

АНАЛІЗ ФОРМУВАННЯ І ВИКОРИСТАННЯ ВИРОБНИЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ ЗАХІДНОГО РЕГІОНУ

І.М.Мазур

*Івано-Франківський університет права імені Короля Данила Галицького,
76018, Івано-Франківськ, вул. Є. Коновальця, 35, тел. (03422) 771845,
e-mail: inst.doctor@ttk.if.ua*

Розглядається формування фонду нафтових і газових свердловин. В результаті вивчення ефективності його використання обґрунтовано основні напрями підвищення ефективності експлуатації виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств Західного нафтогазоносного регіону України.

Ключові слова: виробнича потужність, інтегральний коефіцієнт, коефіцієнт інтенсивного використання фонду свердловин, коефіцієнт експлуатації свердловин.

Рассматривается формирование фонда нефтяных и газовых скважин. В результате изучения эффективности его использования обосновано главные направления повышения эффективности эксплуатации производственных мощностей в нефтегазодобыче для Западного нефтегазоносного региона Украины.

Ключевые слова: производственная мощность, интегральный коэффициент, коэффициент интенсивного использования фонда скважин, коэффициент эксплуатации скважин.

Forming of fund of oil and gas mining holes is studied in the article. The main directions of the increasing of the efficiency of exploitation of production capacities are grounded in oil-and-gas outputting for the Western oil-and-gas-bearing region of Ukraine as a result of study of efficiency of his use.

Keywords: production capacity, integral coefficient, coefficient of the intensive use of fund of mining holes, coefficient of exploitation of mining holes.

Вступ. Україна відноситься до енергодефіцитних країн, оскільки потреби споживання нафти за рахунок власного видобутку задовільняються за різними оцінками на 10%, а природного газу – на 25%. Проте обсяг споживання газу перевищує споживання блакитного палива Францією, Італією чи Японією. Впродовж року Україна споживає близько 30 млн.т нафтопродуктів, що становить 17% в одиницях умовного палива у балансі споживання енергоресурсів народним господарством, а частка природного газу досягає 45% [1, 2, 3]. В умовах посилення геополітичного впливу на Україну зі сторони Росії особливої актуальності набуває необхідність забезпечення енергетичної безпеки держави шляхом нарощування видобутку нафти і газу за рахунок розробки і дорозробки українських родовищ. Відновлення і стабілізація вітчизняного нафтогазовидобутку пов'язані із необхідністю пошуку резервів формування виробничих потужностей та підвищення ефективності їх використання.

Постановка проблеми. На підставі аналізу розробки родовищ Західного нафтогазоносного регіону [6] виявлено недосягнення проектної та нормативної потужностей по багатьох родовищах, що зумовлене виробленням видобувних запасів, значною обводненістю продукції, низьким газовим фактором, постійним зменшенням видобутку нафти через неефективні режими розробки та низькі фільтраційні властивості порід колекторів та самих флюїдів. Ефективність функціонування нафтогазовидо-

бувних підприємств передбачає їх поступовий розвиток, який обумовлюється приростом нових потужностей, оптимальним розміщенням, вдосконаленням виробничих процесів за рахунок впровадження досягнень науки, розвитку техніки і технологій.

Огляд останніх досліджень. Галузеві особливості ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств досліджувалися у працях М.І.Барановського, Д.О.Єгера, М.О.Данилюка [5], В.М.Дорошенка, Р.А.Зайнутдінова, Ю.О.Зарубіна, М.І.Турка, Ю.П.Колбушкіна, О.О.Лапко, Б.З.Піріашвілі, В.С.Лесюка, Ю.М.Малишева, В.Е.Тищенко, Г.І.Трохтмана, І.Є.Шевалдіна, В.Ф.Шматова, Б.З.Піріашвілі [1,2,3]. Однак, окремі питання, пов'язані з регулюванням використання і формування виробничих потужностей та більш повного використання природно-сировинної бази не знайшли свого відображення та вирішення через обмеженість доступу до інформаційних джерел. Водночас, цим питанням сьогодні не приділяється достатня увага підприємствами галузі через обмеженість фінансування та корпоративний конфлікт інтересів. Нові економічні умови діяльності потребують розробки концепції, орієнтованої на раціоналізацію організації виробництва, забезпечення передумов стабілізації видобутку вуглеводневої сировини та розвитку нафтогазовидобувних підприємств.

