

УДК 338.45:621.694.2

ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДОБУВАННЯ СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ

Паневник Д.О.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти й газу

На основі спільного аналізу динаміки зміни обсягів та собівартості нафтовидобутку, а також доходу і прибутку від реалізації вуглеводнів обґрунтована економічна доцільність заміни штангових насосів струминними на ранніх стадіях експлуатації свердловин родовищ сланцевої нафти. При проведенні економічного аналізу використовувалась запропонована автором статистична залежність зниження нафтовидобутку отримана для нафтового родовища Баккен. Використання струминного насоса дозволяє отримати зростання прибутку за рахунок реалізації додаткового обсягу нафти. Шляхом дослідження особливих точок на графічних залежностях зміни доходу від реалізації нафти, собівартості нафтовидобутку та прибутку визначені інтервали економічної доцільності використання окремих способів розробки покладів вуглеводнів. Показана можливість продовження терміну рентабельної експлуатації свердловини шляхом застосування гідроструминного способу нафтовидобутку. Приведений порівняльний аналіз економічних показників експлуатації свердловин штанговими та струминними насосами.

Ключові слова: собівартість сланцевої нафти, рентабельність нафтовидобутку, дохід та прибуток від реалізації вуглеводнів, капітальні та операційні витрати, організація нафтовилучення.

Постановка проблеми. Відповідно із дослідженнями, проведеними фахівцями міжнародної мережі компаній, які спеціалізуються у наданні послуг з консалтингу та аудиту Pricewaterhouse Coopers International (Лондон) до 2035 року видобуток сланцевої нафти може сягнути 12% від загальних обсягів та сприяти зниженню цін на вуглеводні на 40% [1]. При цьому, як йдеться у доповіді компанії, від економії на нафті світова економіка може додати до зростання близько 3,7% або 2,7 трильйонів доларів. Кожних 2,5 млн барелей зростання видобутку сланцевої нафти дозволяють додатково створити 300 робочих місць [2]. В США через розробку покладів сланцевих вуглеводнів обсяги нафтовидобутку зросли настільки, що країна з імпортера перетворилася на експортера.

В Україні перспективними покладами сланцевої нафти є Північно-Західна частина Дніпровсько-Донецької западини, Крим та Карпати [3]. З огляду на те, що Україна тільки на 6-10% [4] забезпечена власним нафтовидобутком питання використання нетрадиційних джерел нафти є надзвичайно важливим та актуальним для країни.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Економічна доцільність видобування сланцевої нафти значною мірою залежить від діючих цін на традиційні вуглеводні. Інвестиції в розробку сланцевої нафти є ризикованими оскільки падіння світових цін на традиційні вуглеводні може привести до зниження рентабельності експлуатації нетрадиційних покладів. Зокрема розробка сланцевого родовища Верхнього Єгипту виявляється рентабельною, якщо мінімальна ціна на традиційну нафту

становить 88 доларів за барель [5]. З метою захисту потенційних інвесторів державна комісія з цінних паперів та бірж США (SEC Reporting Requirements) зобов'язала ресурсні компанії [6] додатково звітувати про обсяги підтверджених запасів сланцевої нафти (поряд із прогнозованими покладами), які із 90% достовірністю забезпечують отримання прибутку не більше, ніж через 5 років після початку розробки родовища. Необхідність залучення значних початкових витрат, пов'язаних із отриманням достовірної геофізичної інформації стосовно запасів вуглеводнів, є особливстю сланцевих родовищ.

Сланцеві нафтові родовища характеризуються високою (до 800 м³ за добу і вище) початковою інтенсивністю видобутку, яка впродовж 3-9 місяців може знизитись до однієї шостої частини від максимального значення. Такий характер зниження величини нафтовидобутку має місце, зокрема, при експлуатації свердловин нафтових берегових районів шельфу Баккен в США [7]. Загальноприйнятий спосіб експлуатації свердловин в береговій зоні Північної Америки передбачає використання штангових плунжерних насосів. В процесі експлуатації свердловин сланцевого нафтового родовища встановлено, що штангові плунжерні насоси є недостатньо ефективними в умовах швидкого зниження обсягу нафтовидобутку. На початковій стадії експлуатації свердловин плунжерні насоси не дозволяють забезпечити потенційно можливий обсяг нафтовидобутку і значна частина продукції залишається в пласті, що є причиною втрати значних коштів. Застосування більшого типорозміру плунжерного насоса виявилось неможливим внаслідок наявності в свердловині високої температури і високомінералізованої пластової води. Складні умови експлуатації показали необхідність проведення 4-х ремонтів свердловин на рік при середній вартості 100000 дол. за один ремонт.

