

Фик І.М., Хакар Махмоод Б.М., Топоров В.Г.

СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ДИНАМІКИ ОБ'ЄМІВ ВИДОБУТКУ ГАЗУ З РОДОВИЩ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЇХ РОЗРОБКИ

На початок 21 сторіччя Україна опинилася в енергетичній залежності як від внутрішніх чинників, оскільки останнім часом в енергозберігаючі технології гроші не вкладались, так і від зовнішніх чинників, оскільки відсутність диверсифікованих шляхів постачання газу в країну дала можливість країні-монополісту диктувати загрозливу цінову політику. Звісно, що для країни, в енергетичному балансі якої частка енергії, яку отримують за рахунок використання природного газу, перевищує 50 %, така залежність сприяє розвитку кризових ситуацій в економіці.

Як шлях вирішення, ми могли б збільшити використання вугілля, але це болісно вдарить по екології регіонів і викличе обурення Європейської екологічної комісії. Саме тому, разом із поступовим введенням енергозберігаючих технологій в життєвий цикл як побутових, так і промислових споживачів, держава ставить конкретну задачу збільшення видобувних можливостей компаній-розробників. Насамперед це:

- розробка шельфу в акваторії Чорного і Азовського морів;
- розвідка і розробка сланцевих родовищ країни;
- пошук і розробка нових газових і газоконденсатних родовищ в державі;
- вихід на міжнародний ринок українських компаній-розробників.

Разом із тим, оскільки Україна, в першу чергу, є транзитною державою, перед компанією, що транспортує експортний газ, ставляться нагальні задачі:

- скоротити розбаланс газу під час транспортування газу газотранспортною системою України за рахунок зменшення витоків газу через негерметичність обладнання;
- модернізувати існуючу газотранспортну систему України;
- диверсифікувати шляхи постачання газу до країни шляхом спорудження термінальних станцій для приймання зрідженого газу;
- забезпечити якісне функціонування підземних сховищ газу;
- підвищити якість природного газу власного видобутку, що подається на експорт.

До реалізації всіх перелічених заходів долучено фахівців профільних наукових інституцій, зокрема Український науково-дослідний інститут природних газів, інститут транспорту газу, нафти, дослідні лабораторії тощо. Але впровадження заходів, що мають за мету зменшити енергетичну залежність нашої держави, потребує, по-перше, часу, по-друге, значних інвестицій. Ні того, ні іншого в достатній кількості немає, і саме тому здійснення таких проєктів є довготривалим, хоча у майбутньому, однозначно, ефективним.

Власне, керуючись вищесказаним, провідні фахівці УкрНДІгазу рекомендували фахівцям газовидобувних підприємств звернути увагу на використання потенціальної енергії пласта діючих родовищ України, адже впровадження сучасних інноваційних технологій для їх подальшої розробки є значно дешевшим, ніж реалізація довготривалих проєктів, а додатковий приріст у видобутку вуглеводнів досягається в найближчі роки, і навіть місяці.

Ми пропонуємо вам ознайомитись із результати наших розробок, викладених в працях [1-6], на прикладі найбільш потужного родовища України – Шебелинського газоконденсатного родовища, розглянувши спочатку фізику пласта родовища і ув'язавши в подальшому режим його розробки з модернізацією обладнання наземної частини родовища.

Шебелинське ГКР було відкрито у 1950 р. і введено в промислову розробку у 1956 р. з подачею газу на найбільший промисловий регіон Східної України – м. Харків (рис. 1).

Родовище приурочено до крупної брахіантиклінальної складки заввишки 1,16 км, є масивно-пластовим покладом із чисельними тектонічними порушеннями, єдиним початковим газоводяним контактом на абсолютній позначці -2270 м, із площею газоносності 232 км², початковими і поточними пластовими тисками 23,8 і 2,36 МПа відповідно.

Характерною геолого-промисловою особливістю Шебелинського ГКР є широкий діапазон змін колекторських властивостей газонасичених порід по площі перерізу (проникність від 0,1 до 100 мД), що зумовило нерівномірність відпрацювання покладу як за пластовим тиском, так і за дебітом свердловин в просторі і часі.

Враховуючи висоту покладу, літологічно-стратиграфічну розчленованість, значне перевищення початкового пластового тиску над гідростатичним (у покрівлі покладу), виділено III експлуатаційні об'єкти НАГ (P_1^{nt}), СМП (P_1^{kt}), АСК (C_3^3).



