

УДК 622.276.64;622.245.54

**ФИК МИХАЙЛО,**

*кандидат технічних наук, доцент,  
Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"*

**КУРОЧКІН КИРИЛО,**

*кандидат економічних наук, начальник відділу економічних досліджень,  
Український науково-дослідний інститут природних газів*

**АББУД МОХАММЕД,**

*аспірант, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"*

**АЛЬ-СУЛТАН МОХАММЕД,**

*аспірант, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"*

**ВАРАВИНА ОЛЕНА,**

*аспірант, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"*

## **АДАПТИВНА МЕТОДИКА НАБЛИЖЕНОЇ ОЦІНКИ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ОБ'ЄКТА ВИСНАЖЕНОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА**

У роботі розглядається апробована в галузевій системі підприємств ПАТ "Укргазвидобування" методика оцінки техніко-економічних показників розробки газоконденсатного родовища, яку доповнено та спрощено для набуття наближених оцінок в разі щорічної природної або штучної зміни газоконденсатного фактора та термобаричних станів видобувного флюїду протягом експлуатаційного періоду пізньої стадії. Зазначаються цільові зміни в алгоритмах розрахунків базових техніко-економічних показників, особливості для частково виснажених родовищ, які перейшли в постійний режим роботи із дотискувальними компресорними станціями та фіксованими тисками на вибоях свердловин, ураховується використання сухого газу для повернення в пласт або осушки привибійної зони. Визначені основні фактори впливу на кінцеві результати техніко-економічної оцінки.

**Ключові слова:** виснажене газоконденсатне родовище; визначення тенденцій параметрів; режим постійного робочого тиску; рентабельність; окупність.

**Постановка проблеми.** Багато газоконденсатних родовищ (ГКР) України та інших країн знаходяться на пізній чи завершальній стадії експлуатації. Для збільшення річного видобутку та збільшення газоконденсатовилучення використовуються дотискувальні компресорні станції (ДКС), осушування привибійних зон свердловин високонапірним сухим газом, підтримання пластових тисків шляхом закачування інертних газів до виснаженого резервуару. У цих умовах, як правило, існує оперативна потреба оцінювання техніко-економічних параметрів видобування вуглеводнів на ГКР упродовж наступних 10-20 років. У такому разі в методику оцінки техніко-економічних показників може бути впроваджено ряд алгоритмічних та аналітичних спрощень та нововведень, що стосуються як газодинамічних, так і економічних розрахунків.

**Мета роботи** - удосконалити методику наближеної оцінки техніко-економічних показників розробки об'єкта газоконденсатного родовища для можливості адаптації розрахунків на пізній стадії. Це зазвичай передбачає роботу ДКС, використання технологій підтримки пластового тиску (ППТ), осушування вибоїв високонапірним газом, штучним регулюванням робочих тисків свердло-

вин. Для досягнення поставленої мети необхідно оцінити вплив параметрів ДКС, ППД, термобаричної інтенсифікації на результати техніко-економічних розрахунків. При цьому вдосконалену методику передбачається використовувати безпосередньо на виробництві та в навчальному процесі.

Огляд досліджень та публікацій з проблеми. Із середини ХХ сторіччя методика оцінки техніко-економічних показників розробки газоконденсатних родовищ постійно вдосконалювалася й набувала свого сучасного стану [1]. Методика була широко апробована, зокрема в практиці промислового виробництва ПАТ "Укргазвидобування" в Україні та багатьох підприємств Сибіру РФ. Вихідні дані розрахунку варіантів розробки традиційно включають кількість свердловин, видобуток газу, конденсату, поточні капітальні вкладення та експлуатаційні витрати. Незважаючи на те, що подібні класичні методики мають часте та плідне використання, вони зазвичай не мають оцінки зміни витрати паливного газу ДКС (в енергетичному та грошовому еквіваленті) від адаптаційної зміни робочого тиску свердловин, тиску в приймальному магістральному газопроводі. У складі умовно-змінних витрат наявні витрати на підготовку та

компримування газу, але розрахунок витрат залежить лише від обсягу видобутого товарного газу  $Q_{тг}$ :

$$E_{пг} = 1,41 * Q_{тг} \text{ (тис. грн).}$$

Із практики експлуатації ДКС відомо, що витрати паливного газу залежать не тільки від обсягу перекачування газу, але суттєво залежать від ступеня збільшення тиску із входу на вихід. При цьому витрата паливного газу може змінюватись на порядок при постійних обсягах транзиту газу через ДКС [2].