З метою оптимізації витрат, пов'язаних з нафтовидобутком компанія Liberty Resources зосередила увагу на менш популярних системах нафтовилучення, які допомогли б реалізувати продуктивний потенціал свердловини. Газліфтні установки та електровідцентрові насоси дозволяють здійснювати нафтовидобуток більш продуктивно ніж плунжерні насоси. Однак, електровідцентрові насоси мають обмежену працездатність за наявності в продукції свердловини твердих частинок та газу. Газліфтні установки, зазвичай, не можуть використовуватись на ранній стадії експлуатації свердловини, оскільки нові нафтові родовища не дозволяють продукувати необхідний обсяг газу. Це спонукало компанію дослідити [7] можливість використання струминних насосів для покращення економічних показників на ранніх стадіях експлуатації свердловин. Після стабілізації нафтовидобутку гідроструминний спосіб експлуатації може бути замінений іншими способами нафтовилучення, наприклад, із використанням штангових плунжерних насосів. За даними компанії Liberty Resources після обладнання 14 свердловин родовища струминними насосами конструкції компанії Weatherford International замість штангових був отриманий дохід за перший рік експлуатації близько 850 тис. дол. на одну свердловину. Завдяки подальшому удосконаленню та оптимізації режи-

му роботи струминних насосів очікується збільшити дохід на одну свердловину в розмірі 900 тис. доларів протягом другого року експлуатації.

Виділення не вирішених раніше частин загальної проблеми. Розробка покладів сланцевої нафти відзначається більшою порівняно із традиційними родовищами вуглеводнів вартістю будівництва свердловин, що пов'язано з особливостями їх конструкцій. В цих умовах виникає потреба підвищення економічної ефективності безпосередньо процесу нафтовилучення з метою забезпечення конкурентоспроможності сланцевих вуглеводнів. Заміна штангових плунжерних насосів струминними [7] дозволяє збільшити нафтовидобуток на ранніх стадіях експлуатації сланцевих свердловин. При цьому необхідність забезпечення економічної доцільності виробництва вимагає збереження рентабельності. В приведеному обґрунтуванні [7] доцільності зміни способу експлуатації сланцевих свердловин відсутній комплексний економічний аналіз суміщених кривих зміни в часі продуктивності родовища, доходу від реалізації додаткової продукції, витрат на нафтовидобуток та отриманого підприємством прибутку. Не вирішена проблема оперативної локалізації ділянок прибутковості окремих способів нафтовилучення суміщених з кривою продуктивності свердловин. Відсутня також методика оцінювання тривалості рентабельної експлуатації свердловини при використанні окремих способів нафтовидобутку. Недостатнє економічне обґрунтування експлуатації свердловин зменшує ефективність розробки родовищ сланцевої нафти.

Мета статті. Головною метою цієї роботи є розробка економічного обґрунтування заміни штангових плунжерних насосів струминними на ранній стадії експлуатації родовища сланцевої нафти на основі співставлення кривих доходу, собівартості та прибутку із залежністю продуктивності свердловин.

Виклад основного матеріалу. Співвідношення витрат, пов'язаних з окремими методами нафтовидобутку визначається типом приводу поверхневого насосного агрегата, який входить до складу ежекційної системи (таблиця 1).

Таблиця 1

Вартість нафтовидобутку в свердловині берегового району шельфу Баккен (Північна Дакота, США)

| Найменування показника | Спосіб нафтовидобутку | |
|--------------------------------------|-----------------------|---------------------|
| | Струминними насосами | Штанговими насосами |
| Капітальні витрати, дол./свердловину | 250-365 | 342 |
| Операційні витрати, дол./місяць | 8-18 | 12 |

Джерело: [8]

Приведені в таблиці 1 значення капітальних витрат стосуються облаштування свердловин, а операційні витрати – їх експлуатації. Більше значення капітальних витрат та менше значення операційних витрат відповідають використанню струминного насоса з газовим приводом поверхневого насосного агрегата (порівняно із електричним приводом).

Економічний аналіз нафтовидобутку починаємо з побудови кривої спаду продуктивності. Для побудови даної кривої може бути використана гіперболічна [9] та експоненціальна [10] залежності. Зважаючи на приведені в роботі [7] характер зменшення продуктивності свердловин автором для інтерпретації зміни нафтовидобутку запропоновано використовувати поліноміальні залежності з ірраціональними показниками степені для окремих доданків.

На рис. 1 показані криві зниження продуктивності свердловини для берегових районів Баккен. Застосування струминного насоса на ранній стадії експлуатації свердловин дозволяє отримати додатковий об'єм нафтовидобутку.