Рисунок 1 – Розміщення Шебелинського ГКР на фізичній мапі України

Після закінчення експлуатаційного розбурювання родовища (80-ті роки минулого сторіччя) з метою підтримання видобутку газу в багатьох свердловинах здійснили достріли вищезалегаючих горизонтів і продовжили експлуатацію вже двох-трьох об'єктів. За своєю суттю, сьогодні центральну частину Шебелинського родовища слід розглядати як єдиний експлуатаційний об'єкт.

Щодо початкових запасів газу Шебелинського ГКР, то слід зауважити, що їх величина постійно збільшувалася, так в 1959 затверджено запаси 400 млрд. м³, в 1963 – 466 млрд. м³, а вже в матеріалах 1987 р. фігурувала встановлена величина початкових запасів у кондиційних і некондиційних колекторах в межах 705,1-744 млрд. м³, яка близька до сьогоденної, підтверджена розробкою і прийнята УкрНДГазом (715,45 млрд. м³) для прогнозу показників подальшої розробки родовища.

Для визначення перспектив подальшого видобутку газу з родовища, оцінки надійності залишкових запасів, їх концентрації в покладах і прогнозу показників розробки необхідно розглянути деякі процеси, пов'язані з фізикою пласта газоконденсатного покладу в умовах падіння пластового тиску, до яких віднесемо:

- обводнення газонесних колекторів пластовими водами (зовнішній та внутрішній водонапірні режими);
- вплив падіння пластового тиску на фізичні властивості порід і пластових флюїдів;
- вплив початкових градієнтів пластового тиску на величину запасів і процес розробки родовища.

Контроль за обводненням продуктивних горизонтів Шебелинського ГКР здійснюють із 1971 р., регулярно за даними промислових геофізичних досліджень, промисловими даними та даними моделювання залишкової газонасиченості в зонах обводнення пластів. На рисунку 2 показано розміщення обводнених зон Шебелинського родовища.

Якщо сумарний об'єм обводнених горизонтів у 1989 р. становив 40,6 млн м³ води, то вже за понад 20 років – 80 млн м³ [1], тобто у поклади увійшло всього 40 млн м³ під час пониження робочого тиску від 12 до 2,5 МПа.

Аналіз обводнення Шебелинського родовища показав, що:

- загального підняття газоводяного контакту на родовищі не спостерігається, обводнення пластовими водами носить вибіркового характер;
- пружноводонапірний режим проявляється в окремих горизонтах із хорошими колекторними властивостями та обмеженими водонапірними системами.

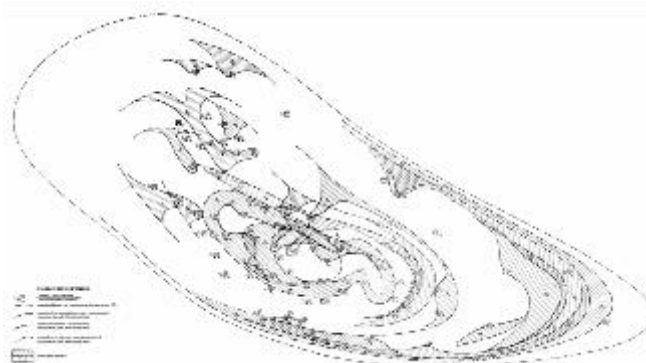


Рисунок 2 – Схема обводнення продуктивних горизонтів Шебелинського родовища

При цьому похибка підрахунку запасів за падінням пластового тиску за рахунок зовнішнього вторгнення пластових вод не перевищує 0,5 %, а об'єм газу, защемленого в обводнених зонах складає до 2 % від початкових запасів.

Наступним чинником, що впливає на розробку родовища, є об'ємна пружність залишкової води і породи-колектора. Так, за оцінкою [1], під час падіння пластового тиску на 20 МПа об'єм залишкової води збільшився на 11 млн м³. До того ж, оскільки територія поверхні по площі Шебелинського родовища просіла в середньому на 0,5 м, то цілком зрозуміло, що цей процес пов'язано із розробкою газових покладів і пониженням пластового тиску. Якщо площа родовища становить 232х10⁶ м², то об'єм пор газонасичених колекторів зменшився на 116х10⁶ м³ за рахунок пружного зменшення порового простору колекторів, що складає 4 % від початкового газонасиченого об'єму колектора (2,904х10⁹ м³).

У цілому із врахуванням обводнення, внутрішнього пружноводонапірного режиму, об'ємної пружності залишкової води та гірських порід газонасичений поровий об'єм колекторів зменшився на 207 млн м³. Таким чином, виходячи з того, що початковий об'єм пор газонасичених колекторів складає 2,904х10⁹ м³, сумарне зменшення газонасиченого порового об'єму колекторів та неколекторів від початкового становить 7,1 %, що суттєвого впливу на розробку родовища не має.

