

Розділ 2. ЕКОНОМІКА ПІДПРИЄМСТВ ТА ГАЛУЗЕЙ ГОСПОДАРСЬКОГО КОМПЛЕКСУ РЕГІОНУ

Данилюк М. О., Мазур І. М.

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ІННОВАЦІЙНОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

В статті аналізуються можливості удосконалення експлуатації свердловин за рахунок впровадження інноваційного підземного обладнання. Пропонуються і досліджуються заходи із впровадження технічних інновацій у видобутку нафти. Обґрунтовано алгоритм визначення економічної ефективності впровадження нового технологічного обладнання при стабілізації видобутку нафти, проаналізовано переваги його застосування.

Ключові слова: економічна ефективність, інноваційне технологічне обладнання, річний обсяг видобутку нафти, дисконтовані експлуатаційні витрати, індекс рентабельності, період окупності.

І. Вступ. У зв'язку зі зміною структури запасів нафти, газу і конденсату щорічно зростає кількість свердловин, експлуатація яких нерентабельна із-за низького дебіту або високої обводненості продукції. Із аналізу проблеми випливає, що негативна тенденція зниження річних приростів видобування нафти і конденсату в Україні якимось згладжується за рахунок заходів, скерованих на відновлення продуктивності свердловин та стабілізації видобутку. У нафтовидобувних районах Прикарпаття більшість нафтових свердловин відпрацювали свій експлуатаційний ресурс [1]. З точки зору економічної доцільності такі свердловини необхідно зупинити, 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 зниження кінцевої нафтовіддачі за рахунок безповоротної втрати значної кількості нафти. У цьому випадку постає необхідність стабілізації видобутку за рахунок впровадження інновацій для техніко-технологічного удосконалення виробничих процесів.

II. Постановка завдання. Впродовж 2003-2005 рр. у Західному нафтогазовидобувному регіоні спостерігається зростання діючого фонду свердловин на 64 свердловини, з них кількість даючих нафту збільшилась на 23 свердловини, що зумовило збільшення обсягу ремонтних робіт.

Сьогодні у зв'язку із інформаційним і техніко-технологічним розвитком нафтогазовидобувних технологій стала можливою експлуатація тих об'єктів, які не були перспективними ще впродовж кількох попередніх років. З огляду на це, свердловини, які ліквідовувалися через незначні дебіти чи причини технічного і технологічного характеру, можуть успішно експлуатуватися з метою збільшення видобутку вуглеводнів та забезпечення більш повного вилучення залишкових і тяжковидобувних запасів нафти і газу. Для Західного регіону це є особливо важливим напрямом роботи, оскільки тут немає потреби у залученні додаткових інвестиційних ресурсів для фінансування побудови необхідної виробничої інфраструктури: систем збору, підготовки, перекачки нафти і газу і т.і.

Основним резервом стабілізації видобутку нафти виступає впровадження інноваційного технологічного обладнання у виробництво. Мета впровадження техніко-технологічних інновацій полягає в удосконаленні процесу експлуатації свердловин, технічному переозброєнні і реконструкції нафтового обладнання, у його ремонті та модернізації, впровадженні нових технічних і технологічних рішень у виробничі процеси. Заходи, пов'язані із удосконаленням технологічного обладнання, не передбачають дію на об'єкт розробки, тому не зумовлюють збільшення обсягу видобутку вуглеводнів. Стабілізація видобутку в результаті їх впровадження досягається оптимізацією технологічного режиму роботи свердловин, що проявляється у збільшенні міжремонтного періоду за ра-

хунок зменшення часу проведення ремонтів та профілактичного обслуговування обладнання та зменшення кількості ремонтів, що дозволяє збільшити нагромаджений видобуток впродовж визначеного періоду часу. В залежності від напряму впровадження інноваційного технологічного обладнання досягаються наступні цілі:

- 1) підтримання роботоздатності підземного обладнання;
- 2) оптимізація роботи підземного обладнання, очистка підземного обладнання від продуктів корозії та парафінів;
- 3) покращення техніко-економічних показників діючого та нового експлуатаційного обладнання;
- 4) покращення вузлів, параметрів експлуатаційного обладнання і окремих технологічних об'єктів, діагностика їх технічного стану;
- 5) застосування принципово нової сучасної ефективної конструкції експлуатаційного обладнання.