Розробка концепції розвитку нафтогазовидобування у Західному регіоні потребує аналізу формування і використання виробничих потужностей для пошуку шляхів нарощування ви-

робничих потужностей та оптимізації їх використання. Формування виробничих потужностей у видобутку нафти і газу та їх розміщення визначається наявністю розвіданих запасів вуглеводнів нових родовищ та покладів. Сучасний стан фінансування нафтогазовидобувних підприємств не сприяє надходженню інвестицій у відкриття родовищ у Західному регіоні, тому найбільшим реальним шляхом збільшення обсягів вітчизняного нафтогазовидобутку є більш повне використання вже розвіданих запасів.

Завдання дослідження. У зв'язку зі зміною структури запасів нафти, газу і конденсату щорічно зростає кількість свердловин, експлуатація яких нерентабельна через низький дебіт або високу обводненість продукції. Із аналізу проблеми випливає, що негативна тенденція зниження річних приростів видобування нафти і конденсату в Україні певною мірою згладжується за рахунок заходів, спрямованих на відновлення продуктивності свердловин. У нафтовидобувних районах Прикарпаття більшість нафтових свердловин відпрацювали свій експлуатаційний ресурс [5]. З точки зору економічної доцільності такі свердловини необхідно зупиняти, щоб покращити фінансове становище підприємств. З іншого боку, зупинка свердловин призведе до повної деформації систем розробки працюючих об'єктів, консервації важкодоступної частини запасів, до суттєвого зни-

ження кінцевої нафтовіддачі за рахунок безповоротної втрати значної кількості нафти. Отже, пошук напрямів підвищення нафтовилучення є метою дослідження, що втілюється в таких основних завданнях: 1) аналіз формування фонду нафтових і газових свердловин; 2) вивчення структури експлуатаційного фонду свердловин за глибиною продуктивного пласта; 3) аналіз ефективності використання фонду свердловин за часом; 4) дослідження ефективності різних способів експлуатації свердловин; 5) пошук напрямів інтенсифікації видобутку, зокрема, шляхом заводнення.

Основні результати дослідження. Проаналізуємо ефективність формування й використання фонду свердловин нафтогазовидобувних підприємств Західного нафтогазоносного регіону (табл. 1).

Впродовж 2004-2006 рр. спостерігається зростання діючого фонду свердловин на 64 свердловини, з них кількість даючих нафту збільшилась на 23 свердловини (табл. 1). Така тенденція обумовлена зростанням кількості даючих нафту за рахунок переведення в даючі нафту свердловин №349-Дол. з нагнітальних; №216-ГС, №828-Дол, №193-Півн. Дол., №187-Півн. Дол. – з буріння; із п'єзометричних – №32-Півн. Дол., №113-Півн. Дол.; із консервації - №34-Дол. Проте, на загальне збільшення кількості свердловин даючих нафту вирішаль-

Таблиця 1 – Формування фонду нафтових свердловин на підприємствах Західного нафтогазоносного регіону [6]

Показники	Кількість свердловин			Зміна 2007/2005
	01.01.2005 р.	01.01.2006 р.	01.01.2007 р.	
Діючий фонд	1207	1191	1271	64
– даючих нафту	1194	1171	1217	23
– в простой	13	20	54	41
Бездіючий фонд	220	235	156	-64
– зупинені в поточному році і грудні попереднього року	12	23	24	12
– зупинені до 01.12 попереднього року	208	212	132	-76
В освоєнні після буріння	1	-	-	-1
Експлуатаційний фонд	1428	1426	1427	-1
Нагнітальні	214	202	203	-11
– в т.ч. діючі	206	192	191	-15
Контрольні	386	395	303	-83
В консервації	33	34	33	-
В очікуванні ліквідації	23	40	42	19
Дегазаційні	25	27	27	2
Всього свердловин	2109	2124	2035	-74
Ліквідовані свердловини після експлуатації	2339	2341	2346	7
Ліквідовані свердловини після буріння	733	733	727	-6
Прийнято свердловин із буріння за рік	5	4	6	1
Прийнято свердловин із ліквідованих	-	-	1	1
Прийнято свердловин з інших фондів	2	1	-	-2
Прийнято свердловин з газового фонду	-	-	-	-
Прийнято свердловин з інших горизонтів	3	1	1	-2

ний вплив здійснило зростання на 42 свердловини фонду НГВУ "Бориславнафтогаз" за рахунок впровадження підприємством економічно вигідного жолонкового способу експлуатації свердловин при нерентабельності використання інших способів. Отже, збільшення кількості свердловин в НГВУ "Бориславнафтогаз" викликано переведенням у діючі нафтових свердловин, що очікували ліквідації та законсервованих, а також переведенням із нагнітальних, коли здійснюється змінна щодо руху флюїду розробка покладів.