На рисунку 3 наведено графік залежності середнього приведенного пластового тиску від об'єму видобутого газу. Візуальна екстраполяція кривої видобутку P/Z (Q) вказує на можливість наявності запасів газу в об'ємах 712–760 млрд. м³.

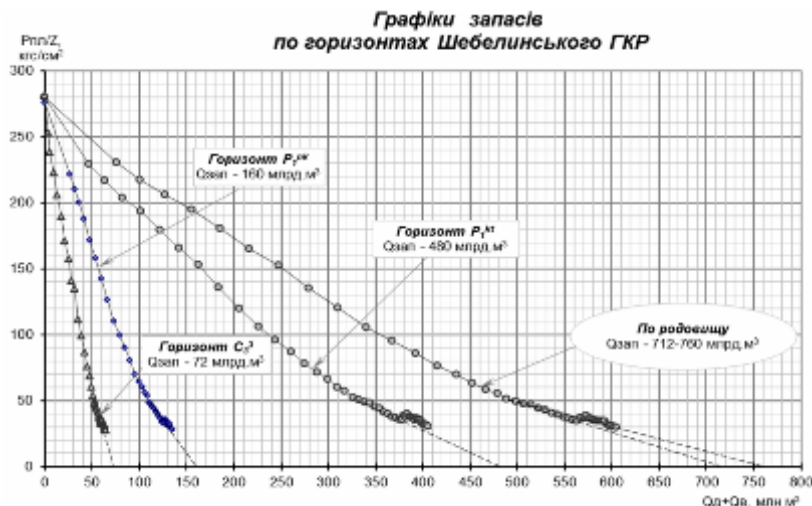


Рисунок 3 – Графік залежності приведенного пластового тиску від об'єму видобутого газу

Обсяги фактичного видобутку газу за останні роки експлуатації родовища перевищували проектні, а додатковий видобуток газу за період 2003–2009 становив 5,7 млрд. м³. На рисунку 4 представлено динаміку річних відборів газу та пластового тиску за період 1980–2009 рр., на якій яскраво простежуються 3 характерні періоди розробки родовища:

- 1980–1991 рр. – період активної розробки з різким падінням, як пластового тиску, так і обсягів видобутку газу;
- 1992–2003 рр. – період зменшення темпу падіння видобутку газу і пластового тиску;
- 2003–2009 рр. – період підвищення видобутку газу і його стабілізації під час незначного падіння пластового тиску.

Аналіз процесів видобування газу і пластових тисків показує, що найбільш ефективним з точки зору використання пластової енергії був другий «стабілізаційний» період коли середній об'єм видобутого газу на 1 атмосферу падіння пластового тиску становив близько 12 млрд. м³, а в період з 1999 по 2001 р. родовище взагалі вийшло на стабільний видобуток газу в об'ємі близько 2 млрд. м³/рік із практично стабільним пластовим тиском на рівні 3,3 МПа.

Після зниження робочих тисків із 1,75 до 1,3 МПа пластовий тиск до 2009 р. знизився на 0,5 МПа, при чому середній об'єм видобутого газу на 1 атмосферу падіння пластового тиску становив близько 3 млрд. м³. Очевидно, що період активної розробки родовища на виснаження до 1992 р. створив передумови для активізації початкових градієнтів пластового тиску та залучення в розробку низькопроникних (так званих некондиційних) колекторів, що забезпечило як зростання початкових запасів газу, так і стабілізацію видобутку впродовж наступних років.

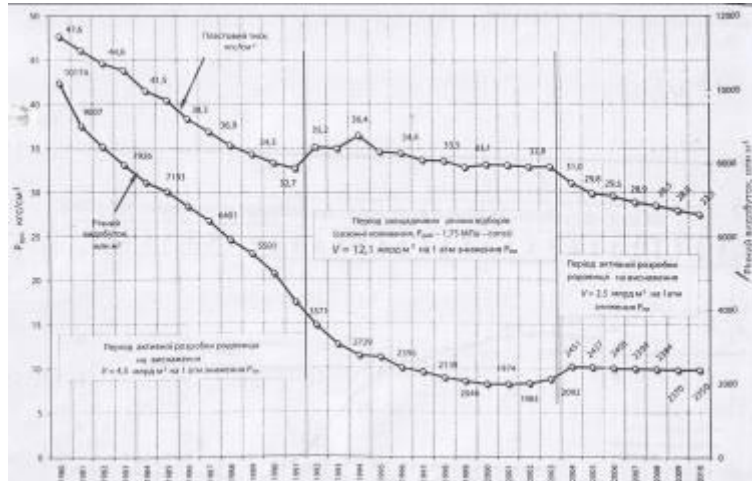


Рисунок 4 – Динаміка річних відборів газу та пластового тиску в період 1980–2009 рр.