Як показано в [3], тепловий режим роботи ліфтових колон свердловин залежить від складу газу. Оскільки загальний теплогідравлічний режим ліфтингу також змінюється при зміні теплового режиму ліфтингу газу в свердловині, то врахування зміни складу газу також дуже важливе для врахування під час техніко-економічної оцінки розробки ГКР. Зокрема, у [1] не висвітлено підхід змін в економічних розрахунках за умови часткового сайклінг-процесу або за умови інтенсифікації роботи свердловини шляхом осушування привибійної зони періодичним закачуванням сухого газу.

У монографіях [4] та [5] висвітлюються зміни теплогідравлічних режимів роботи шлейфових мереж експлуатаційних газоконденсатних свердловин. Від складу видобувного флюїду, який змінюється із часом (і це треба враховувати в техніко-економічних оцінках), залежить ефективність збирання та транспортування вологого газу від вибою свердловини до входу в колектори установки комплексної підготовки газу (УКПГ) та далі - у ДКС.

У сучасних працях економістів [6-8] описано підхід до оцінки техніко-економічних показників довготривалих процесів. Авторами доведено, що потрібно знаходити та враховувати в першу чергу найбільш впливові технологічні параметри, визначити тренди зміни техніко-економічних показників. Водночас актуальним є врахування залежності економічних показників від розширеного набору технічних та режимних параметрів систем. У разі експлуатації газоконденсатних свердловин у режимі постійного гирлового тиску впливовими параметрами на економічну оцінку результатів видобувних процесів є робочий тиск свердловин, перепад тиску на ДКС, частка повернення сухого газу в пласт (привибійна зона). Це пов'язано з тим, що витрати паливного газу, газу агента осушки змінюються в широких межах залежно від вищевказаних техніко-технологічних параметрів.

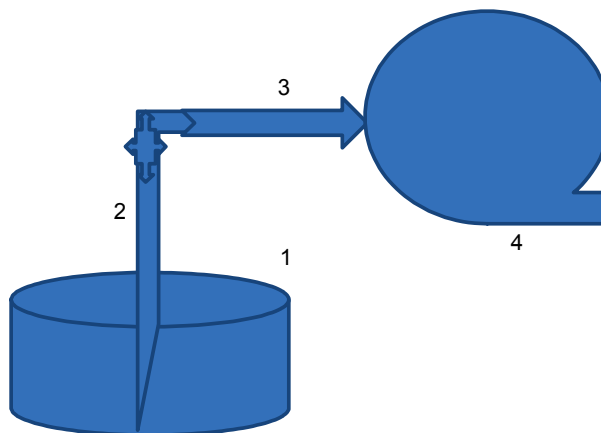
**Виклад основного матеріалу.** За основні інструменти досягнення мети нами взято запропоновані в [9] підходи до експрес-оцінки техніко-економічних показників складних галузевих процесів, а також ідеї збільшення привабливості інвестиційних заходів [10].

#### **Розрахункова технологічна схема методики.**

На рис. 1 показана розрахункова схема запропонованої нами методики. Базовий розрахунок робиться для кожного одного об'єкта розробки окремо. Далі економічні результати можуть бути інтегровані в загальний результат по декількох основних об'єктах розробки газоконденсатного родовища (ГКР). Для оцінки береться один резервуар (елемент № 1 рисунка), що умовно вважається літологічно екранованим і таким, що працює в газовому режимі. Усі ліфтові колони свердловин, що розкрили продуктивну товщу в межах зазначеного резервуару вважаються однією колоною із відповідним розрахунковим еквівалентним діаметром (елемент № 2 рисунка). Шлейфи свердловин також інтегруються математично в один трубопровід, що простягається від гирла свердловин до вхідного колектора дотискувальної компресорної станції (елемент № 3 рисунка). Дотискувальна компресорна станція (ДКС) вважається заключним елементом у розглянутому ланцюгу технологічних об'єктів (елемент № 4 рисунка).