Протягом 2005-2006 рр. кількість видобувних свердловин, які перебувають у простої, зросла на 41 через намагання більш ефективно використовувати можливості експлуатації малих родовищ і родовищ, запаси яких майже вичерпані. Сьогодні у зв'язку із інформаційним і техніко-технологічним розвитком нафтогазовидобувних технологій стала можливою експлуатація об'єктів, які не були перспективними впродовж кількох попередніх років. З огляду на це, ліквідації підлягають свердловини тільки через неунікні геологічні та технічні причини, оскільки відновити ліквідовані свердловини досить складно. Кількість свердловин у простої зросла через зупинку для відновлення пластового тиску й інших режимних параметрів, а також накопичення нафти і проведення експлуатаційного буріння. Так, впродовж 2005-2006 рр. проводилося експлуатаційне буріння на свердловинах №216-ГС, №828-Дол., №193-Півн. Дол., що уможливило продовження їх експлуатації за рахунок приєднання інших продуктивних горизонтів. Збільшення кількості свердловин у простої в НГВУ «Бориславнафтогаз» спричинене очікуванням свердловин на проведення відновлювальних та інших видів робіт, що сприяють інтенсифікації видобутку (табл. 1).

Кількість експлуатаційних свердловин зменшилась на одну за рахунок зменшення кількості свердловин в освоєнні після буріння. Слід зазначити, що вартість бурових робіт не дозволяє підприємствам проводити розвідувальне і експлуатаційне буріння на значних глибинах – 6000 і більше метрів. У цьому випадку централізований розподіл коштів здійснюється на користь нафтогазовидобувних підприємств Східного регіону, оскільки там родовища залягають на значно менших глибинах і геологічні характеристики порід є більш сприятливими для буріння, що суттєво впливає на вартість розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Тому впродовж досліджуваного періоду введено в експлуатацію 8 нафтових свердловин: №23,6,24,8,7,26 на Микуличинському родовищі, Лопушна-35 і №1003-Битківського родовища на підставі договору купівлі-продажу від СП «УкрКарпатОйл ЛТД» та однієї газової свердловини Монастирчани-21.

Отже, одним із резервів підвищення ефективності використання фонду свердловин виступає експлуатаційне забурювання кількох різноскерованих стовбурів, поглиблення свердловин із метою більш повного розкриття бага-

топластових продуктивних горизонтів та залучення у розробку невикористаних зон запасів вуглеводнів. Для цього необхідно проводити комплексні геофізичні дослідження з використанням сучасних методів для об'єктивної оцінки запасів корисних копалин. При визначенні перспективних запасів нафти чи газу на більших глибинах економічно доцільніше використовувати існуючу свердловину, поглиблюючи її з метою розкриття продуктивних горизонтів, ніж споруджувати поряд іншу, оскільки вартість буріння свердловини глибиною 2500-3000 м становить близько 18 мільйонів гривень.

Станом на 01.01.2007 р. діючих нафтових свердловин у Західному газонафтоносному регіоні 1271, з них зупинено 54 свердловини, кількість нагнітальних свердловин зменшилась на 15 свердловин. Зменшення зумовлене переведенням свердловин в очікування ліквідації через геологічні причини та зупинкою з метою відновлення початкових пластових умов і переведення їх у видобувні. Зменшення кількості нагнітальних свердловин викликано переведенням у видобувні свердловини №349-Дол.; переходом в очікування ліквідації з геологічних причин свердловини №603-Дол.; з технічних причин – №543-Дол., №602-Дол., №218-Дол., №533-Дол., №69-Півн. Дол.; переходом у п'єзометричні свердловини №809-Дол., №57-Півн. Дол., №120-Півн. Дол., №73-Виг.-Витв.; ліквідацією свердловин №245-Дол., №160-Півн.Дол. та збільшенням за рахунок переводу із видобувних свердловин №176-Півн.Дол., №185-Півн.Дол., №102-Струт., №265-Дол. Свердловини №185 – Півн. Дол., №102-Струт. після експлуатаційного буріння переведена з видобувних у нагнітальні (див. табл. 1).

