Barroux C.C., Duchet-Scchaux P, Samier P and Nabil R Linking Reservoir and Surface Simulation: How to improve the coupled Solution, paper SPE 65159, presented at the SPE European Petroleum Conference, Paris, October 24–25, 2000.

18. Optimizatsiya dobichi ot produktivnogo plasta do punkta podgotovki nefti i gaza. Elvin Barber, Mak E. Shippen, Huan Krus Velaskes, Aaron Marino Garrido Er-nandes, Hans Erik Hlumen, Sandzhay Kuman Moytra, Fernando E. Morales, Skott Ra-fael, Bob SavE, Yan Richard Sagli, Mayk Vebber, - Neftegazovoe obozrenie. 2007–2008,– p. 22–37.

19. Morales FL, Cruz Velazquez J and Garrido Hernandez A. Integration of production and process facilities models in a single simulation tool. –Paper SPE 109260, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, November 11–14, 2007.

20. Garrido AM, Morales F and Cruz J Brownfields benefit from integrated models, E&P (Nov. 27): 51–55.

УДК 622.691.4

Романова В.В., Сафаа Тхарват

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН И НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НА ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ

Работа посвящена определению эффективности оптимизации рабочего давления на устье скважин месторождений на завершающей стадии разработки, как одного из геолого-технологических мероприятий, направленных на поддержание базовой добычи углеводородов. В статье широко проанализированы известные методы оптимизации добычи углеводородов, на основе чего установлено тесную взаимосвязь между режимами работы поверхностной и подземной части месторождения, а также указано, что их влияние должно рассматриваться комплексно. Кроме того, авторами проанализирован зарубежный и отечественный опыт моделирования режимов работы месторождений в условиях понижения рабочего давления при помощи прогрессивного программного обеспечения. Такой анализ подтвердил необходимость применения комплексного подхода к оптимизации работы истощенных месторождений с решением представленных авторами задач для достижения наилучшего результата.

Romanova V.V., Safaa Tharvat

EVALUATION OF HYDROCARBONS PRODUCTION CHANGES CAUSED BY WELLS AND SURFACE EQUIPMENT OPTIMIZATION

The article determines the efficiency of wellhead pressure optimization for the field at the final stage of development as one of the geological and technical activities forwarded to boosting the hydrocarbons production. Known methods used for boosting the production were analyzed in this work and strong interrelation between surface and underground parts of the fields was identified which led to the conclusion that impact of both parts must be considered in complex. Moreover, using modern simulation software authors analyzed foreign and local experience in modelling of flows and reaction of the wells in a case of pressure decreasing. Such analysis justified the needs of complex decisions to be implemented for optimization of the development of depleted fields with taking into consideration tasks proposed by authors.