

НАУКОВІ ОСНОВИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

І. М. Фик¹, І. Й. Рибич²

¹УкрНДІгаз, Харків

²НАК "Нафтогаз України", Київ

Надійшла до редакції 23.08.05

Резюме: Розглянуто наукові й технологічні засади і можливості збільшення видобування газу і конденсату в Україні з діючих газових та газоконденсатних родовищ. Геологорозвідувальні роботи в Україні щойно набирають силу, а ресурсні передумови дозволяють сподіватись на відкриття крупних родовищ нафти та газу (для чого потрібен час), тому сьогодні стоїть завдання втримати і навіть підняти досягнутий рівень видобування газу на базі старих та виснажених родовищ з важковидобувними запасами. Запропоновано інвестиційний шлях подальшої розробки родовищ зі збільшенням видобування газу на основі впровадження нових науково-технічних і технологічних рішень. За рахунок зниження робочих тисків газових свердловин, додаткового буріння експлуатаційних свердловин (у тому числі похило-спрямованих з насипних дамб у заплавах річок), газліфтною експлуатації та інших технологій у сфері видобування газу очікується по ДК "Укргазвидобування" у період 2003–2010 рр. додатково отримувати щорічно до 3,0 млрд м³ у порівнянні з базовим. При цьому надбазовий видобуток газу і конденсату забезпечить у період 2003–2010 рр. додатковий чистий прибуток 809,9 млн грн, а додаткові надходження до бюджету держави за цей період складуть 1237 млн грн при інвестиційних затратах в 317 млн грн. Апробація інвестиційних прогнозів видобування на Шебелинському родовищі показала, що у 2004 р. базове видобування газу складало – 1,698 млрд м³, інвестиційне – 2,416 млрд м³, фактичне – 2,451 млрд м³.

Ключові слова: видобування газу, видобування конденсату, розробка родовищ, базове видобування, інвестиційні прогнози.

И. М. Фык, И. И. Рыбич. НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УКРАИНЫ.

Резюме: Рассмотрены научные и технологические основы и возможности увеличения добычи газа и конденсата в Украине из действующих газовых и газоконденсатных месторождений. Геологоразведочные работы в Украине только набирают силу, а ресурсные предпосылки позволяют надеяться на открытие крупных месторождений нефти и газа (для чего необходимо время), поэтому сегодня стоит задача удержать и даже поднять достигнутый уровень добычи газа на базе старых и истощенных месторождений с труднодобываемыми запасами. Предложен инвестиционный путь дальнейшей разработки месторождений с увеличением добычи газа на основе внедрения новых научно-технических и технологических решений. За счет снижения рабочих давлений газовых скважин, дополнительного бурения эксплуатационных скважин (в том числе наклонно-направленных из насыпных дамб в поймах рек), газлифтной эксплуатации и других технологий в сфере добычи газа ожидается по ДК "Укргаздобыча" в период 2003–2010 гг. дополнительно получать ежегодно до 3,0 млрд м³ по сравнению с базовым. При этом сверхбазовая добыча газа и конденсата обеспечит в период 2003–2010 гг. допол-

нительный чистый доход 809,9 млн грн, а дополнительные поступления в бюджет государства за этот период составят 1237 млн грн при инвестиционных затратах в 317 млн грн. Апробация инвестиционных прогнозов добычи на Шебелинском месторождении показала, что в 2004 г. базовая добыча газа составила – 1,698 млрд м³, инвестиционная – 2,416 млрд м³, фактическая – 2,451 млрд м³.

Ключевые слова: добыча газа, добыча конденсата, разработка месторождений, базовая добыча, инвестиционные прогнозы.

I. M. Fyk, S. J. Rybchych. THE SCIENTIFIC BASIS OF SOME INCREASE IN AN EFFECTIVE DEVELOPMENT OF GAS-CONDENSATE FIELDS IN UKRAINE.

Abstract: The scientific and technological basis and the possibilities of some increase in a recovery of gas and condensate in Ukraine from acting gas and gas-condensate fields are considered. Taking into consideration that exploration works in Ukraine only now gain strength and resource preconditions give a hope for discovering of major oil and gas deposits in the future, today it is the task to retrain and even increase in the reached level in a gas recovery on the base of old and depleted fields with hardrecoverable stocks. The investment way for further fields development with increase in a gas recovery on the base of introduction of new scientific-technical and technological solutions is suggested. At the cost of decrease of operating pressures, additional development drillings (including controlled directional wells from artificial dams in the overflow lands of the rivers), gaslift and other technologies in the area of gas recovery are expected at SC "Ukrasvydobuvannya" from 2003 to 2010 to get extra earnings up to 3.0 bill m³ in comparison to the base one. As this takes place, some over base output of gas and condensate will provide from 2003 to 2010 extra net profits of 809.9 mill grn as extra earnings to the budget of the country during this period will come up to 1237 mill grn at investment expenses of 317 mill grn. The approbation of investment prognosis for a recovery at Shebelinka field showed that in 2004 the base gas recovery came to 1.698 bill m³ as the factual one – 2.451 bill m³.