Отже, сьогодні особливої уваги потребує аналіз ефективності заходів із впровадження інноваційного обладнання з метою стабілізації видобутку вуглеводнів.

III. Результати дослідження. Значна частина родовищ Західного регіону характеризується нафтами з високою в'язкістю та парафіновими відкладами, що негативно позначається на експлуатації підземного обладнання та знижує обсяг видобутку продукції. Складні гірничо-геологічні умови будови нафтових покладів, низькі фільтраційно-емнісні властивості колекторів та несприятливі характеристики пластових флюїдів зумовлюють малоефективну розробку на природних режимах. Максимально можливі відбори нафти з родовищ регіону коливаються в межах 0,7 – 3,5 % (переважно 1,5 – 2,5%) [1].

Впродовж 2003-2005 рр. кількість свердловин в очікуванні ліквідації у Західному нафтогазозносному регіоні збільшилася на 19 свердловин. Таке зростання 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'езометричних свердловин №548,543-Дол. та №602-Дол., №69-Півн.Дол. з бездії, №50-Спас. з видобувних в очікування ліквідації з технічних причин. Впродовж 2003-

2004 рр. ліквідовано після експлуатації з геологічних причин свердловини: №20,215-Дол. – нафтові, та після експлуатації з технічних причин ліквідовано свердловини: №809-Дол., №160-Півн. Дол. – нагнітальні, протягом 2003-2005 рр. 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.-Монастирецькому родовищах.

Досвід розробки багатопластових родовищ Західного регіону свідчить про доцільність роздільної і поетапної розробки невеликих об'єктів із проведенням в них методів інтенсифікації видобутку нафти, що може збільшити кінцеву нафтовіддачу на 5-7 %. Аналіз даних промислової розробки дозволяє виокремити в палеоцен-неоценових відкладах ямненських, манявським, вигодський та бистрицький експлуатаційні об'єкти. В менілітових відкладах слід виділяти нижню частину нижньоменілітових відкладів, їх верхню частину, середньо- і верхньоменілітові відклади. Особливої уваги заслуговує врахування максимально можливого вилучення нафти і газу із нижніх об'єктів розробки при переході на верхні об'єкти розробки на родовищах на пізній стадії експлуатації [2]. Промислова практика показала, що повністю обводненими можуть бути тільки високопроникні пласти, а низькопроникні ще протягом багатьох років після прориву води у високопроникних можуть залишатися нафтонасиченими і мати значні потенційні можливості для збільшення видобутку нафти. Обводнення низькопроникних пластів відбувається, здебільшого, за рахунок тривалого контакту нафтонасиченого пласта з обводненим, капілярного просування і блокування, що зумовлює дострокове вилучення нафтонасичених пластів з розробки.

З метою удосконалення розробки нафтових родовищ Західного регіону проаналізуємо ефективність впровадження модульного електричного нагрівача МЕН 50-122, металічного пластиру та клапана-відсікача. МЕН 50-122 використовується для запобігання відкладання парафіну у насосно-компресор-

них трубах і зниження в'язкості нафти. При зниженні в'язкості нафти на 20 спз (20 мПа*с) видобуток нафти зростає на 20 %. Технічні та економічні характеристики МЕН 50-122 наведено в таблицях 1, 2. Модульний електричний нагрівач (МЕН 50-122) призначений для теплової обробки привібійної зони свердловини при видобуванні нафти фонтанним, газліфтним і механізованим способами.

Металевий пластир [3] призначений для відключення пластів та герметизації обсадної колони у видобувних і нагнітальних свердловинах. Відключення водонасичених пластів з високою проникністю використовується з метою виділення менших невироблених об'єктів розробки, що дозволяє збільшити видобуток нафти із пластів з меншою проникністю.