Кількість контрольних свердловин зменшилась на 83 одиниці. В основному така тенденція викликана переведенням їх у п'єзометричні. Збільшення контрольних свердловин у 2005 р. пояснюється переведенням у контрольні двох нагнітальних свердловин на Східницькому родовищі, однієї на Старосамбірському, та двох свердловин на Орів-Уличнянському родовищі з очікування ліквідації та однієї свердловини з консервації в контрольні на цьому ж родовищі. Кількість контрольних свердловин збільшилась на дві, через введення свердловин 35-Лопушна, Довб.-13, Довб.-30, 400 і вибуття з контрольних 586, 539-Лопушна; збільшилась кількість контрольних свердловин на 1 на Гвіздецькому та 1 на Рудавецькому родовищах.

Кількість свердловин в очікуванні ліквідації збільшилась на 19 свердловин, що обумовлене переведенням свердловин №271, 603, 218, 533-Дол., з нагнітальних в очікування ліквідації через технічні причини, №647-Дол., №48,73,78-Півн.Дол., з видобувних нафтових в очікування ліквідації з геологічних причин, з п'єзометричних свердловин №548,543-Дол. та №602-Дол., №69-Півн.Дол. з бездії, №50-Спас. з видобувних в очікування ліквідації з технічних причин. Впродовж 2005-2006 рр. ліквідовано після експлуатації з геологічних причин свердловини: №20,215-Дол. – нафтові, та після

Таблиця 2 – Структура експлуатаційного фонду свердловин за глибиною [6], %

Глибина свердловин, м	Кількість нафтових, газових і нагнітальних свердловин		Кількість нафтових і газових свердловин		Кількість нагнітальних свердловин	
	всього	похило-скерованих	всього	похило-скерованих	всього	похило-скерованих
<500	0,80	-	0,30	-	-	-
501-900	0,80	-	0,90	-	-	-
901-1400	8,78	3,81	9,91	4,12	-	-
1401-1800	16,22	27,62	13,81	26,80	36,59	37,50
1801-2250	22,61	11,43	21,92	9,28	29,27	37,50
2251-2800	21,54	13,33	20,72	14,43	29,27	0,00
2801-3600	19,68	39,05	21,62	40,21	4,88	25,00
3601-5600	9,57	4,76	10,81	5,15	-	-
Всього:	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

експлуатації з технічних причин ліквідовано свердловини: №809-Дол., №160-Півн.Дол. – нагнітальні. Збільшення кількості свердловин в очікуванні ліквідації на 10 свердловин пояснюється переведенням в очікування ліквідації з бездіючого фонду 4 свердловини на Бориславському, 2 на Східницькому, 2 видобувних на Новосхідницькому, 2 з нагнітальних та 3 видобувних на Старосамбірському родовищах. Протягом аналізованого періоду ліквідовано 2 свердловини на Бориславському, 1 – на Під-Монастирському родовищах.

У 2005-2006 рр. кількість дегазаційних свердловин зросла на 2 свердловини за рахунок переведення у дегазаційні однієї нафтової свердловини на Битківському родовищі та однієї на Східницькому. В 2005-2006 рр. спостерігається позитивна тенденція щодо зменшення кількості свердловин, які ліквідовані після буріння на 6 свердловин за рахунок переведення з ліквідованих з технічних причин №3,12,16,17,18-Струт., та через геологічні причини №3-Танява на експлуатаційні горизонти іншого родовища – Ріпненського. Кількість ліквідованих свердловин після експлуатації зросла на 7 свердловин.

Впродовж 2005-2006 рр. спостерігається позитивна тенденція щодо збільшення експлуатаційного фонду свердловин введення з буріння відновлення ліквідованих свердловин у 2006р., у 2005р. включення свердловин з бездіючого фонду, а також з інших горизонтів впродовж досліджуваного періоду. Це свідчить про роботу з перегляду можливостей використання наявних виробничих потужностей.

Станом на 01.01.2007 р. зупинено 54 свердловини: 16 – на Битківському, по одній на Гвіздецькому і Пасічянському, дві на Луквинському, 111 – на Бориславському, 12 – на Орів-Уличнянському, 6 – на Східницькому, 2 – на Новосхідницькому, 3 – на Коханівському, 7 – на Старосамбірському, 2 – на Блажівському, 1 – на Долинському родовищах, а свердловин в освоєнні після буріння не було. У 2006 році з експлуатаційного буріння прийнято 6 свердловин: Микуличин-24 і Лопушна-35, №187-Півн. Долина, з розвідувального буріння прийнята

свердловини Микуличин-8 і дві свердловини на Верхньомасловецькому родовищі.

Дослідження фонду свердловин за глибиною (табл. 2) засвідчило, що 01.01.2007 р. найбільша питома вага 22,61% та 21,54% належать групам глибиною 1801-2250 та 2251-2800 м для похило скерованих група 2801-3600 має найбільшу частку – 39% (див. табл. 2).