Keywords: gas recovery, condensate recovery, field development, basis recovery, investment prognosis.

Україна одна з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу і в цілому пройшла три стадії розробки газових родовищ:

- стадію нарощування видобування газу (1960–1975 рр.);
- стадію стабілізації з максимальними об'ємами видобування газу (близько 69 млрд м³) (1975–1978 рр.);
- стадію зниження видобування газу (1978–1994 рр.).

Далі спостерігається четверта стадія (1995–1998 рр.) – це перехід стадії зниження у стадію стабілізації видобування газу на рівні 18 млрд м³. І, починаючи з 1999 р., слід виділити п'яту стадію у газовій промисловості України – це стадія поступового нарощування видобування газу. Слід зауважити, що четверта і п'ята стадії потребували детального вивчення геологічного, геолого-промислового стану розробки родовищ, впровадження

передових ефективних науково-технічних та організаційних рішень, значних фінансових, інвестиційних та інших затрат як для розробки старих виснажених родовищ, так і для введення у розробку нових, як правило, розкиданих, і з малими запасами [1, 2].

Враховуючи, що геологорозвідувальні роботи по нафті і газу в Україні щойно набирають силу, і хоча щорічний приріст запасів газу в останні роки перевищує його річне видобування і складає близько 20 млрд м³, видобування газу з нових родовищ, що відкриваються і вводяться у розробку, не встигає компенсувати природне падіння його видобування з діючих старих та виснажених газових родовищ України. Геологи відкривають щорічно від 3 до 5 нових газових та газоконденсатних родовищ і покладів, як правило, з малими запасами від 1 до 15 млрд м³.

Однак, незважаючи на збіжність етапів розвідки та розробки з прискореним введен-

ням нових родовищ в експлуатацію, видобування газу з них не встигало б компенсувати природне падіння видобування згідно з запроектованими у 70–80-х роках системами розробки старих родовищ, орієнтованими (на той час) на єдиний газовий комплекс Радянського Союзу.

Ситуацію із значним збільшенням видобування газу в Україні може суттєво змінити лише відкриття одного–трьох середніх або крупних родовищ із значними запасами газу, понад 30–50 млрд м³. Тобто кількість відкриття малих родовищ повинна перейти у якість (відкриття крупного родовища), враховуючи, що ресурси газу в надрах України становлять 6700 млрд м³ [3].

Однак, до того, поки будуть відкриті нові крупні родовища, підтримування і навіть збільшення видобування газу може здійснюватись і вже здійснюється за рахунок старих родовищ, залишкові запаси яких у поєднанні з досконалим вивченням стану розробки та передовими технологіями дозволяють на деякий час підтримати у державі досягнуті об'єми власного видобування газу.

До основних пріоритетних напрямків у сфері розвитку видобування газу зі старих родовищ, які можуть забезпечити збільшення його видобування слід віднести:

- зниження робочих тисків у свердловинах низки родовищ шляхом реконструкції компресорних станцій або подачі газу місцевим споживачам;
- буріння додаткових стволів у діючих свердловинах або нових експлуатаційних свердловин;
- похило-спрямоване та горизонтальне буріння, будівництво насипних дамб у заплавах річок з метою вилучення важкодоступних запасів газу;
- комплексне розроблення групи морських родовищ в акваторіях Чорного та Азовського морів із застосуванням новітніх технологій;

- впровадження газліфтною експлуатації на газоконденсатних родовищах та переведення газоконденсатних свердловин на механізоване видобування газу та конденсату;
- зменшення недіючого фонду експлуатаційних свердловин і кількості свердловин, що перебувають на капітальному ремонті;
- оптимізацію об'єктів розробки родовищ (укрупнення та розукрупнення експлуатаційних об'єктів, додаткова і глибинна перфорація газоносних пластів);
- впровадження технології розробки нафтових об'єктів у поєднанні з сайклінг-процесом на нафтогазоконденсатних родовищах;
- використання нових різновидів сайклінг-процесу (ступінчастий сайклінг-процес);
- широке використання колтюбінгової техніки у заходах з інтенсифікації видобування газу і конденсату та ремонті свердловин;
- використання азотних установок під час освоєння та експлуатації свердловин з високим вмістом конденсату в продукції;
- прискорення відкриття і введення у розробку нових родовищ та покладів, скорочення термінів передачі свердловин в експлуатацію, особливо високодебітних, поєднання етапів розвідки та розробки родовищ.