Таблиця 1

Технічні характеристики МЕН 50-122 [3]

| Показники /Модифікації | 1 | 2 | 3 |
|--|------|------|------|
| Максимальна потужність, кВА | 50 | 15 | 25 |
| Напруга, В | 958 | 380 | 980 |
| Макс. Темп. Нагріву рідини, К | 363 | 363 | 363 |
| Пропускна здатність в нагрітому середовищі при $\Delta T=70^{\circ}\text{C}$ | | | |
| води, м ³ /год (похибка 10%) | 0,55 | 0,17 | 0,28 |
| обезводненої нафти, м ³ /год (похибка 10%) | 1,1 | 0,35 | 0,58 |
| макс. зовн. діаметр, мм | 122 | 122 | 122 |
| довжина, мм | 6920 | 6920 | 6920 |

Таблиця 2

Технічні та економічні характеристики впровадження МЕН 50-122 на свердловині 430-Битків

| Показники/Модифікації | 1 | 2 | 3 |
|--|-----------|-----------|-----------|
| В'язкість нафти до впровадження заходу, мПа*с | 3,66 | 3,66 | 3,66 |
| В'язкість нафти після впровадження заходу, мПа*с | 2,25 | 3,237 | 2,955 |
| Зміна в'язкості | 1,41 | 0,423 | 0,705 |
| Кількість поточних ремонтів до впровадження, рем. | 2 | 2 | 2 |
| Кількість поточних ремонтів після впровадження, рем. | 1 | 1 | 1 |
| Вартість одно підземного ремонту, грн. | 17994,56 | 17994,56 | 17994,56 |
| Експлуатаційні витрати до впровадження заходу, грн. | 221340,23 | 221340,23 | 221340,23 |
| Обсяг видобутку нафти до впровадження, т | 945,52 | 945,52 | 945,52 |
| Додатковий видобуток нафти, т | 13,33 | 4,00 | 6,67 |
| Коефіцієнт природного зменшення дебіту | 0,92 | 0,96 | 0,96 |
| Збільшення експлуатаційних витрат, грн. | 5176,51 | 5823,58 | 7117,70 |
| Максимальна потужність, кВт | 4 | 4,5 | 5,5 |
| Вартість електроенергії, грн./кВт*год. | 0,3135 | 0,3135 | 0,3135 |
| Час роботи нагрівачів, год. | 4128 | 4128 | 4128 |
| Термін експлуатації нагрівача, років | 6 | 6 | 6 |
| Інвестиції, грн. | 1400 | 1580 | 1920 |

Клапан-відсікач використовується у видобувних та нагнітальних свердловинах для відключення продуктивного пласта від свердловини на час проведення в ній ремонту [3]. Технічні та економічні характеристики впровадження клапана-відсікача наведено в табл. 3.

Розгерметизація обсадної колони часто є технічною причиною ліквідації свердловин, оскільки роботи з її ліквідації не завжди ефек-

тивні, а застосування металевго пластира уможливить відновлення експлуатації цих свердловин. Техніко-економічні характеристики впровадження металевго пластира наведені у табл. 4.

Особливістю визначення ефективності запропонованих заходів є їхній опосередкований вплив на обсяг видобутку нафти з свердловини, тому необхідно його відокремити від впливу інших робіт, які передбачені

Таблиця 3

Технічні та економічні характеристики впровадження клапана-відсікача

| Показники | Значення |
|---|----------|
| Зниження тривалості ремонту за рахунок скорочення часу на глушіння свердловини і ПЗР, % | 15 |
| Глушіння свердловини, год | 15393 |
| Відпрацьований час на виконаних ремонтах, год. | 59663 |
| Вартість всіх закінчених ремонтів, грн. | 12560982 |
| Питома вага ремонтів непов'язаних з дією на привібійну зону пласта, % | 25 |
| Зниження витрат на проведення ремонтів у свердловині, грн. | 121527,5 |
| Вартість клапана-відсікача, грн. | 400 |
| Термін експлуатації, років | 3 |