**Адаптаційні параметри методики.** При розрахунку середньорічних режимних та технологічних параметрів елементів 1-4 (рис. 1) та фізико-хімічних властивостей газу у відповідних термобаричних умовах після аналізу даних попередніх років можлива екстраполяція основних показників розробки експлуатаційних об'єктів родовища з визначенням тенденцій їх зміни. При цьому важливо врахувати не тільки тенденції технічних величин, але також окремих економічних факторів та показників. Виходячи з досвіду на підприємствах ПАТ "Укргазвидобування", під час програмування техніко-економічних розрахунків використано функції "ТЕНДЕНЦІЯ" програми Excel пакету MOffice для газодинамічних опорів А і В продуктивного пласта, кількості свердловин, гідравлічного опору ліфтів та шлейфів свердловин, густини, стисливості та в'язкості газу, ринкової вартості природного газу, ринкової вартості одиниці нафтового еквівалента.

**Особливості алгоритмів техніко-економічних розрахунків.** Усі основні режимні параметри елементів схеми розраховувались автоматично, виходячи з історії



**Рис. 1. Розрахункова технологічна схема адаптивної методики.**

- 1 - об'єкт резервуар-інжинірингу;  
2 - газодинамічний еквівалент сукупності ліфтових колон свердловин;  
3 - газодинамічний еквівалент сукупності шлейфів свердловин;  
4 - дотискувальна компресорна станція (ДКС).

Таблиця 1. - Блок розрахунку фактичних та прогнозних параметрів ДКС

Параметр ДКС	Од. вим.	ВТSM родовище	1	2	3	4	5	6	7
Тиск газу на виході з координат (вх. колектор)	Мпа	1,156	1,150	1,150	1,100	1,100	1,100	1,050	1,050
Тиск газу в МГ (вхід ТДУ, підкл. до МГ)	Мпа	6,200	6,200	6,200	6,100	6,100	6,000	6,000	5,900
Щільність газу в стандартних умовах	кг/м3	0,781	0,784	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794
Показник адіабати (політропи)		1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278	1,278
Ізобарна теплоємність газу	Дж/кг*К	2500,000	2500,000	2500,000	2500,000	2500,000	2500,000	2500,000	2500,000
Температура газу на всмоктуванні (середньорічна)	К	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000	273,000
Питома адіабатична робота	Дж/кг	302114,226	302114,226	302114,226	308170,794	308170,794	304615,158	314654,861	311015,910
Адiabатичний КПД компресора		0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
Механічний КПД компресора		0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
Питома робота на валу	ГДж/тис.м3	0,310	0,315	0,315	0,322	0,322	0,318	0,329	0,325
ККД двигуна		0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280
Питома споживання палива	ГДж/тис. м3	1,109	1,127	1,149	1,149	1,149	1,136	1,173	1,160
Питома споживання газу (див. калорійність) 32,7	м3/тис.м3	33,908	34,456	35,147	35,147	35,147	34,741	35,887	35,471
Добова витрата газу через ДКС	тис.м3/доба	1680,000	500,000	500,000	500,000	480,000	460,000	440,000	420,000
Добове споживання паливного газу	тис.м3/доба	56,966	17,228	18,951	17,574	16,871	15,981	15,790	14,898
Річне споживання паливного газу (20 днів ТО)	млн.м3/рік	19,653	5,944	6,538	6,063	5,820	5,513	5,448	5,140

Таблиця 2. - Блок розрахунку економічних фактичних та прогнозних параметрів в методіці