Актуальним в Україні стало питання вилучення важковидобувних запасів нафти, газу і конденсату. З цією метою було навіть видано Указ Президента України від 17 червня 1996 року № 433/96, згідно з яким видобувні підприємства з важковидобувними запасами звільнялися від рентних платежів та відрахувань на ГРП протягом десяти років за надбазове видобування вуглеводнів [4]. Зараз цей Указ відмінено.

Критерії, по яким визначається категорія запасів родовища, окреслені у Положенні

про порядок віднесення запасів нафти та газу до категорії важковидобувних та виснажених.

Із 120 родовищ ДК "Укргазвидобування" 53 родовища слід віднести до важковидобувних із залишковими балансовими запасами газу 246,3 млрд м³, обґрунтовано базові і надбазові об'єми видобування газу і конденсату, проведені техніко-економічні розрахунки ефективності розробки важковидобувних запасів, оцінено величину пільгового оподаткування по роках і додаткові надходження коштів до бюджету України. На рис. 1 наведено розподіл видобування газу за критеріями з родовищ ДК "Укргазвидобування" з важковидобувними запасами.

Нами було розглянуто два прогнозних варіанти видобування газу по ДК "Укргазвидобування" до 2010 р. з активізацією розробки важковидобувних запасів:

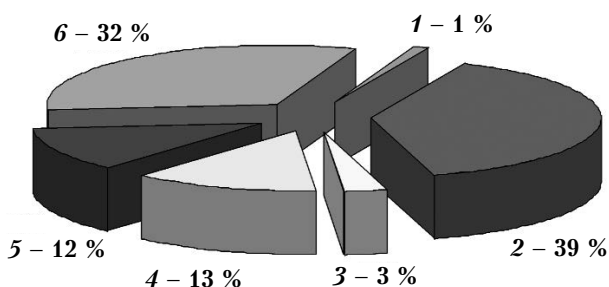


Рис. 1. Розподіл видобування газу за критеріями з родовищ ДК "Укргазвидобування" з важковидобувними запасами: 1 – запаси у низькопроникних колекторах (менше 0,05 кв. мкм для нафти і менше 0,02 кв. мкм для природного газу); 2 – запаси виснажених покладів зі ступенем вироблення початкових видобувних запасів нафти понад 80 % і природного газу – понад 85 %; 3 – поклади газу з активним водонапірним режимом після вилучення 40 % початкових балансових запасів газу; 4 – газоконденсатні поклади з початковим вмістом конденсату у пластовому газі понад 200 г/м³ після вилучення 40 % початкових балансових запасів газу; 5 – газоконденсатні поклади з початковими балансовими запасами газу менше 0,5 млрд м³; 6 – запаси родовищ, розташованих у межах державних заповідників, заказників та охоронних зон

- 1) базовий, який передбачає розробку родовищ згідно з проектами без використання нових науково-технічних рішень та інвестиційних заходів;
- 2) перспективний, який включає комплекс науково-технічних та інвестиційних пропозицій, наведених вище (спрямованих на активізацію розробки важковидобувних запасів), реалізацію яких вже розпочато в ДК "Укргазвидобування" [1].

Аналіз розробки родовищ та оцінка видобування газу за варіантами 1 і 2 показали, що основні об'єми надбазового видобування газу можуть бути отримані із старих та виснажених Шебелинського і Хрестищенської групи родовищ ($K_{\text{вилуч. газу}} > 85\%$). Для цього проведено реконструкцію Хрестищенської і Червонодонської дотискних компресорних станцій (ДКС) із забезпеченням вхідного тиску 0,6 МПа. Це дає змогу знизити робочі тиски свердловин до 0,8 МПа і відповідно збільшити видобування газу.

Наступна група родовищ з важковидобувними запасами може бути віднесена до головних споруд по підготовці газу "Солоха", що на Полтавщині, де проводиться зниження робочих тисків, очисні роботи у газопроводах, планується будівництво нових промислових газопроводів, що забезпечить надбазові об'єми видобування газу і конденсату.

Родовища з активним водонапірним режимом потребують водоізоляційних робіт, уточнення запасів, робіт по видаленню рідини з вибою свердловин, попередження сольових відкладів у насосно-компресорних трубах і міжтрубному просторі, переведень свердловин на вищезалягаючі газонасні горизонти.

Родовища з низькопроникними колекторами потребують більшої кількості експлуатаційних свердловин, проведення різних видів інтенсифікації, гідророзривів пластів, впровадження буріння горизонтальних свердловин.