В той час, як для видобувних нафтових і газових свердловин сукупна питома вага групи свердловин з глибиною від 1801 до 3600 м становить – 64,26%, а з похило скерованих 40,21% становить категорія 2801-3600 м. Щодо нагнітальних свердловин, то найбільше їх у категоріях глибиною 1401-1800 м, 1801-2250 м, 2251-2800 м, а загальна їх частка у фонді нагнітальних свердловин складає 95%, схожа тенденція простежується і для похилоскерованих нагнітальних свердловин. Отже, існують значні резерви щодо підвищення ефективності використання свердловин за рахунок дорозбурювання та їх поглиблення для залучення у розробку нових горизонтів, більш повного розкриття та експлуатації продуктивних горизонтів, в тому числі, і за рахунок буріння похилоскерованих свердловин та кущових свердловин, що пропонується і досліджується сьогодні фахівцями і має значні перспективи. Такі заходи дозволять суттєво підвищити потужність нафтогазовидобувних підприємств, збільшити повноту використання природних ресурсів за рахунок підвищення коефіцієнта нафтовилучення та більш раціональних схем розробки покладів і родовищ.

Аналізуючи формування фонду газових свердловин (див. табл. 3), необхідно відзначити зменшення свердловин діючого фонду за рахунок кількості газовидобувних свердловин, які дають продукцію. Така зміна зумовлена зменшенням експлуатаційного фонду і переведенням їх в очікування ліквідації, проте, свердловина №8 Вільх. з нафтових переведена у газові та перебувала в бездії станом на 01.01.07. Кількість ліквідованих свердловин після експлуатації і буріння не змінилася. Станом на 01.01.2007 р. діючих свердловин, які дають продукцію у газовому фонді – 11, в бездії - 1, в освоєнні після буріння немає. Кількість контрольних сверд-

Таблиця 3 – Формування фонду газових свердловин на підприємствах Західного нафтогазоносного регіону [6]

Показники	Кількість свердловин			Зміна 2007/2005
	01.01.2005 р.	01.01.2006 р.	01.01.2007р.	
Діючий фонд свердловин	14	15	11	-3
- що дають продукцію	14	14	11	-3
- в простій	-	1	-	-
Бездіючий фонд	1	2	1	-
- в освоєнні після буріння	-	-	-	-
Експлуатаційний фонд	15	15	12	-3
- в консервації	-	-	-	-
- контрольні	15	16	14	-1
- в очікуванні ліквідації	-	1	4	-
Всього свердловин	30	30	30	-
Ліквідовані свердловини після експлуатації	15	15	15	-
Ліквідовані свердловини після буріння	12	12	12	-

ловин зменшилась на 3 свердловини: К-1, К-25, Рос-20, які переведено в фонд очікування ліквідації.

Основним резервом покращення використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств є зростання експлуатаційного фонду свердловин за рахунок свердловин, що дають продукцію, і нагінатальних. Резервом формування фонду свердловин, що дасть змогу збільшувати виробничу потужність та потенційні можливості нафтогазовидобувного виробництва, є переведення контрольних свердловин у нагінатальні або в ті, що дають нафту, а ліквідованих свердловин після буріння та експлуатації - у контрольні для виявлення можливості їх експлуатації з метою видобутку нафти чи підтримання пластової енергії.

Досліджуючи ефективність використання нафтового фонду свердловин за часом слід зазначити, що впродовж 2005-2006 рр. спостерігалось зростання продуктивності свердловин, оскільки середній дебіт на відпрацьований свердловино-місяць зріс на 27,3%, що характерне для усіх підприємств (див. табл. 4). Проте, коефіцієнт використання експлуатаційного фонду свердловин зріс на 2,5%, що зумовлене збільшенням часу роботи свердловин із врахуванням накопичування рідини при періодичній експлуатації. Така ситуація викликана скороченням кількості свердловин у бездії та простої.

Позитивною тенденцією стало збільшення коефіцієнта експлуатації свердловин на 2,3%, отже, фонд діючих свердловин використовується понад запланований рівень, проте існують резерви нарощування виробничої потужності за рахунок залучення в експлуатацію свердловин, які перебувають у бездії чи простої. Так, у 2005 р. спостерігається зниження коефіцієнта використання експлуатаційного фонду свердловин на 1,062% за рахунок збільшення кількості свердловин, зупинених в поточному році. Рівень коефіцієнта інтенсивного викорис-

тання експлуатаційного фонду свердловин стабільний, що відповідає стратегії розвитку підприємств – стабілізація видобутку нафти і газу. Впродовж аналізованого періоду спостерігається зростання коефіцієнта інтегрального використання фонду свердловин на 2,5%, в основному за рахунок збільшення коефіцієнта використання експлуатаційного фонду свердловин. Проте, значення інтегрального коефіцієнта дозволяє виявити резерви його зростання за рахунок розширення екстенсивного використання фонду свердловин.