Таким чином, із аналізу розробки, фізики пласта, класичного підрахунку запасів за падінням пластового тиску та математичного моделювання перспектив розробки, автори роблять висновок, що Шебелинське родовище вступило в завершальну стадію розробки, що характеризуватиметься довгостроковою стабілізацією видобутку газу.

Але для стабілізації видобутку газу в найближчі роки, слід забезпечити умови поступового зниження пластового тиску щорічно в межах 0,05–0,1 МПа. Звідси випливає логічне завдання пошуку резерву зниження робочого тиску свердловин родовища. Чим більше буде діапазон зменшення робочого тиску родовища (резерв), тим відповідно або подовжиться довший період стабілізації, або прироститься щорічний обсяг видобутку газу.

Пошук шляхів зниження величини робочого тиску свердловин відстежемо за візуальним представленням об'єктів наземної частини родовища (рисунок 5).

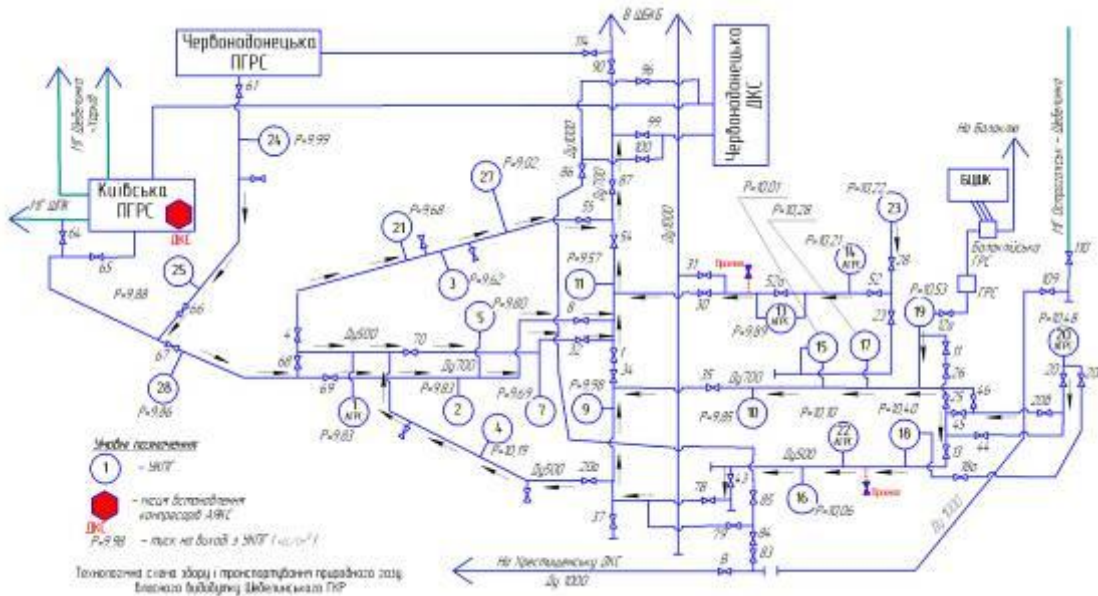


Рисунок 5 – Технологічна схема об'єктів наземної частини родовища

На перший погляд схема збору і транспортування попри велику кількість об'єктів є доволі простою: газ кожної окремої групи свердловин із загального парку у 500 одиниць збирається на установках підготовки газу, звідки після комплексної підготовки поступає в систему кільцевого газозбірного колектора і далі основним газопроводом ДН700 на компримування на ДКС. Але слід згадати, що родовище експлуатується з 1956 р., а коштів на модернізацію за часи незалежності України виділялось обмаль, а отже:

- газозбірна система залишилась обладнаною нерівнопрохідною арматурою;

- в порожнині газозбірних колекторів локалізувалась рідина;
 - обладнання старої запірної арматури повсякчас виходять з ладу;
 - і головне:
 - основний газозбірний пункт, було обладнано старими газомотокомпресорними машинами, що не дозволяло без зменшення обсягів перекачування зменшити вхідний тиск за 0,8 МПа;
 - втрати тиску в місцевих опорах і за рахунок наявності рідини сягали 0,35–0,4 МПа.
- Саме у скороченні втрат тиску на транспортування і зменшенні вхідного тиску на ДКС лежав пошук резерву зменшення робочого тиску свердловин, що передбачало наступне:
- 1 Модернізація дотискувальної компресорної станції.
 - 2 Перепланування газових потоків в газозбірній системі.
 - 3 Скорочення втрат тиску газу під час транспортування.
- Тепер окремо по кожному заходу.