Група родовищ із запасами до 0,5 млрд м³ потребує значних питомих затрат коштів, враховуючи незначні запаси, а також підвищений ризик з точки зору надійності попадання свердловинами у малий поклад. Крім того, ця група родовищ потребує термінового облаштування (установки комплексної підготовки газу, установки попередньої підготовки газу, шлейфи).

Група родовищ з питомим вмістом конденсату у пластовому газі понад 200 г/м³ при вилученні 40 % запасів газу потребує спеціальних робіт (впровадження газліфтної, плунжерної, насосної експлуатацій) для видалення конденсату з вибоїв свердловин. Можливі роботи пов'язані з перепусками сухого газу, які забезпечать збільшення видобування як конденсату, так і газу.

Для підвищення поточного видобування газу та кінцевого газовилучення з діючих крупних виснажених газових родовищ України необхідно було вирішити низку питань по обводненню, уточненню початкових і залишкових запасів газу. Було підготовлено і опубліковано цикл праць, спрямованих на уточнення запасів газу в умовах обводнення газових та газоконденсатних покладів, розроблено нову універсальну петрофізичну модель залишкової газонасиченості в умовах обводнення колекторів, яку використано при підрахунках запасів газу Шебелинського родовища, за методом падіння пластового тиску, а також інших родовищ України [5, 6].

$$K_{з.г.} = K_{г.} - \frac{1}{m} (0,024 \lg K_{пр} + 0,03),$$

де $K_{з.г.}$ – коефіцієнт залишкової газонасиченості; $K_{г.}$ – коефіцієнт початкової газонасиченості; m – коефіцієнт пористості; $K_{пр}$ – проникність 10^{-3} мкм², мДс.

Петрофізична модель у поєднанні з промислово-геофізичними дослідженнями у діючих свердловинах забезпечили надійну оцінку об'ємів води, які увійшли у газовий поклад у процесі розробки, що дозволило підрахувати достовірні, як початкові, так і залишкові, запаси газу Шебелинського родовища.

На основі прогнозу збільшення запасів газу Шебелинського родовища на 60 млрд м³ запропоновано шляхи збільшення поточного видобування газу з Шебелинського ГКР (а також з Хрестищенської групи родовищ) за рахунок зниження робочих тисків експлуатаційних свердловин до 0,8 МПа. При цьому, щорічне збільшення видобування газу по Шебелинському родовищу за другим (інвестиційним) варіантом у порівнянні з базовим, затвердженим ЦКР Мінпаливенерго, склало від 130 млн м³ у 2002 р. до прогнозованих 858,7 млн м³ у 2010 р. (при переведенні свердловин на робочий тиск 0,8 МПа) протягом 2005–2010 рр. Підтвердженням дієвості запропонованих рішень є збільшення поточного видобування газу із Шебелинського родовища за рахунок реконструкції Червонодонської ДКС та подачі газу на місцеві потреби, при дослідно-промислових зниженнях робочих тисків від проектних 1,76 МПа до 1,3 МПа. При цьому, видобування газу збільшилося у 2003 р. у порівнянні з базовим на 313 млн м³. Додаткове надбазове видобу-

Таблиця 1. Порівняння базового, інвестиційного та фактичного варіантів видобування газу з Шебелинського родовища за прогнозованими даними у період 2002–2010 рр.

Роки	Видобування газу за варіантами, млн м ³				
	базовий варіант	інвестиційний варіант	надбазове видобування газу	накопичене надбазове видобування газу	фактичне видобування газу
2002	1868,0	1998,1	130,1	130,1	1983,0
2003	1778,9	2207,0	428,1	558,2	2091,8
2004	1697,5	2415,5	718,0	1276,2	2451,2
2005	1611,5	2687,9	1076,4	2352,6	–
2006	1534,9	2575,7	1040,8	3393,4	–
2007	1461,1	2451,3	990,2	4383,6	–
2008	1394,5	2339,7	945,2	5328,8	–
2009	1323,4	2222,8	899,4	6228,2	–
2010	1259,6	2118,3	858,7	7086,9	–
Всього	13929,4	21016,3	7086,9	7086,9	6526,0

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

Таблиця 2. Порівняння базового та інвестиційного варіантів розробки групи родовищ (Хрестищенського, Єфремівського, Мелихівського та Східно-Медведівського), що працюють на Хрестищенську ДКС

Роки	Видобування газу за варіантами, млн м ³		Додаткове видобування газу, млн м ³
	базове	інвестиційне	
2002	2 072	2 326	254
2003	2 010	2 314	304
2004	2 152	2 314	162
2005	2 017	2 084	67
2006	1 878	2 018	140
2007	1 752	2 008	256
2008	1 643	1 948	305
2009	1 547	1 891	344
2010	1 444	1 819	375
			2 207

вання газу за період 2002–2010 рр. складе 7086,9 млн м³, конденсату – 4,263 тис. т. З таблиці 1 видно, що динаміка інвестиційного видобування газу підтверджується фактичним його видобуванням у 2002, 2003 і 2004 рр.