Показники до ТЕО розробки ГРК	Роки розробки									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Будівництво										
Додатковий видобуток нафти (газ еквівалент), тис.т	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1	238,1
Паливний газ дов. ДКС, млн.м3	5,974	6,571	6,094	5,850	5,541	5,475	5,166	4,920	4,903	4,777
Капітальні інвестиції, тис.грн.	781 189,5	41 189,5	41 189,5	41 189,5	41 189,5	41 189,5	41 189,5	41 189,5	41 189,5	41 189,5
в т.ч. ДКС, тис.грн.	750 000,0	10 000,0	10 000,0	10 000,0	10 000,0	10 000,0	10 000,0	10 000,0	10 000,0	10 000,0
шлейфи, тис.грн.	31 189,5	31 189,5	31 189,5	31 189,5	31 189,5	31 189,5	31 189,5	31 189,5	31 189,5	31 189,5
Додаткові експлуатаційні витрати	837 977,2	841 798,1	838 743,2	837 184,2	835 211,5	834 787,9	832 809,5	831 236,1	831 127,5	830 323,4
в т.ч. витрати на персонал, тис.грн.	732,0	732,0	732,0	732,0	732,0	732,0	732,0	732,0	732,0	732,0
на обслуговування свердловин, тис.грн.	1 925,4	1 925,4	1 925,4	1 925,4	1 925,4	1 925,4	1 925,4	1 925,4	1 925,4	1 925,4
на видобуток і підтолку нафти, тис.грн.	43 785,7	43 785,7	43 785,7	43 785,7	43 785,7	43 785,7	43 785,7	43 785,7	43 785,7	43 785,7
на обслуговування ДКС, тис.грн.	30 045,8	30 045,8	30 045,8	30 045,8	30 045,8	30 045,8	30 045,8	30 045,8	30 045,8	30 045,8
на закупівлю паливного газу, тис.грн.	38 208,8	42 029,6	38 974,7	37 415,8	35 443,1	35 019,4	33 041,0	31 467,7	31 359,0	30 555,0
ренні платажі, тис.грн.	686 080,2	686 080,2	686 080,2	686 080,2	686 080,2	686 080,2	686 080,2	686 080,2	686 080,2	686 080,2
амортизація, тис.грн.	37 199,5	37 199,5	37 199,5	37 199,5	37 199,5	37 199,5	37 199,5	37 199,5	37 199,5	37 199,5
Валовий дохід, тис.грн.	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4	2 838 952,4
ПДВ, тис.грн.	473 158,7	473 158,7	473 158,7	473 158,7	473 158,7	473 158,7	473 158,7	473 158,7	473 158,7	473 158,7
Прибуток, тис.грн.	1 527 816,4	1 523 995,5	1 527 816,4	1 528 609,4	1 530 582,1	1 531 005,8	1 532 984,1	1 534 666,1	1 534 557,5	1 535 470,2
Податок на прибуток, тис.грн.	275 007,0	274 319,2	274 869,1	275 149,7	275 504,8	275 581,1	275 937,1	276 220,4	276 239,9	276 384,6
Чистий прибуток, тис.грн.	1 252 809,5	1 249 676,3	1 252 181,4	1 253 459,7	1 255 077,3	1 255 424,7	1 257 047,0	1 258 426,2	1 258 317,6	1 259 085,6
Грошовий потік, тис.грн.	-781 189,5	1 248 819,4	1 245 686,3	1 248 191,3	1 251 087,3	1 251 434,7	1 253 056,9	1 254 347,1	1 254 436,2	1 255 095,5
Дисконтований грошовий потік, тис.грн.	-781 189,5	1 095 455,6	848 493,6	739 786,4	649 775,5	570 136,8	500 768,3	439 722,7	385 749,1	338 554,3
Дисконтований грошовий потік нарахованим підсумком, тис.грн.	-781 189,5	3 142 666,1	2 115 274,8	2 855 061,2	3 504 83 6,7	4 074 973,5	4 575 741,8	5 015 464,6	5 401 213,7	5 739 767,9

Таблиця 3. - Блок розрахунку фізико-хімічних параметрів природного газу в методиці