Таблиця 4

Технічні та економічні характеристики впровадження металевго пластира

| Показники | Значення |
|--|----------|
| Вартість проведення робіт по встановленню металічного пластира, грн. | 1800 |
| Ціна металічного пластира, грн. | 1350 |
| Витрати на транспортування, грн. | 950 |
| Всього витрат на впровадження заходу, грн. | 4100 |
| <i>Для видобувних свердловин</i> | |
| Собівартість 1кВт*год електроенергії, грн. | 0,3135 |
| Скорочення часу роботи ШГНУ, год. | 2465 |
| Потужність, яку споживає ШГНУ, кВт*год | 2 |
| Зниження експлуатаційних витрат за рахунок скорочення часу роботи ШГНУ, грн. | 1545,56 |
| <i>Для нагнітальних свердловин</i> | |
| Об'єм нагнітання води, м ³ | |
| до впровадження заходу | 18000 |
| після впровадження заходу | 9860 |
| Зниження приймальності свердловини, м ³ | 8140 |
| Собівартість 1м ³ нагнітання води, грн. | 7,26 |
| Зниження експлуатаційних витрат, грн. | 59096,4 |
| Термін експлуатації пластира, роки | 4 |

режимом розробки покладу. На підставі даних про дебіт свердловини у базовому році, визначаємо залежність його зміни, яку зображено на рис. 1.

ку ефективності використання МЕН 50-122 розглянемо техніко-економічні характеристики першої модифікації, для інших аналіз проводиться аналогічно.

Функціональна залежність зміни дебіту свердловини

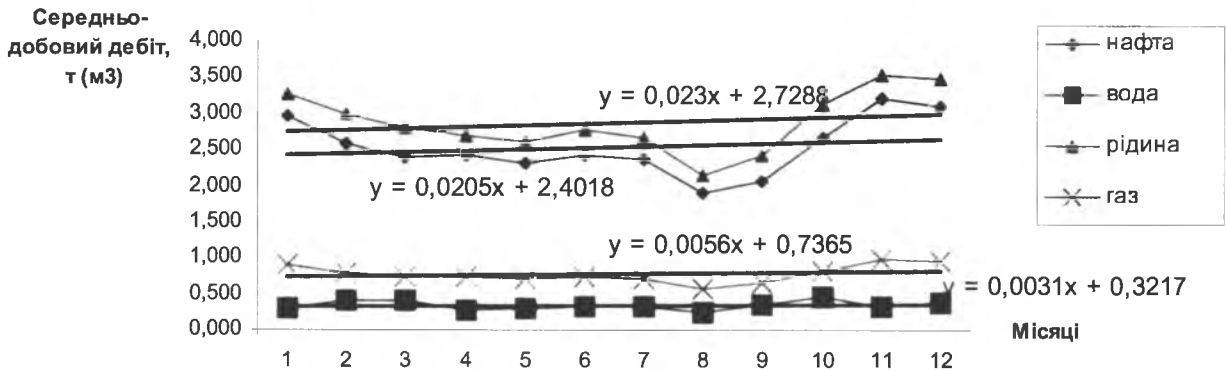


Рис. 1. Функціональна залежність зміни дебіту свердловини

Визначені річні обсяги видобутку нафти у плановому році з врахуванням опосередкованого впливу заходів використовуються при обчисленні приросту видобутку нафти, який впливає на збільшення експлуатаційних витрат.

Розрахунок економічної ефективності фінансування впровадження запропонованих заходів проведено в табл. 9. У нашому випадку дохід від використання запропонованого обладнання утворюється за рахунок доходу від додаткового видобутку нафти в результаті зменшення часу простоїв, ремонтних робіт і накопичення продукції та зменшення вартості ремонтних робіт у свердловині за рахунок скорочення їх кількості. Для аналізу економічної ефективності використовується методика приведення до одного часового періоду різночасових грошових потоків, індекс рентабельності інвестицій та період окупності інвестиційних витрат.

На підставі отриманих рівнянь прогнозуємо дебіт свердловини на плановий рік. Результати прогнозу наведено у табл. 5 та порівняно річний обсяг видобутку нафти з свердловини, який використовувався при визначенні додаткового видобутку нафти в результаті впровадження запропонованих заходів. Визначаємо обсяг видобутку при впровадженні запропонованих заходів у плановому році (див. табл. 6-8). Для розрахунку

Оскільки впровадження запропонованих заходів проводиться під час підземних ремонтів, то відсутні додаткові витрати на установку технологічного обладнання. В результаті аналізу виявилось, що усі запропоновані заходи економічно ефективні. Індекс рентабельності суттєво перевищує 100%, а період окупності значно менше року. Таку ситуацію можна пояснити суттєвим скороченням кількості ремонтів, вартість яких перевищує вартість обладнання в декілька разів, та значною економією експлуатаційних витрат.