У таблиці 2 наведено базовий та інвестиційний (з новими технологіями) варіанти розробки для групи родовищ (Хрестищенське, Єфремівське, Мелихівське, Східно-Медведівське), які працюють на Хрестищенську ДКС. При цьому інвестиційний варіант розробки має на увазі реконструйовану Хрестищенську ДКС з додатковими капітальними вкладеннями. З таблиці 2 видно, що фактичне додаткове видобування газу станом на 2003 р. склало 558 млн м³, а в 2010 р. склало 2207 млн м³.

Аналогічні пропозиції по зниженню робочих тисків частково впроваджені на групі Полтавських родовищ (за рахунок зниження вхідного тиску на КС "Солоха" з 2,3 до 1,2 МПа). Щорічне збільшення видобування газу з родовищ, з його подачею на КС "Солоха", буде складати 33–100 млн м³ у період 2003–2010 рр.

Додаткове буріння з насипної дамби на Яблунівському НГКР 17 експлуатаційних свердловин на газоконденсатні поклади горизонтів В-17 та Т-1 дозволить наростити щорічне видобування газу з цього родовища в об'ємах 600–700 млн м³. Всього буде додат-

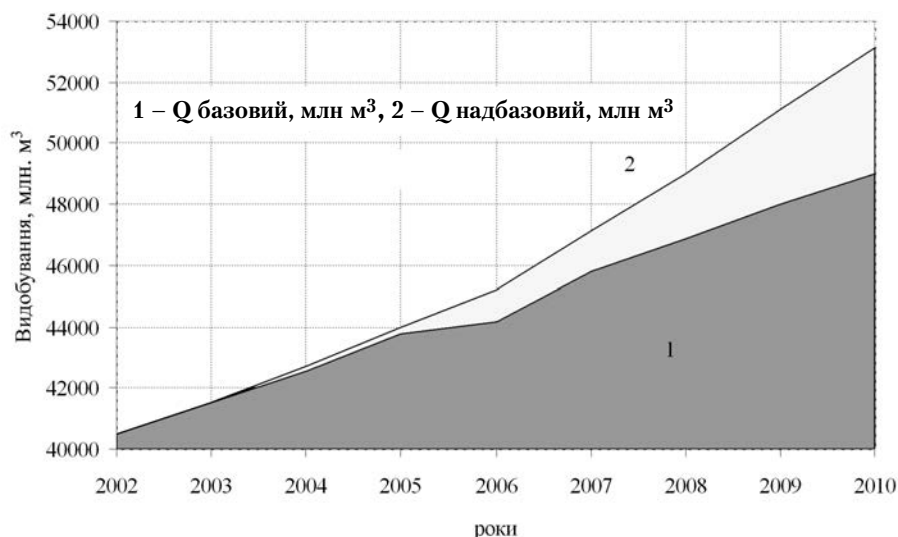


Рис. 2. Динаміка видобування газу з горизонтів Т+Д, В-17 Яблунівського НГКР за базовим та інвестиційним варіантами (з бурінням 17 додаткових свердловин з насипної дамби)

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

46 Таблиця 3. Визначення показників економічної ефективності до і після впровадження нової технології розробки зі зниженням робочих тисків свердловин на Шебелинській та Хрестищенській групі родовищ