1 Перед прийняттям рішення щодо модернізації існуючої ДКС проведено масштабне дослідження та математичне моделювання поведінки системи «гирло свердловини – УКПГ – ДКС» в умовах зниження робочого тиску, результати якого лягли в розрахунок економічного ефекту від впровадження того чи іншого варіанту подальшої розробки родовища[5]. Відомо, що втрати тиску від гирла свердловини до входу в ДКС складаються з низки ланок, до яких відносять втрати в шлейфі свердловини, в об'язці УКПГ, системі газопроводів та вхідному обладнанні ДКС. Отже на перший погляд, чим ближче розмістити компресорне обладнання від гирла свердловини, тим менше буде показник втрат, відповідно більший резерв робочого тиску свердловин, а отже і значно більший загальний обсяг видобутого газу. На разі математичне моделювання, результати якого стали вихідними даними до розрахунку окупності проекту, висвітлює такі результати (таблиця 1).

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика результатів впровадження окремих варіантів подальшої розробки родовища

Роки// Показники розробки	Варіант I – базовий (без змін)		Варіант II – прийнятий (модернізація ДКС)		Варіант III – змодельований (розміщення малих ДКС якомога ближче до сврд.)	
	Обсяг видобутку, млн м ³	Робочий тиск сврд., МПа	Обсяг видобутку, млн м ³	Робочий тиск сврд., МПа	Обсяг видобутку, млн м ³	Робочий тиск сврд., МПа
2010	2384,0	1,06	2384,0	1,06	2384,0	1,06
2011	2372,8	0,99	2372,8	0,99	4756,8	0,99
2012	2125,5	1,08	2295,0	0,95	7051,8	0,95
2013	2038,2	1,07	2318,7	0,83	9253,1	0,93
2014	1958,3	1,05	2337,7	0,70	11366,7	0,90
2015	1877,5	1,04	2301,0	0,61	13389,2	0,88
2016	1799,3	1,04	2200,4	0,61	15423,3	0,79
2017	1709,5	1,03	2094,9	0,61	17422,2	0,73
2018	1637,9	1,03	2004,3	0,60	19417,5	0,64
2019	1563,3	1,03	1922,8	0,60	21393,5	0,57
2020	1491,7	1,02	1847,4	0,59	23338,4	0,51
2021	1427,7	1,02	1763,0	0,59	25207,3	0,49
2022	1362,5	1,02	1698,0	0,57	26994,0	0,49
2023	1300,0	1,02	1633,7	0,56	28705,8	0,49
2024	1234,5	1,01	1573,7	0,55	30349,1	0,49
2025	1192,6	1,01	1505,1	0,55	31922,1	0,48
2026	1137,2	1,01	1447,8	0,55	33428,8	0,48
2027	1086,6	1,01	1390,0	0,55	34877,0	0,48
2028	1046,9	1,01	1342,5	0,54	36269,2	0,48
2029	998,8	1,01	1286,6	0,54	37603,5	0,48
2030	953,8	1,00	1234,5	0,54	38884,0	0,48
Обсяг видобутку газу, млн м ³	32698,6		38953,9		38884,0	
Орієнтовний обсяг вкладень, млн \$	37,2		128,15		152,06	
Окупність, роки	1		3		3	

Чим же пояснюється, що розміщення перекачувального обладнання на груповому пункті збору газу забезпечує на перспективу до 2030 р. більший накопичений обсяг видобутку газу при термін окупності проекту

однакової тривалості. Звісно по-перше це час введення в експлуатацію, адже глобально реконструювати один об'єкт набагато скоріше, аніж вводити велику кількість малогабаритних ДКС по родовищу, по друге – це впровадження низки заходів по скороченню різниці між вхідним тиском на ДКС та тиском на гирлі кожної конкретної свердловини, саме про це піде мова нижче.

2. Рішення трьох основних рівнянь газової динаміки: руху, нерозривності і стану, говорить про те, що: хочеш скоротити втрати тиску між двома точками системи, то або підвищ робочий тиск, або скороти навантаження, або зменш втрати в місцевих опорах.

Підвищити тиск звісно змоги не має, адже мова йде про пошук резерву по робочому тиску свердловин, отже спробуємо спочатку скоротити навантаження.

Оскільки увесь видобутий газ родовища проходив перед компримуванням на ДКС останню ланку газозбірної системи: основний газозбірний колектор невеликого діаметру, то саме тут спостерігалися найбільші втрати тиску, і найвищі швидкості газу, результат моделювання зміни яких в часі свідчив про досягнення критичних величин вже у 2014 р. Саме на вирішення цих проблем направлений наступний захід. Великим плюсом України є розгалужена газотранспортна система, яка здатна прийняти досить великі обсяги газу власного видобутку. За пункт передачі газу обрано Київську ППРС, встановивши та ввівши в експлуатацію компресорне обладнання на якій, розробники вирішили одразу дві проблеми:

- скоротили втрати тиску в основному газозбірному колекторі на найбільш завантаженій його ділянці;
- зменшили величину лінійної швидкості газу в умовах низького робочого тиску (поглянемо на таблицю 2).