IV. Висновки. В результаті проведеного дослідження виявлено певні несприятливі умови розробки нафтових родовищ, які потребують особливої уваги, запропоновано ряд заходів, що повинні сприяти адаптації технології видобутку до них. В результаті аналізу нами запропоновано спосіб визначення ефективності впровадження підземного обладнання на свердловині, технічні параметри якого не передбачають збільшення обсягу видобутку нафти. Переваги запропонованого алгоритму розрахунків для визначення економічної ефективності впровадження інноваційного технологічного обладнання у видобутку нафти наступні:

1) визначення економічної ефективності ґрунтується на принципах формування витрат за об'єктами та правилі максимізації прибутку;

Таблиця 5

Прогнозована зміна видобутку продукції на свердловині 430-Битків у плановому році

| Показники | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Річний обсяг видобутку, т |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------------------------------|
| Середньодобовий видобуток нафти, т | 2,668 | 2,689 | 2,709 | 2,730 | 2,750 | 2,771 | 2,791 | 2,812 | 2,832 | 2,853 | 2,873 | 2,894 | |
| Середньодобовий видобуток води т (м3) | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | |
| Середньодобовий видобуток рідини т | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 0,344 |
| Середньодобовий видобуток попутного газу, тис. м3 | 0,318 | 0,320 | 0,322 | 0,325 | 0,327 | 0,330 | 0,332 | 0,335 | 0,337 | 0,339 | 0,342 | 0,344 | |
| Кількість відпрацьованих днів, діб | 31 | 28 | 31 | 14 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 22 | 63,085 |
| Видобуток нафти за місяць, т | 82,717 | 75,286 | 83,988 | 38,763 | 85,259 | 83,124 | 86,530 | 87,166 | 84,969 | 88,437 | 86,199 | 63,085 | |

Таблиця 6

Прогнозована зміна видобутку продукції на свердловині 430-Битків у плановому році при впровадженні МЕН 50-122 (модифікації 1)

| Показники | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Річний обсяг видобутку, т |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------------------------------|
| Середньодобовий видобуток нафти, т | 2,706 | 2,727 | 2,748 | 2,768 | 2,789 | 2,810 | 2,831 | 2,851 | 2,872 | 2,893 | 2,914 | 2,935 | |
| Середньодобовий видобуток води т (м3) | 0,367 | 0,370 | 0,373 | 0,377 | 0,380 | 0,383 | 0,386 | 0,389 | 0,392 | 0,395 | 0,399 | 0,402 | |
| Середньодобовий видобуток рідини т | 3,070 | 3,094 | 3,117 | 3,140 | 3,164 | 3,187 | 3,210 | 3,234 | 3,257 | 3,280 | 3,304 | 3,327 | 0,883 |
| Середньодобовий видобуток попутного газу, тис. м3 | 0,821 | 0,826 | 0,832 | 0,838 | 0,843 | 0,849 | 0,855 | 0,860 | 0,866 | 0,872 | 0,878 | 0,883 | |
| Кількість відпрацьованих днів, діб | 31 | 28 | 31 | 14 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 22 | 63,974 |
| Видобуток нафти за місяць, т | 83,884 | 76,348 | 85,173 | 39,310 | 86,461 | 84,296 | 87,750 | 88,395 | 86,167 | 89,684 | 87,414 | 63,974 | |

Таблиця 7

Прогнозована зміна видобутку продукції на свердловині 430-Битків у плановому році при впровадженні металевого пластиру

| Показники | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Річний обсяг видобутку, т | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------------------------------|---------|
| Середньодобовий видобуток нафти, т | 2,668 | 2,689 | 2,709 | 2,730 | 2,750 | 2,771 | 2,791 | 2,812 | 2,832 | 2,853 | 2,873 | 2,894 | | 945,524 |
| Середньодобовий видобуток води т (м3) | 0,344 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | | |
| Середньодобовий видобуток рідини т | 2,896 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | | |
| Середньодобовий видобуток попутного газу, тис. м3 | 0,318 | 0,320 | 0,322 | 0,325 | 0,327 | 0,330 | 0,332 | 0,335 | 0,337 | 0,339 | 0,342 | 0,344 | | |
| Кількість відпрацьованих днів, діб | 31 | 28 | 31 | 14 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 22 | | |
| Видобуток нафти за місяць, т | 82,717 | 75,286 | 83,988 | 76,385 | 85,259 | 83,124 | 86,530 | 87,166 | 84,969 | 88,437 | 86,199 | 63,085 | | |