Найменування	Роки											Разом		
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010					
Видобування газу, млн м ³	- базове	3940,0	3788,9	3849,5	3628,3	3412,9	3213,1	3037,5	2870,4	2703,6				30444,2
	- інвестиційне	4309,0	4405,8	4765,2	4771,9	4593,7	4459,3	4287,6	4113,9	3937,3				39643,7
	- додаткове	369,0	616,9	915,7	1143,6	1180,8	1246,2	1250,1	1243,5	1233,7				9199,5
Видобування конденсату, тис. т	- базове	27,5	25,7	26,0	31,3	28,9	26,7	24,8	23,1	21,4				235,4
	- інвестиційне	30,2	28,8	30,7	33,1	31,5	30,6	29,2	27,6	25,8				267,5
	- додаткове	2,8	3,2	4,7	1,8	2,6	3,9	4,4	4,4	4,4				32,1
Капітальні вкладення, тис. грн	- базові													
	- інвестиційні	229757,0												229757,0
Валовий дохід від реалізації продукції, тис. грн	- базовий	317286,3	304247,1	309063,2	299405,9	280959,6	263873,1	248965,1	234898,4	220831,8				2479530,4
	- інвестиційний	347254,2	362552,7	380743,0	384070,5	369289,2	358501,6	344453,4	329962,1	315141,4				3181968,1
	- базові	195041,4	192274,1	193372,1	189590,8	185650,0	181995,3	178786,4	175736,2	172690,8				1665137,1
Експлуатаційні витрати, тис. грн	- інвестиційні	213324,3	215009,8	221511,1	221712,4	218465,9	216027,7	212905,1	209738,2	206516,0				1935210,5
	- базовий	122244,9	111972,9	115691,0	109815,2	95309,6	81877,8	70178,7	59162,2	48141,0				814393,4
	- інвестиційний	133929,8	137542,9	159231,9	162358,1	150823,3	142473,9	131548,3	120223,8	108625,4				1246757,6
Податок на прибуток, тис. грн	- базовий	30561,2	27993,2	28922,8	27453,8	23827,4	20469,5	17544,7	14790,5	12035,2				203598,3
	- інвестиційний	33482,5	34385,7	39808,0	40589,5	37705,8	35618,5	32887,1	30056,0	27156,4				311689,4
	- базовий	91683,7	83979,7	86768,3	82361,4	71482,2	61408,4	52634,0	44371,6	36105,7				610795,0
Чистий прибуток, тис. грн	- інвестиційний	100447,4	103157,2	119423,9	121768,6	113117,5	106855,5	98661,2	90167,9	81469,1				935068,2
	- додатковий	8763,7	19177,5	32655,7	39407,2	41635,3	45447,1	46027,2	45796,2	45363,3				324273,2
	- базовий	185563,7	174243,0	178474,9	168861,2	152841,7	137999,9	125035,9	112787,6	100542,8				1336340,7
Вільний грошовий потік, тис. грн	- інвестиційний	-26633,8	208119,9	232943,5	235469,4	222569,4	213105,6	200818,8	188183,2	175272,3				1649848,4
	- базовий	212459,0	186440,1	178474,9	157814,2	133497,8	112649,0	93389,3	80416,0	66995,9				
	- інвестиційний	-30495,7	222688,3	232943,5	220064,9	194400,7	173957,6	153203,7	134172,0	116791,3				
Накопичений приведений вільний грошовий потік, тис. грн	- базовий	212459,0	398899,0	577373,9	735188,2	868686,0	981335,0	1076724,2	1157140,3	1224136,2				1224136,2
	- інвестиційний	-30495,7	192192,6	425136,2	645201,0	839601,7	1013559,3	1166763,1	1300935,1	1417726,4				1417726,4
	- додатковий грошовий потік за рахунок нових технологій, тис. грн.	-242954,7	-206706,4	-152237,8	-89987,1	-29084,2	32224,4	90038,8	143794,8	193590,2				193590,2
Надходження до бюджету, тис. грн	- базове	263359,7	253515,2	258036,1	245930,6	229124,4	213548,6	199919,8	187017,1	174123,7				2026575,2
	- інвестиційне	290349,7	296242,4	322847,8	324898,8	311261,1	301175,5	288142,8	274803,1	261192,3				2670913,5
	- додатковий	24990,1	42727,2	64811,7	78968,2	82136,6	87626,9	88223,0	87786,0	87068,7				644338,3

Таблиця 4. Показники економічної ефективності видобування газу і конденсату Яблунівського родовища