Високий рівень коефіцієнта використання нафтового газу позитивно характеризує ефективність його видобутку, що стимулює зростання рівня видобутку попутного газу в регіоні. Його підвищення до 98,5% свідчить про технологічно ефективні процеси збору і транспортування попутного газу, що було досягнуто за рахунок впровадження газопроводу на Монастирчанському родовищі для його збору і транспортування, а також локальних установок збору попутного газу.

В процесі дослідження ефективність використання експлуатаційного фонду газових свердловин у Західному нафтогазоносному регіоні було виявлено стабільне зростання продуктивності свердловин у видобутку природного газу в 2005-2006 рр. на 23,5%, хоча рівень продуктивності у 2006 році був дещо нижчим, що зумовлене ліквідацією і консервацією двох газових свердловин. Впродовж досліджуваного періоду відбулося зростання коефіцієнта використання фонду свердловин на 2,15%, а динаміка його зміни пояснюється причинами, зазначеними вище (див. табл. 5).

Коефіцієнт експлуатації свердловин дорівнює коефіцієнту використання фонду свердловин, оскільки газові свердловини впродовж 2005-2006 рр. не перебували у бездії чи простої. Коефіцієнт інтенсивного використання перевищує одиницю, що пояснюється перевиконан-

Таблиця 4 – Аналіз використання експлуатаційного фонду нафтових свердловин за часом [6]

Показники	Всього				
	2004	2005	Тр, %	2006	Тр, %
Календарний час роботи по всьому фонду свердловин, год.	12702168	12639792	99,5	12466752	98,1
Час експлуатації всього фонду свердловин, год.	12354301	11666993	94,4	10252026	83,0
Календарний час для діючого фонду свердловин, год.	10869683	10701407	98,5	10937683	100,6
Час експлуатації діючого фонду свердловин, год.	10886156	10650698	97,8	10712386	98,4
Середній дебіт на один відпрацьований свердловино-місяць, т	33,868	39,686	117,2	40,886	120,7
Коефіцієнт використання експлуатаційного фонду свердловин, од.	0,856	0,847	98,9	0,877	102,5
Коефіцієнт експлуатації свердловин, од.	0,998	1,005	100,6	1,021	102,3
Коефіцієнт інтенсивного використання фонду свердловин, од.	1,001	1,002	100,1	1,001	100,0
Інтегральний коефіцієнт, од.	0,857	0,848	99,0	0,878	102,5
Коефіцієнт використання нафтового газу, од.	0,976	0,972	99,6	0,985	100,9

Таблиця 5 – Аналіз використання газового фонду свердловин за часом [6]

Показники	Всього				
	2004	2005	Тр, %	2006	Тр, %
Календарний час роботи по всьому фонду свердловин, год.	129192	110042	85,18	100471	77,77
Час експлуатації всього фонду свердловин, год.	125964	109860	87,22	100067	79,44
Час експлуатації діючого фонду свердловин, год.	125964	109860	87,22	100067	79,44
Календарний час для діючого фонду свердловин, год.	129192	110042	85,18	100471	77,77
Середній дебіт на один відпрацьований свердловино-місяць, 1000 м ³	47,03	58,08	123,50	48,56	103,25
Коефіцієнт використання фонду свердловин, од.	0,975	0,998	102,39	0,996	102,15
Коефіцієнт експлуатації свердловин, од.	0,975	0,998	102,39	0,996	102,15
Коефіцієнт інтенсивного використання фонду свердловин, од.	1,000	1,002	100,20	1,007	100,71
Інтегральний коефіцієнт, од.	0,975	1,000	102,60	1,003	102,88

ням проектних показників розробки родовищ, а це забезпечує тенденцію зростання і високий рівень інтегрального показника використання фонду свердловин, проте, існують резерви екстенсивного використання фонду газових свердловин.

Проаналізуємо обсяг видобутку нафти за способами експлуатації (див. табл. 6).