Таблиця 2 – Порівняльна характеристика показників роботи родовища

Показник	Величина показника до впровадження заходу	Величина показника після впровадження заходу
Загальне завантаження кінцевої ланки основного газозбірного колектора (змодельоване станом на 2014 р.), тис.м ³ /доба	6405	5550
Загальні втрати тиску газу в кінцевій ланці основного газозбірного колектора (змодельовані станом на 2014 р.), МПа	0,159	0,104
Резерв у величині робочого тиску свердловин (усереднений станом на 2014 р.), МПа	–	0,05
Додатковий обсяг видобутку газу, млн м ³ /рік	–	155,3
Величина лінійної швидкості газу на вході в обладнання ДКС, м/с	24,983	19,69

Слід зауважити, що окупність такого проекту завдяки прискоренню процесу введення в експлуатацію нового об'єкта склала лише 3 роки [5].

3. Найбільш складним або скоріше об'ємним завданням перед розробниками постав аналіз та скорочення втрат тиску на транспортування газу від гирла свердловини до входу в ДКС, адже як вже згадувалось, газ перекачується по трубопроводах (промислових та технологічних), що експлуатують вже понад півстоліття. З метою оцінки величини скорочення втрат тиску газу на транспортування введено поняття коефіцієнту пропускної здатності системи, як функції відгуку на сумарний гідравлічний опір об'єктів системи:

$$K = f(\lambda)$$

Оскільки ми приймаємо, що система працюють в квазістаціонарному режимі, то параметри, що відповідають технічній характеристиці, компонентному складу газової суміші та температурному режиму приймаємо умовно постійними і спрощуємо формулу до такого вигляду:

$$P_{нач}^2 - P_{кон}^2 = K \cdot q^2,$$

де q – пропускна здатність газопроводу при стандартних умовах, млн.м³/добу; $P_{поч}$, $P_{кін}$ – тиск відповідно на початку та в кінці газопроводу, МПа.

Нормальній роботі системи мало б відповідати якийсь певне теоретичне значення коефіцієнту пропускної здатності $K_{теор}$, а всі дійсні показники, отримані під час експериментальних досліджень, що переви-

щують це значення мають відповідати проблемним характеристикам системи, та передбачати вжиття заходів по нівелюванню негативного прояву.

Для більш яскравого і чіткого простеження сфери втручання для аналізу проблемних ділянок газозбірної системи виконаємо побудову графічного розподілу дійсних коефіцієнтів пропускної здатності в околі теоретичного значення, що прийнятого за нормове (рис. 6).

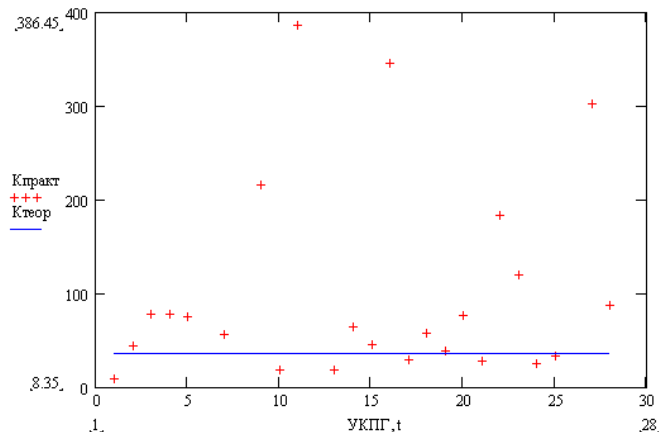


Рисунок 6 – Значення коефіцієнтів пропускної здатності в околі середнього значення

Як видно з рисунку 6 більшість значень для систем обладнаних «старим» обладнанням, яке характеризує наявність нерівнопрохідної арматури, спрацьованість обладнання сепараторів, наявність глинистих відкладів, знаходиться в зоні, що значно перевищує показники ефективної експлуатації. Переконаємось в справедливості твердження розглянувши дійсні значення втрат та змодельовані теоретичні, що відповідають оптимальній роботі системи, розглянувши, таблицю 3.