Найменування	Роки											Разом
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Видобування газу, млн м ³	– базове	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1085,0	1050,0	8687,0	
	– інвестиційне	1102,1	1292,9	1343,0	1482,0	1705,0	1907,0	2097,0	2097,0	2097,0	13026,0	
	– додаткове	10,1	200,9	251,0	390,0	613,0	815,0	1012,0	1012,0	1047,0	4339,0	
Видобування конденсату, тис. т	– базове	89,0	82,0	74,0	72,0	67,0	62,0	57,0	53,0	556,0		
	– інвестиційне	89,9	131,0	137,0	141,0	149,0	145,0	134,0	119,0	1045,9		
	– додаткове	0,9	49,0	63,0	69,0	82,0	83,0	77,0	66,0	489,9		
Капітальні вкладення, тис. грн	– базові											
	– інвестиційні	87600,0	17400,0	24200,0	41900,0	24200,0	13400,0				208700,0	
Валовий дохід від реалізації продукції, тис. грн	– базовий	185606,0	177206,0	177206,0	167606,0	165206,0	159206,0	153206,0	146700,8	139375,0	1294111,8	
	– інвестиційний	187447,4	250468,8	261319,8	276151,0	301844,2	311621,8	312133,5	294133,5	2195120,1		
	– базові	107811,5	107266,8	106644,2	106488,6	106099,5	105710,4	105148,1	103971,3	849140,2		
Експлуатаційні витрати, тис. грн	– інвестиційні	108825,6	125537,5	134846,2	140195,0	146632,3	148916,5	149859,2	147791,9	1102604,1		
	– базовий	77794,5	69939,3	60961,8	58717,5	53106,6	47495,7	41552,7	35403,7	444971,6		
	– інвестиційний	78621,8	124931,3	126473,6	135956,0	152111,9	162705,3	162274,3	146341,6	1092516,0		
Податок на прибуток, тис. грн	– базовий	19448,6	17484,8	15240,5	14679,4	13276,6	11873,9	10388,2	8850,9	111242,9		
	– інвестиційний	19655,5	31232,8	31618,4	33989,0	38803,0	40676,3	40568,6	36585,4	273129,0		
	– базовий	58345,9	52454,4	45721,4	44038,1	39829,9	35621,7	31164,5	26552,8	333728,7		
Чистий прибуток, тис. грн	– інвестиційний	58966,4	93698,5	94855,2	101967,0	116408,9	122029,0	121705,7	109756,2	819387,0		
	– додатковий	620,5	41244,0	49133,9	57928,9	76579,0	86407,3	90541,2	83203,5	485658,3		
	– базовий	120613,4	114530,3	107578,2	105840,1	101495,1	97150,0	92172,3	85533,4	824912,7		
Вільний грошовий потік, тис. грн	– інвестиційний	–87600,0	104412,8	152721,1	146689,2	180826,4	218805,5	246383,6	253269,3	240009,1	1455516,9	
	– базовий	129056,3	114530,3	100540,3	92444,9	82850,2	74115,3	65717,6	56994,5	159928,2		
	– інвестиційний	–100302,0	111721,6	152721,1	137092,8	157940,8	178610,4	180577,5	159928,2			
Накопичений привведений вільний грошовий потік, тис. грн	– базовий	129056,3	243586,6	344126,9	436571,8	519422,0	593537,2	659254,8	716249,4	716249,4		
	– інвестиційний	–100302,0	11419,6	164140,7	301233,5	459174,2	637784,7	825749,6	1006327,1	1166255,3		
	– додатковий	–100302,0	–117636,7	–79445,9	–42893,5	22602,4	118362,7	232212,3	347072,2	450005,9		
Надходження до бюджету, тис. грн	– базовий	115008,5	110422,9	105182,2	103872,0	100596,6	97321,2	93563,9	88534,0	814501,4		
	– інвестиційний	116138,2	153959,4	159459,0	171248,4	191766,0	203651,9	210251,0	200649,7	1407123,5		
	– додаткові	1129,7	43536,5	54276,8	67376,4	91169,4	106330,7	116687,1	112115,7	592622,2		

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

ково видобуто 9,0 млрд м³ газу важковидобувних запасів за період 2003–2010 рр. – 4,3 млрд м³. На рис. 2. показано динаміку видобування газу з родовища за базовим та інвестиційним варіантами.

В цілому, за рахунок наведених та інших інвестиційних проєктів, дорозробки родовищ з важковидобувними запасами, запропонованих у працях УкрНДІгазу, виконаних під керівництвом та за участі авторів, кардинально змінено перспективу видобування газу і конденсату по ДК "Укргазвидобування" як до 2010 р., так і на більш далеку перспективу.

На рис. 3. наведено базовий та інвестиційний (за рахунок нових технологічних рішень) варіанти видобування газу в цілому по родовищах ДК "Укргазвидобування" з урахуванням родовищ з важковидобувними запасами.

По суті, враховуючи значні залишкові запаси діючих газових та газоконденсатних родовищ, незначну ступінь їх обводнення, обґрунтовано в технологічних документах можливість підвищення річних об'ємів видобування газу в ДК "Укргазвидобування" у порівнянні з базовими на 2,5–3,0 млрд м³ до 2010 р. З рис. 3 видно, що видобування газу в наступних роках за рахунок нових техноло-

гій "підє" іншим шляхом, шляхом підвищеного поточного видобування вуглеводнів і збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення з газових та газоконденсатних родовищ України.

Збільшення видобування вуглеводнів з родовищ, віднесених до категорії важковидобувних, в цілому по ДК "Укргазвидобування" потребує додаткових капітальних вкладень. Лише по запропонованих науково-технічних рішеннях вони складуть 494064,3 млн грн, а на сьогоднішній день вже склали понад 300 млн грн.

Показники економічної ефективності від додаткового видобування газу і конденсату, за рахунок нових технологій, для Шебелинського та Хрестищенської групи родовищ, а також Яблунівського НГКР наведено у таблицях 3 і 4.