Таблиця 8

Прогнозована зміна видобутку продукції на свердловині 430-Битків у плановому році при використанні клапана-відсікача при ремонтних роботах у свердловині

| Показники | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Річний обсяг видобутку, т | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------------------------------|----------|
| Середньодобовий видобуток нафти, т | 2,668 | 2,689 | 2,709 | 2,730 | 2,750 | 2,771 | 2,791 | 2,812 | 2,832 | 2,853 | 2,873 | 2,894 | | 1004,815 |
| Середньодобовий видобуток води т (м3) | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | 0,322 | | |
| Середньодобовий видобуток рідини т | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | 2,729 | | |
| Середньодобовий видобуток попутного газу, тис. м3 | 0,318 | 0,320 | 0,322 | 0,325 | 0,327 | 0,330 | 0,332 | 0,335 | 0,337 | 0,339 | 0,342 | 0,344 | | |
| Кількість відпрацьованих днів, діб | 31 | 28 | 31 | 28 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 30 | | |
| Видобуток нафти за місяць, т | 82,717 | 75,286 | 83,988 | 75,424 | 85,259 | 83,124 | 86,530 | 87,166 | 84,969 | 88,437 | 86,199 | 85,714 | | |

Таблиця 9

Визначення економічної ефективності організаційно-технологічних заходів при стабілізації видобутку нафти

| Показники Захід | Рік впровадження | Експлуатаційні витрати після впровадження, грн. | Капіталовкладення, грн. | Коефіцієнт приведення різномасових витрат, од. | Дисконтовані капіталовкладення, грн. | Дисконтовані експлуатаційні витрати після впровадження, грн. | Індекс росту цін, од. | Індекс рентабельності, од. | Термін окупності, років | Вартість виведених з експлуатації основних фондів, грн. | Дисконтовані експлуатаційні витрати до впровадження, грн. | Дисконтовані капіталовкладення за планом, грн. |
|---|------------------|---|----------------------------|--|---|---|-----------------------|-------------------------------|-------------------------|---|---|--|
| | | | | | | | | | | | | |
| Впровадження МЕН 50-122 (модифікація 1) | 1 | 244511,30 | 1400 | 1 | 1400,00 | 244511,30 | 1,00 | | | 0 | 257329,35 | 0 |
| | 2 | 268962,43 | 0 | 0,82 | 0,00 | 220461,01 | 1,10 | | | 0 | 232018,27 | 0 |
| | 3 | 295858,67 | 0 | 0,67 | 0,00 | 198776,32 | 1,21 | 43,07 | 0,02 | 0 | 209196,80 | 0 |
| | 4 | 325444,54 | 0 | 0,55 | 0,00 | 179224,55 | 1,33 | | | 0 | 188620,06 | 0 |
| | 5 | 357989,00 | 0 | 0,45 | 0,00 | 161595,91 | 1,46 | | | 0 | 170067,27 | 0 |
| | 6 | 393787,90 | 0 | 0,37 | 0,00 | 145701,23 | 1,61 | | | 0 | 153339,34 | 0 |
| Застосування металевого пластира | 1 | 219794,67 | 4100 | 1 | 4100,00 | 219794,67 | 1,00 | | | 0 | 221340,23 | 0 |
| | 2 | 241774,14 | 0 | 0,82 | 0,00 | 198175,53 | 1,10 | 1,30 | 0,77 | 0 | 199569,06 | 0 |
| | 3 | 265951,56 | 0 | 0,67 | 0,00 | 178682,85 | 1,21 | | | 0 | 179939,32 | 0 |
| | 4 | 292546,71 | 0 | 0,55 | 0,00 | 161107,49 | 1,33 | | | 0 | 162240,37 | 0 |
| Впровадження клапана-відсікача | 1 | 12439454,50 | 2400 | 1 | 2400,00 | 12439454,50 | 1,00 | | | 1426 | 12560982,00 | 0 |
| | 2 | 13683399,95 | 0 | 0,82 | 0,00 | 11215901,60 | 1,10 | 86,23 | 0,01 | 0 | 11325475,57 | 0 |
| | 3 | 15051739,94 | 0 | 0,67 | 0,00 | 10112698,16 | 1,21 | | | 0 | 10211494,37 | 0 |