Таблиця 3 – Систематизація даних по режимам роботи окремих зон родовища

Зона обслуговування	Основний здійснюваний процес	Величина вимірених втрат тиску, кгс/см ²	Величина втрат тиску, що відповідає ефективній роботі зони, кгс/см ²	Величина втрат тиску, на яку можна знизити робочий тиск на гирлі «середньої свердловини родовища», кгс/см ²
Зона I - шлейф	Транспортування газу від гирла свердловини до блоку вхідних ниток	0,525	0,525*	0
Зона II – установка підготовки газу	Попередня підготовка газу, технологічний замір	0,165	0,167	0
Зона III – газопровід підключення	Транспортування газу до газозбірного колектора	0,095	0,075	0,02
Зона IV – газозбірна система	Транспортування газу системою газозбірних колекторів	1,57	1,138	0,432
Зона V – установка комплексної підготовки газу (УКПГ, ДКС, ПГРС)	Комплексна підготовка газу, компримування, комерційний замір	0,6	$2,754 \cdot 10^{-4}$	0,5997
Зона VI – газопровід-відвід	Транспортування газу від пункту передачі до системи МГ	0**	0	0
Загальні показники		2,955	1,9053	1,0517
* Внаслідок постійного перерозподілу мас рідини в шлейфах свердловин величина є непостійною і її вплив не досліджувався				
** – для родовища, що розглядається, втрати тиску в газопроводі-відводі не чинять вплив на роботу системи				

Таблиця 4 – Порівняльна характеристика показників роботи родовища

Показник	Величина показника до впровадження заходу	Величина показника після впровадження заходу
Загальні втрати тиску газу в системі (змодельовані станом на 2014 р.), МПа	0,301	0,,194
Резерв по робочому тиску свердловин (усереднений станом на 2014 р.), МПа	–	0,107
Загальний додатковий видобуток газу, млн м ³	–	1504
Очікуваний річний додатковий видобуток газу, млн м ³ /рік	–	Близько 150

Отже, впровадивши доволі прості заходи по переобладнанню відповідних проблемних зон системи «устя свердловини родовища – ДКС», ми досягнемо скорочення втрат тиску на 0,107 МПа. Чимале скорочення в умовах того, що тиск на гирлі свердловин ледь сягає 1,0 МПа. Поглянемо на дані таблиці 4 щодо обсягів додаткового видобутку газу, змодельованого на найближчі 10 років.

Висновки

В представленій роботі автори ознайомили зацікавлених фахівців із станом розробки найбільшого родовища України, характерного тим, що воно є класичним прикладом родовища, що знаходиться на завершальній стадії експлуатації, а його роботу визначають низькі величини робочого тиску свердловин та падіння пластового тиску. В умовах того, що світові родовища рано чи пізно наблизяться до аналогічних етапів в експлуатації, а їх розробники зіштовхнуться з аналогічними проблемами, цей матеріал слугуватиме їм гарним прикладом створення шляхів до вирішення майбутніх проблемних питань.

З іншого боку перед фахівцями УкрНДІгазу та розробниками родовищ стоїть ще велика кількість питань, що слід вирішити, адже під час експериментальних польових досліджень автори спостерігали, що в умовах зниження вхідного тиску на ДКС, тиск на гирлі свердловин падає не синхронно по всім свердловинам вниз, на що може впливати гідраліка шлейфу. Отже спеціалісти задіяні на дослідженні і нівелюванні впливу накопичень в порожнині шлейфів. Також слід визначитись із необхідністю відновлення експлуатаційних свердловин, інтенсифікації в умовах низького робочого тиску, заміни насосно-компресорних труб, роботи в затрубному просторі. А у випадку необхідності перебудування експлуатаційного фонду свердловин, враховуючи перспективу подальшого нарощування залишкових запасів газу родовища, слід розробити та підібрати наявні способи і технології та провести дослідне буріння свердловин в умовах наднизьких пластових тисків, уточнити зони та об'єми обводнення, а також об'єми газу, защемленого в таких зонах, оцінити можливість перетікань з глибинних горизонтів в зону розробки родовища тощо. Всі ці перелічені заходи неможливі без отримання як вітчизняного, так і закордонного довідку сучасних методів та технологій розробки родовищ.