Параметри газу ГРП	Од. вим.	молярні маси компонент	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	CH <sub>4</sub>	16,043	91,39	91,39	91,39	91,39	91,39	91,39	91,39	91,39	91,39	91,39
Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
н-Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,124	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
н-Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Азот	N <sub>2</sub>	28,01	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Вуглекислий газ	CO <sub>2</sub>	44,01	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
молярна маса природного газу	кг/кмоль		17,779738	17,779738	17,779738	17,779738	17,779738	17,779738	17,779738	17,779738	17,779738	17,779738
відносна щільність газу по повітрю			0,614	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614
щільність газу при нормальних умовах	кг/м <sup>3</sup>		0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794	0,794
Газова постійна за молярною масою, відносно шільністю,	Дж/кгК		467,69	467,69	467,69	467,69	467,69	467,69	467,69	467,69	467,69	467,69
Псевдокритичний тиск	Мпа		4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47	4,47
Псевдокритична температура	К		199,82	199,82	199,82	199,82	199,82	199,82	199,82	199,82	199,82	199,82
Коефіцієнт стисливості газу при T=273К і Pатм,			0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997
Коефіцієнт стисливості газу при T=278К і Pроб,			0,966	0,966	0,967	0,967	0,967	0,969	0,969	0,969	0,970	0,970
Коефіцієнт стисливості газу при T=330К і Pпл,			0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897
Густина газу за умов газових мереж: при P=3К Па	кг/м <sup>3</sup>		0,819	0,819	0,819	0,819	0,819	0,819	0,819	0,819	0,819	0,819
при Pроб	кг/м <sup>3</sup>		10,746	10,746	10,334	10,334	10,334	9,924	9,924	9,924	9,515	9,515
при пластовому тиску	кг/м <sup>3</sup>		43,341	43,341	43,341	43,341	43,341	43,341	43,341	43,341	43,341	43,341
Коефіцієнт динамічної в'язкості за нормальних умов,	Па*с		1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05	1,04E-05
Динамічна в'язкість газу за умов газових шлейфів,	Па*с		9,95019E-06	9,9502E-06	9,95019E-06	9,95019E-06	9,95019E-06	9,95019E-06	9,95019E-06	9,95019E-06	9,95019E-06	9,95019E-06
Динамічна в'язкість газу за пластових умов	Па*с		0,0000125	0,0000125	0,0000125	0,0000125	0,0000125	0,0000125	0,0000125	0,0000125	0,0000125	0,0000125
Кінематична в'язкість: за нормальних умов,	м <sup>2</sup> /с		1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05	1,31E-05
при низькому тиску шлейфів,	м <sup>2</sup> /с		9,26E-07	9,26E-07	9,63E-07	9,63E-07	9,63E-07	1,00E-06	1,00E-06	1,00E-06	1,05E-06	1,05E-06
при високому тиску (плат)	м <sup>2</sup> /с		2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07	2,8841E-07

та динаміки їх змін за роками. Такий класичний алгоритмічний підхід визначення та прогнозування показників розробки газоконденсатного родовища доповнено штучною зміною співвідношення вхідного та вихідного тиску ДКС (із розрахунковою зміною витрати паливного газу ДКС), а також зміною часткового повернення сухого газу до вибоїв свердловин. Урахований технологічний процес можна вважати частковим сайклінг-процесом (із відносно малою кількістю повернення газу в пласт), але на практиці частіше використовують інтенсифікацію свердловин шляхом "підсушування" привибійної зони. В останньому випадку також важливо враховувати як збільшення, так і зменшення газоконденсатного фактора газоподібного родовища флюїду. В алгоритмі розрахунків у такому разі кожен рік мав би починатись з уточнення фізико-хімічних властивостей газу для пластових умов, термобаричних умов у ліфтах та шлейфах, стандартних умов. Фактично в запропонованому алгоритмі автоматично враховуються зміни не в детальному компонентному складі (класичний підхід, що потребує значного машинного часу), а лише тренди зміни інтегральних та усереднених (на розрахунковому кроці для кожного наступного року) густини газу, коефіцієнта стиснення, динамічної в'язкості.