З таблиць 3 і 4 видно, що в цілому інвестиційні варіанти розробки родовищ вигідно відрізняються від базових. При додаткових капітальних затратах у 317 млн грн до 2010 р. із зазначених родовищ додатково буде отримано газу – 13,5 млрд м³, конденсату – 522 тис. т. При цьому додатковий чистий прибуток складе – 809,9 млн грн, а додаткові

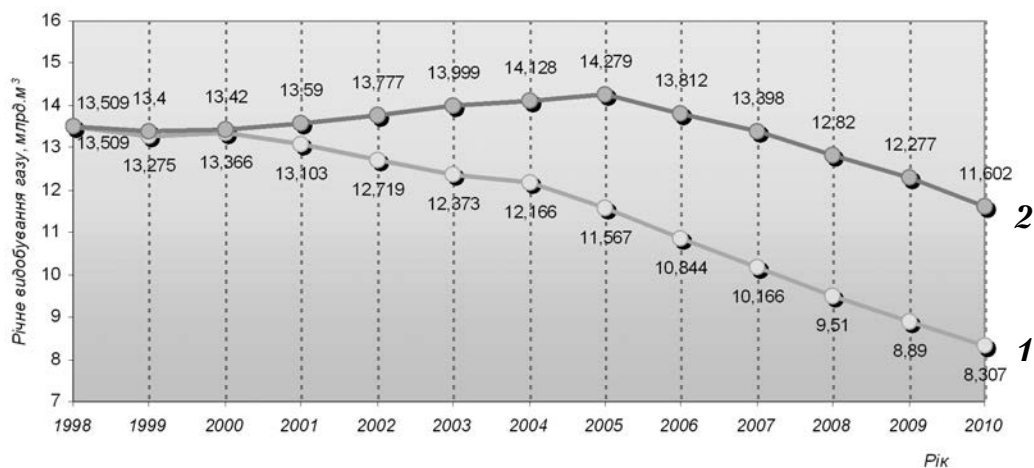


Рис. 3. Базовий та інвестиційний варіанти видобування газу по родовищах ДК "Укргазвидобування": 1 – базовий варіант; 2 – інвестиційний варіант

надходження до бюджету держави складуть 1237 млн грн. Аналогічні позитивні техніко-економічні показники характеризують впровадження й інших нових технологій на діючих родовищах ДК "Укргазвидобування" [7].

Таким чином, газова промисловість України є ефективним полем для впровадження нових інвестиційних технологій на основі передових науково-технічних рішень з гарантованими позитивними техніко-економічними показниками.

Запропоновані науково-технічні рішення по збільшенню поточного видобування газу, підвищенню кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення, запропоновані у працях авторів і частково реалізовані на газовидобувних підприємствах, забезпечують суттєве підвищення ефективності розробки газових та газоконденсатних родовищ України і зміцнюють енергетичну безпеку держави.

ЛІТЕРАТУРИ

1. Синюк Б. Б., Дячук В. В., Фик І. М., Лизанець А. В. Стан і перспективи видобування газу, конденсату і нафти з родовищ ДК "Укргазвидобування" // Зб. наук. пр. "Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України". – Івано-Франківськ, 2003. – С. 29–33.
2. Фик І. М. Перспективи нарощування видобутку газу в Україні / Тези доп. 5-ї Міжнар. конф. УНГА "Нафта – Газ України – 98". – Полтава, 1998. Т. 1. – С. 122–123.
3. Рибич І. Й., Бенько В. М., Олексюк В. І., Лизанець А. В., Борисовець І. І. Стан видобутку газу, конденсату і нафти на родовищах ДК "Укргазвидобування" і перспективи його нарощування в майбутньому // Нафта і газ України: Зб. наук. пр. / Матеріали 6-ї Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України – 2000". – Івано-Франківськ, 2000. – Т. 1. – С. 29–38.
4. Указ Президента України "Про заходи щодо залучення інвестицій для розробки нафтових родовищ з важковидобувними та виснаженими запасами" від 17 червня 1996 р. № 433/96.
5. Фык И. М. Влияние параметров пористой среды на остаточную газонасыщенность // Газовая пром-сть. – 1981. – № 1. – С. 18–19.
6. Фык И. М., Григорьев В. С., Сороченко Д. Р. К вопросу обводнения Шебелинского месторождения // Реф. информ. ВНИИЭгазпрома. Сер.: Геология и разведка газовых, газоконденсатных и морских нефтяных месторождений. – Вып. 4, 1989. – С. 12–15.
7. Фик І. М., Дячук В. В., Курочкін К. С. Оптимізація систем розробки газових і газоконденсатних родовищ України в умовах дефіциту газу власного видобування // Нафт. і газова пром-сть. – 2005. – № 2. – С. 27–30.