Література

1. Ю.Л. Фесенко, Є.О. Волосник, І.М. Фик Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища – Нафтова і газова промисловість № 5–6, Харків, 2009, с. 24–28.
2. Є.І. Крижанівський, Р.М. Кондрат, І.М. Фик Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання та використання природного газу – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2006. – 281 с.
3. І.І. Капцов, С.О. Саприкін, В.Є. Співак, М.І. Братах Зниження втрат тиску в системі газопроводів як один із чинників збільшення обсягів видобутку газу на родовищах – Нафтова і газова промисловість №2, Харків, 2009, с. 58–60.
4. І.Й. Рибчин, Б.Б. Синюк, В.В. Дячук, В.М. Бенько та інші. Нарощування ресурсної бази ДК «УкрГазвидобування» НАК «Нафтогаз України» (1998–2008 рр.) і приріст промислових запасів – основа стабілізації видобутку газу і конденсату в Україні – Питання розвитку газової промисловості України – Збірник Наукових праць УкрНДІгаз – Харків – 2009, с. 7–13.
5. Дячук В.В., Братах М.І., Капцов І.І. Оптимізація шляхів дорозробки Шебелинського ГКР на завершальній стадії – Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика: проблеми і перспективи» – Івано-Франківськ (20–23 жовтня), 2009 р.
6. Кривуля С.В., Фик М.І., Камалов К національному проекту розвитку нанотехнологій в добыче природного газу – «нанокроты-шахтеры» – Питання розвитку газової промисловості України – Збірник Наукових праць УкрНДІгаз – Харків – 2011, с. 7–14.

Bibliography (transliterated)

1. Yu.L. Fesenko, E.O. Volosnik, I.M. Fik Stan i perspektivi rozrobki Shebelinskogo gazokondensatnogo rodovischa – Naftova i gazova promislovist # 5–6, Harkiv, 2009, P. 24–28.
2. E.I. KrizhanIvskiy, R.M. Kondrat, I.M. Fik Energetichna bezpeka derzhavi: visokoefektivni tehnologiyi vidobuvannya, postachannya ta vikoristannya prirodnoho gazu – K.: «Interpres LTD», 2006. – 281 p.
3. I.I. Kaptsov, S.O. Saprikin, V.E. Spivak, M.I. Bratah Znizhennya vtrat tisku v sistemi gazoprovodiv yak odin iz chinnikov zbilshennya obsyagiv vidobutku gazu na rodovischah – Naftova i gazova promislovist #2, Harkiv, 2009, p. 58–60.
4. I.Y. Ribchin, B.B. Sinyuk, V.V. Dyachuk, V.M. Benko ta insh. Naroschuvannya resursnoyi bazi DK «Ukr gazvidobuvannya» NAK «Naftogaz Ukrayini» (1998–2008 rr.) i pririst promislovih zapasiv – osnova stabilizatsiyi vidobutku gazu i kondensatu v Ukrayini – Pitannya rozvitku gazovoyi promislovosti Ukrayini – Zbirnik Naukovih prats Ukr-NDIgaz – Harkiv – 2009, P. 7–13.
5. Dyachuk V.V., Bratah M.I., Kaptsov I.I. Optimizatsiya shlyahiv dorozrobki Shebelinskogo GKR na zavershalniy stadiyi – Materiali mizhnarodnoyi naukovu-tehnichnoyi konferentsiyi «Naftogazova energetika: problemi i perspektivi» – Ivano-Frankivsk (20–23 zhovtnya), 2009 r.
6. Krivulya S.V., Fik M.I., Kamalov K natsionalnomu proektu razvitiya nanotehnologiy v dobyiche prirodnoho gaza – «nanokrotyi-shahteryi» – Pitannya rozvitku gazovoyi promislovosti Ukrayini – Zbirnik Naukovih prats UkrNDIgaz – Harkiv – 2011, P. 7–14.

УДК 622.691.4

Фык И.М., Хакар Махмоод Б.М., Топоров В.Г.

**СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ ГАЗА
ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ ИХ РАЗРАБОТКИ**

На основе проведенного анализа разработки Шебелинского месторождения, классического подсчета запасов по падению пластового давления и математического моделирования перспектив разработки, авторы делают вывод, что месторождение вступило в завершающую стадию разработки, для которой будет характерна долгосрочная стабилизация добычи газа. Рассмотрена существующая система сбора, компримирования и транспортирования газа, отмечены ее недостатки. Показано, что с целью сокращения потерь давления в системе сбора газа следует устранить проблемные зоны на пути газа от устья скважин до ДКС.

Fyk I.M., Nakar Mahmood B.M., Toporov V. G.

**SYSTEM ANALYSIS OF THE GAS PRODUCTION DYNAMICS
FROM THE FIELDS IN THE FINAL STAGES OF THEIR DEVELOPMENT**

Based on the analysis of development Shebelynskiy field, of the classical reserves to fall reservoir pressure calculation and mathematical modeling of prospects for the development, the authors conclude that the field has entered on the final stage of development, which will be characterized by long-term stabilization of gas production. Existing gas gathering, transportation and compression systems are considered, marked their shortcomings. It is shown that in order to reduce pressure losses in the gas gathering system should eliminate the problem areas in the gas path from the wellheads to the booster compressor station.