**Особливості аналітичної частини адаптивної методики для виснажених ГКР.** Спрощення в аналітиці газодинамічних розрахунків проведено в частині вибору лише одного режиму експлуатації свердловин, а саме: режиму роботи свердловин із постійним робочим тиском (що є типовим на пізній стадії експлуатації ГКР, коли починає діяти ДКС). Спрощення в економічній частині торкнулись витрат на експлуатацію свердловин та шлейфів. Ці витрати вважають умовно однаковими при різній довжині шлейфів та різному стані капітального ремонту свердловин. У такому разі витрати усереднені для типових продуктивних глибин ГКР, загального часу історії функціонування промислу на ГКР, відстані від вибоїв свердловин до майданчика установок попередньої та комплексної підготовки газу (УППГ та УКПГ).

**Елементи наукової новизни в розробленій методиці:**

- уведення в ланцюг оціночних розрахунків річних параметрів розробки ГКР на пізній стадії механічного та адіабатичного ККД компресора ДКС, ККД двигуна ДКС, що дозволить автоматично (програмно) точніше визначати витрату паливного газу ДКС;

- під час автоматизованого програмування показників розробки ГКР, на якому використовується ППД та осушування вибоїв високонапірним газом, враховувати тренди зміни густини, стисливості та динамічної в'язкості газу. Це дозволить точніше визначати річні обсяги видобутку газу та конденсату залежно від складу газу та стану промислових трубопроводів.

**Результати проведених досліджень.** Розрахунковий блок методики наближеної оцінки техніко-економічних показників розробки об'єкта виснаженого газоконденсатного родовища розбито умовно на 8 частин:

- розрахунок фізико-хімічних властивостей природного газу в нормальних умовах, умовах пласта, гирла та вибою свердловини, умовах збирання газу по шлейфах;
- розрахунок фільтрації видобувного флюїду в продуктивному розрізі;
- розрахунок ліфтингу видобувних флюїдів по НКТ;
- розрахунок транспортування газоконденсатної продукції по шлейфах до УППГ та УКПГ;
- розрахунок витрати паливного газу ДКС з урахуванням рівня вхідного та вихідного тиску;
- економічні розрахунки;

- балансні розрахунки по початкових та залишкових запасах вуглеводнів;

- визначення трендів фізичних властивостей газу та ціни на вуглеводні за всіма накопиченими та раніше визначеними даними.

Зазначені частини (з 1 до 8) розрахунків проводяться циклічно для кожного року експлуатації. Урахування історичного фактажу та останніх тенденцій щодо властивостей природного газу, газоконденсатного фактора та режимних параметрів свердловин та ДКС призводить до коригування річних обсягів видобування газу до 15-25%. Якщо в останні роки прогнозу капітальних вкладень немає, то на той самий відсоток змінюються прибутки газовидобувного підприємства. Приклад результатів розрахунків блоку параметрів ДКС наведено в таблиці 1, економічного блоку - у таблиці 2. У таблиці 3 подано приклад блоку розрахунків фізичних параметрів газу щороку (історії та прогнозного періоду) за різних термобаричних умов.

Цикл апробаційних розрахунків за розробленою методикою техніко-економічних показників розробки об'єкта виснаженого газоконденсатного родовища показав, що застосовані в методиці спрощення не змінили результатів оцінки повної рентабельності та терміну окупності заходів інтенсифікації видобування газу на ГКР більш ніж на 5%.

## Висновки

1. При роботі дотискувальних компресорних станцій на пізній стадії експлуатації газоконденсатного родовища (після переходу до режиму постійних робочих тисків свердловин) ключовими факторами впливу на економічні показники стають динаміка витрат компресором паливного газу, витрат сухого та високонапірного газу на інтенсифікацію роботи свердловин, для запобігання падінню пластового тиску.

2. Показано, що термобаричні зміни режимних параметрів, а також хімічного складу антропогенного або природного походження суттєво впливають на результати загальної економічної оцінки роботи родовища.

3. Запропоновані алгоритмічні та аналітичні спрощення не призводять до збільшення похибки оцінки економічних показників окупності та повної рентабельності за розглянутий період більш як на 5%. Тобто запропонована методика економічної оцінки діючих ГРК на четвертій (завершальній) стадії експлуатації є корисною для газовидобувних підприємств.