У Західному регіоні проводять експлуатацію свердловин штангово-глибинними насосами, фонтанним способом експлуатації на природному режимі, газліфтним способом із допомогою закачування попутного газу та використовуючи електровідцентрові насоси. Усі вище зазначені способи мають певні обмеження у використанні технологічного, технічного та геологічного характеру, тому газліфт не вико-

ристовується в НГВУ “Долинанафтогаз” та “Бориславнафтогаз”, оскільки недостатньо попутного газу для забезпечення технологічних витрат. В НГВУ “Долинанафтогаз” та “Надвірнанафтогаз” не використовуються електровідцентрові насоси через геологічні причини та їх відсутність в необхідних модифікаціях.

В 2006 р. найбільше нафти видобуто із використанням штангово-глибинних установок – 79,4%, що на 9,42% більше рівня 2004 р.. До 16% у 2006 р. зростає питома вага видобутку фонтанним способом, що на 26,65% більше рівня 2004 р. за рахунок зменшення частки видобутку газліфтним способом до 4,28% або на 50,94% (табл. 6). Така ситуація пояснюється пізньою стадією розробки родовищ, коли газонасиченість в результаті експлуатації зменшу-

Таблиця 6 – Видобуток нафти за способами експлуатації [6]

Підприємство	Роки	Видобуток нафти за способами експлуатації, т				
		ШГН	фонтанний	газліфтний	ЕДН	Всього
НГВУ "Бориславнафтогаз"	2004	79253	12247	-	0	91500
	2005	81830	14381	-	0,522	96211,5
	2006	84957	14381	-	1819	101157
НГВУ "Надвірнафтогаз"	2004	63326	33475	53178	-	149979
	2005	78644	38349	38399	-	155392
	2006	94100	40447	26140	-	160687
НГВУ "Долинафтогаз"	2004	300856,2	31422,1	-	-	332278
	2005	302799,4	34510,6	-	-	337310
	2006	306148,3	42877,3	-	-	349026

Таблиця 7 – Додатковий видобуток нафти за рахунок нагнітання води [6]

Родовища	2004		2005		2006	
	тонн	т/тис. м ³	тонн	т/тис. м ³	тонн	т/тис. м ³
Бориславське	7648,00	42,50	8771,00	48,20	18300,00	138,60
Східницьке	1804,00	22,40	1813,00	23,50	1000,00	17,90
Орив-Уличнянське	5930,00	247,00	5313,00	212,50	4400,00	200,00
Старосамбірське	29318,00	230,50	27155,00	271,60	24200,00	277,00
Битківське	32100,00	188,71	36569,00	215,10	40100,00	235,80
Луквинське	16254,00	162,50	16140,00	161,33	16005,00	133,31
Гвіздецьке	1321,00	13,21	100,00	1,00	0,00	0,00
Бистрицько-Довбушанське	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Долинське	36439,48	25,20	37107,38	25,20	37826,00	25,20
Північно-Долинське	12181,06	23,40	11901,20	22,16	14182,79	24,01
Струтинське	10132,48	63,01	9926,50	61,73	10984,09	70,40
Спаське	15500,91	118,87	13601,96	104,39	16019,70	123,23

ється, і обсяг попутного газу не задовільняє технологічні потреби. В таких випадках відбувається перехід до інших способів експлуатації – з використанням штангово-глибинних або відцентрових насосів. Збільшення видобутку із свердловин, які експлуатуються фонтанним способом стало можливим за рахунок введення в експлуатацію п'єзометричних свердловин, які перебували в очікуванні відновлення пластового тиску, а також введенням нових свердловин на нових малих і дуже малих родовищах: Блажівському, Верхньомасловецькому та Монастирчанському.

Протягом аналізованого періоду проводилося підвищення нафтовіддачі пластів за рахунок розробки Битківського, Луквинського, Гвіздецького, Довбушансько-Бистрицького, Бориславського, Східницького, Орив-Уличнянського, Старосамбірського родовищ з підтриманням пластового тиску та компенсацією відбору нафти водою. В результаті промислового впровадження газоводяної репресії суттєво покращився стан розробки покладів: зменшилися темпи падіння пластового тиску, стабілізувався видобуток нафти і знизився газовий фактор, збільшився коефіцієнт нафтовилучення. Суттєво підвищилась ефективність газоводяної репресії на Битківському родовищі, де обсяг видо-

бутку зріс із 42,5 до 138,6 т/тис. м³, на Старосамбірському з 230,5 до 277 т/тис. м³, на Битківському з 188,7 до 235,8 тис. м³ (табл. 7).