2) при економічному обґрунтуванні враховано можливість різних варіантів кривих зміни дебіту свердловини;

3) з метою врахування зміни величини експлуатаційних витрат введено коефіцієнт зміни цін, який також відображає зміну витрат на заробітну плату, що дозволяє з більшою точністю визначити величину витрат у майбутніх періодах;

4) запропонований підхід є універсальним для визначення економічної ефективності робіт, що проводяться в свердловині і передбачають стабілізацію видобутку вуглеводнів;

5) такий алгоритм дозволяє виділяти приріст видобутку нафти для кожного заходу при їх комплексному і одночасному впровадженні;

6) запропонований підхід суттєво удосконалює систему планування та аналізу ефективності впровадження заходів науково-технічного прогресу у виробництво, дозволяє розробляти комплексний підхід до підвищення ефективності розробки родовищ та вдосконалення використання фонду свердловин.

7) розроблений алгоритм розрахунку може використовуватися при аналізі доцільності впровадження будь-якого підземного обладнання, при якому не передбачається збільшення видобутку нафти за рахунок дії на при вибійну зону пласта.

Практичне значення результатів проведеного дослідження полягає у тому, що запро-

поновано дієвий і простий у використанні механізм визначення ефективності і доцільності впровадження інноваційного технологічного обладнання для окремої свердловини. Розроблено інструментарій для розробки та аналізу ефективності реалізації комплексного проекту заходів із вдосконалення процесу виробництва. Усі розрахунки нами автоматизовано в межах програмного забезпечення Microsoft Excel, тобто створений нами програмний продукт сумісний із програмним забезпеченням, яке використовується нафтогазовидобувними підприємствами.

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

2. Положення про порядок віднесення запасів нафти і газу до категорії важковидобувних та виснажених. Затверджене головою Держнафтогазпрому України 15 липня 1996 р. – К. – 3 с.

3. Експлуатація и капитальный ремонт скважин/
www.tatnafta.com

The possibilities of the improvement to usages of the boreholes by the introduction innovation underground equipment are analyzed in the article. The actions on introducing the new technology in mining oils are offered and analyzed. The algorithm of the determination to cost-performance of the introducing the new technological equipment for stabilization of the mining oils is motivated in study, and the main advantages of its use is analyzed too.

Левандівський О.Т., Kim B.Ф.

ПРОБЛЕМИ РОЗВИТКУ МАЛОГО ТА СЕРЕДНЬОГО БІЗНЕСУ У СУЧАСНИХ УМОВАХ

Розглядаються питання фінансового забезпечення малих і середніх підприємств у сучасних умовах. Досліджуються джерела фінансових ресурсів, пропонуються заходи щодо активізації залучення коштів населення та комерційних банків, аналізується позитивний зарубіжний досвід і можливість його використання в Україні.

Ключові слова: фінансове забезпечення, кредитне забезпечення, малий та середній бізнес, фінансово-кредитні інституції.

I. Вступ. Нині все актуальнішою стає проблема розвитку малого та середнього бізне-

су з допомогою державного фінансово-кредитного регулювання. Цей напрям є особливим видом інфраструктурної підтримки регіонального підприємництва. До режиму фінансової підтримки даного сектору можна віднести бюджет як державного так і місцевого рівнів, розгалужену мережу банківської системи та небанківських (парабанківських) фінансово-кредитних установ. Також мають місце і більш гнучкі методи фінансової підтримки. Це, зокрема конструктивне застосування фінансового лізингу, венчурного інвестування.

В країнах з розвинутою ринковою економікою існує понад 200 різноманітних центрів