4. Розроблена методика має прозорий алгоритм та спрощену аналітику, отже, може використовуватись, крім реального сектора економіки, також у навчальному процесі для нафтогазових, геологічних та енергетично-інжинірингових спеціальностей. Методика може бути рекомендована для студентів та молодих учених для використання в інвестиційних стартапах.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних родовищ) / [за заг. ред. О. Ф. Редько]. - Харків : Бурун і К, 2009. - 304 с.
2. Фык М. И. Особенности концептуально-технологического подхода при открытии второго дыхания нефтегазоконденсатных месторождений / М. И. Фык, А. Б. Синюк // Геопетроль. - 2014. - С. 565-570.
3. Improvement of technological-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. - 2016. - Vol. 5, № 8 (83). DOI: <http://dx.doi.org/10.15587/1729-4061.2016.80073>

4. Тевяшев А. Д. Метод динамического баланса в газо-транспортных системах / А. Д. Тевяшев, С. Н. Набатова, Ю. В. Пономарев // Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем. - 2008. - № 9. - С. 298-313.

5. Братах М. И. Основы межпромыслового транспорта газа / М. И. Братах, В. Г. Топоров, М. И. Фык. - Харьков : ООО "Эксклюзив", 2016. - 248 с.

6. Шеховцова Ю. А. Теория и методология оценки эффективности инвестиционных проектов / Ю. А. Шеховцова. - Саратов : Науч. книга, 2011. - 151 с.

7. УК "Арсаргера" Заметки в инвестировании [2-е изд., перераб. и доп.]. - СПб. : Свое издательство, 2015. - 496 с.

8. Виленский П. Оценка эффективности инвестиционных проектов / П. Виленский, В. Лившиц, С. Смоляк. - М. : Дело, 2002. - 1138 с.

9. Модели и методы экспресс-анализа инвестиционных проектов / [Г. А. Ботвин, М. В. Забоев, О. В. Завьялов, В. В. Черныш] ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Федер. агентство по образованию, С.-Петерб. ин-т машиностроения. - СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2009. - 270 с.

10. Федоренко В. Г. Инвестознaвство / В. Г. Федоренко. - К. : МАУП, 2002. - 408 с.

**Фык Михаил,**

*кандидат технических наук, доцент,*

*Национальный технический университет "Харьковский политехнический институт"*

**Курочкин Кирилл,**

*кандидат экономических наук, начальник отдела экономических исследований,*

*Украинский научно-исследовательский институт природных газов*

**Аббуд Мохаммед,**

*аспирант, Национальный технический университет "Харьковский политехнический институт"*

**Аль-Султан Мохаммед,**

*аспирант, Национальный технический университет "Харьковский политехнический институт"*

**Варавина Елена,**

*аспирант, Национальный технический университет "Харьковский политехнический институт"*

### **АДАПТИВНАЯ МЕТОДИКА ПРИБЛИЖЕННОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА ИЗМОЖДЕННОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В работе рассматривается апробированная в отраслевой системе предприятий ОАО "Укргаздобыча" методика оценки технико-экономических показателей разработки газоконденсатного месторождения, дополненная и упрощенная для получения приближенных оценок в случае ежегодного естественного или искусственного изменения газоконденсатного фактора и термобарических состояний добывающего флюида в течение эксплуатационного периода поздней стадии. Указываются целевые изменения в алгоритмах расчетов базовых технико-экономических показателей, особенности для частично-истощенных месторождений, которые перешли в постоянный режим работы с дожимными компрессорными станциями и фиксированными давлениями на ухабах скважин, учитывается использование сухого газа для возвращения в пласт или осушки призабойной зоны. Определены основные факторы влияния на конечные результаты технико-экономической оценки.