На Гвіздецькому, Луквинському, Орив-Уличнянському та Східницькому родовищах спостерігається зменшення ефективності нагнітання води, що викликане високим відсотком обводненості продукції та проривами води, хоча підтримання пластового тиску дає додатковий обсяг видобутку нафти, що підвищує коефіцієнт нафтовилучення. На Бистрицько-Довбушанському родовищі заводнення проводиться тільки з метою компенсації відбору нафти.

Отже, газоводяна репресія позитивно впливає на ефективність експлуатації нафтових родовищ, що дозволяє збільшувати їх продуктивність та вилучати важко видобувні залишки нафти, підвищуючи коефіцієнт нафтогазовилучення з пласта.

Проте, застосування газоводяної репресії має певні обмеження щодо геологічних умов і величини родовищ і покладів, а також стадії та режиму експлуатації, на яких вони знаходяться.

Висновки. Оскільки централізований розподіл коштів здійснюється на користь підприємств Східного нафтогазоносного регіону, де родовища залягають на значно менших глибинах і геологічні характеристики порід для бу-

ріння є більш сприятливими, що суттєво впливає на вартість розвідувальних та експлуатаційних свердловин, одним із резервів стабілізації виробничих потужностей та їх зростання у Західному регіоні є покращення використання та формування фонду свердловин.

В процесі аналізу використання фонду свердловин обґрунтовано основні напрями підвищення ефективності використання виробничих потужностей:

– проведення робіт у свердловинах з інтенсифікації видобутку та обмеження припливу пластових вод;

– збільшення продуктивного часу видобувних свердловин за рахунок регламентації та ефективної організації проведення робіт у свердловинах;

– перегляд фонду свердловин, які перебувають у консервації, ліквідації та контрольних для залучення їх у розробку шляхом поглиблення, дорозбурювання вибою, ліквідації геологічних та технічних пошкоджень;

– поглиблення та забурювання нових чи горизонтальних вибоїв свердловин для більш повного розкриття нафтогазоносних горизонтів;

– буріння додаткових свердловин в зонах, що не були в активній розробці;

– розукрупнення великих багатопластових об'єктів розробки на більш малі на пізніх стадіях розробки;

– відновлення пластової температури у низькопроникних зонах при використанні гідродинамічних методів. Метою реалізації запропонованих напрямів є підвищення рівня вилучення запасів нафти і газу з покладів, який залишається ще досить низьким.

Важливу роль у забезпеченні роботоздатності та ефективності експлуатації фонду свердловин відіграє організація та якість ремонтного обслуговування. Впродовж останніх років організації ремонтного обслуговування свердловин та його ролі у забезпеченні ефективного використання виробничих потужностей не приділяється достатньо уваги ні вченими, ні адміністрацією нафтогазовидобувних свердловин. Отже, удосконалення ремонтного обслуговування потребує вивчення як резерв підвищення ефективності використання виробничих потужностей.

1 Піріашвілі Б.З. Перспективний паливно-енергетичний баланс – основа формування Енергетичної стратегії України до 2030 року / Б.З.Піріашвілі, Б.П.Чиркін, І.К.Чукаєва; НАН України; Рада по вивченню продуктивних сил України. – К.: Наук. думка, 2002. – 240 с.

2 Піріашвілі Б.З. Ефективність використання паливно-енергетичних ресурсів у регіонах України / Б.З.Піріашвілі, Є.І.Галиновський, І.Ю.Плюта, Б.П.Чиркін; НАН України; Рада по вивченню продуктивних сил України / Б.М. Данилишин (ред.). – К.: РВПС України НАНУ, 2006. – 56 с.

3 Піріашвілі Б.З. Регіональні матеріально-ресурсні баланси: розробка базових балансів / Піріашвілі Б.З., Дубовик В.С., Нижник О.М., Чиркін Б.П.; НАН України; Рада по вивченню продуктивних сил України. – Препр. – К., 2005. – 80 с.

4 Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т./ Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – Т 2. Західний нафтогазоносний регіон. – 1489 с.

5 Данилюк М.О. Стан і перспективи розвитку нафтогазовидобувної галузі України та необхідність інвестування як фактор її економічного зростання / М.О.Данилюк, У.Я.Витвицька // Енергетика: економіка, технології, екологія. – К.: Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», 2001. – №3. – С.14 – 16.

6 Мазур І.М. Управління використанням виробничих потужностей як фактор підвищення ефективності нафтогазовидобувних підприємств: дис. на здобуття наукового ступеня кандидата ек. наук: 21.04.08 / І.М. Мазур. – Івано-Франківськ, 2008. – 247 с.

*Стаття постуила в редакційну колегію
15.07.09*

*Рекомендована до друку професором
М. О. Данилюком*