**Ключевые слова:** *изможденное газоконденсатное месторождение; определение тенденций параметров; режим постоянного рабочего давления; рентабельность; окупаемость.*

**Fyk Mykhailo,**

*Candidate of Technical Sciences, associate professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"*

**Kurochkin Kyrylo,**

*Candidate of Economics Science, Head of the Department of Economic Research,*

*Ukrainian Research Institute of Natural Gas*

**Abbud Mohammed,**

*Postgraduate student, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"*

**Al Sultan Mohammed,**

*Postgraduate student, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"*

**Varavina Olena,**

*Postgraduate student, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"*

### **ADAPTIVE TECHNIQUE OF THE APPROXIMATE ESTIMATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS OF THE DEVELOPMENT OF THE OBJECT OF THE EXHAUSTED GAS CONDENSATE DEPOSIT**

The method of evaluation of technical and economic indicators for the development of gas condensate field tested in the branch system of enterprises of PJSC "Ukrgazvydobuvannya" is considered, which is supplemented and simplified for obtaining approximate estimates in the case of annual natural or artificial changes in the gas condensate factor and thermobaric states of the extracted fluid during the operational period of the late stage. Targeted changes in the algorithms of calculations of basic technical and economic indicators, especially for partially exhausted deposits, which have become permanent in operation with compressed compressor stations and fixed pressure on the wells, are used, dry gas is used for returning to the formation or dehumidification of the hinterland. The main factors of influence on the final results of the technical and economic evaluation are determined. Improvement of the technique of an approximate estimation of technical and economic indicators of the development of the gas condensate deposit facility for the possibility of adaptation of calculations at the late stage, which usually involves the operation of the SCS, the use of PPE technologies, the drying of the faces by high-pressure gas, and artificial adjustment of the working pressures of wells. The changes in the results of technical and economical calculations are taken into account when taking into account the parameters of the DKS, PPD, thermobaric intensification for the possibility of use in production and in the educational process.

**Keywords:** exhausted gas condensate deposit; determination of trends in parameters; constant operating pressure mode; profitability; recouperment.

#### REFERENCES

1. Redko, O.F. [ed.] (2009), Designing the development and arrangement of gas (gas condensate fields), *Burun and K*, Kharkiv, 304 p. (ukr).
2. Fyk, M.I. and Sinyuk, A. B. (2014), Features of the conceptual and technological approach when opening the second breath of oil and gas condensate deposits, *Geopetrol - 2014*. 565-570.
3. Kutia, Mykhailo and Fyk, Mykhailo and Kravchenko, Oleg and Palis, Stefan and Ilya, Fyk (2016), Improvement of technological - mathematical model for the medium-term prediction of the work of a gas condensate field, *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. Vol. 5, No 8 (83). DOI: <http://dx.doi.org/10.15587/1729-4061.2016.80073>
4. Tevyashev, A.D. and Nabatov, S.N. and Ponomarev, Yu.V. (2008), Dynamic Balance Method in Gas Transmission Systems, *Mathematical Models and Methods for Analysis and Optimal Synthesis of Developing Pipeline and Hydraulic Systems (Irkutsk)*. No. 9. pp. 298-313 (rus).
5. Bratakh, M.I. and Toporov, V.G. and Fyk, M.I. (2016), Fundamentals of inter-field transport of gas. LLC «Exclusive»: Kharkov 248 p. (rus).
6. Shekhovtsova, Yu.A. (2011), Theory and methodology of investment projects efficiency evaluation, *Nauch. kniga*, Saratov, p. 151 (rus).
7. Management company «Arsagera» Notes in the investment (2015), *Svoye izdatelstvo*, St.Petersburg, 496 p. (rus).
8. Vilensky, P. and Livshits, V. and Smolyak, S. (2002), Evaluation of the effectiveness of investment projects, Theory and practice. *Dielo Publishing*, Moscow, 1138 p. (rus).
9. Botvin, G. A. and Zabojev, M. V. and Zavyalov, O. V. and Chernysh, V. V. (2009), Models and methods of express analysis of investment projects, *Publishing house Polytechnic. University*, St. Petersburg, p. 270 (rus).
10. Fedorenko, V.G. (2002), Investing MAUP, Kyiv, 408 p. (ukr).

© Фик Михайло, Курочкін Кирило, Аббуд Мохаммед, Аль-Султан Мохаммед, Варавіна Олена  
Надійшла до редакції 16.10.2017