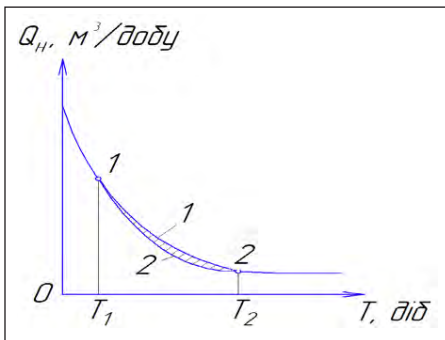


Рис. 1. Динаміка зміни продуктивності свердловини в часі:

1 – гідроструминний спосіб експлуатації;

2 – експлуатація штанговими плунжерними насосами.

Джерело: розроблено автором

Заштрихована область на рис. 1 визначає додатковий обсяг нафти, який може бути отриманий при застосуванні струминного насоса. Через певний проміжок часу після початку експлуатації свердловини для обох згаданих методів нафтовилучення її дебіт приймає однакові значення. Зважаючи на короткий термін часу існування на характеристиці нафтовидобутку двох кривих, які визначають дебіт свердловини, додатковий обсяг нафти, зумовлений використанням струминного насоса може бути визначений шляхом інтегрування приведених на рис. 1 залежностей

$$\Delta Q_n = \int_{T_1}^{T_2} f(t) dt - \int_{T_1}^{T_2} g(t) dt; \quad (1)$$

або

$$\Delta Q_n = \int_0^{T_2} f(t) dt - \int_0^{T_2} g(t) dt; \quad (2)$$

де $f(t)$, $g(t)$ – зміна дебіту свердловини при використанні відповідно струминного та плунжерного насосів.

Використовуючи статистичний матеріал, представлений компанією Liberty Resources [4] отримані рівняння регресії усереднених кривих зниження нафтовидобутку при експлуатації нафтових свердловин струминними та плунжерними насосами у вигляді

$$Q_n = a + bx^m + cx^n$$

Значення коефіцієнтів a , b та показників степені m , n , а також коефіцієнтів кореляції r^2 для отриманого рівняння приведені в таблиці 2.

Рівняння (3) було проінтегровано з використанням програмного продукту PTC Matchad, після чого за допомогою формули (2) отримана середня величина нафтовидобутку, яка для нафтового родовища Баккен становить $855,8 \text{ м}^3$ на одну свердловину. Отримане значення додаткового нафтовидобутку корелюється з даними, представленими компанією Liberty Resources, відповідно до яких додатковий об'єм вилученої нафти по свердловинах становить $270 \text{ м}^3 - 1224 \text{ м}^3$.

Додатковий нафтовидобуток дозволяє отримати зростання прибутку за рахунок реалізації додаткового обсягу нафти. Розглянемо характерні точки на суміщених кривих доходу, собівартості (витрат) та прибутку (рис. 2). Точка 1 відповідає початку зростання дебіту свердловини (рис. 2), викликаного заміною плунжерного насоса струминним. Оскільки дебіти для обох способів експлуатації свердловини для точки 1 є однаковими, то у випадку однакової ціни реалізації нафтопродукту доходи від його продажу будуть однакові (рис. 2 а). Собівартість нафтовидобутку та експлуатаційні витрати для точки 1 приймають різні значення (рис. 2 б) оскільки гідроструминний спосіб експлуатації відрізняється більшою енерговитратністю. Зважаючи на більшу собівартість нафтовидобутку для струминного насоса та однакові значення обсягу нафтовидобутку (для точки 1) більша величина прибутку відповідає використанню плунжерного насоса (рис. 2 в).

В інтервалі часу $T_1 T_2$ відбувається зростання різниці дебітів для обох способів експлуатації свердловини. Після досягнення максимальної різниці дебітів відбувається вирівнювання кривих нафтовидобутку для обох способів нафтовилучення (рис. 1). В точці 2 дебіти для обох способів експлуатації свердловини приймають однакові значення. Характер зниження доходів в інтервалі часу $T_1 T_2$ повторює характер зміни дебіту свердловини. Собівартість нафтовидобутку для інтервалу часу $T_1 T_2$ зростає, причому різниця між даними величинами для обох способів експлуатації свердловини зменшується (рис. 2 б). Внаслідок зростання обсягу нафтовидобутку та збільшення доходу при використанні струминного насоса відбувається вирівнювання значень прибутку від реалізації нафтопродукту. Точка 1' відповідає однаковим значенням прибутковості при застосуванні обох способів експлуатації сверд-

Таблиця 2

Значення коефіцієнтів рівняння регресії для залежностей зниження нафтовидобутку

| Спосіб експлуатації | Коефіцієнти рівняння регресії | | | | | |
|---------------------|-------------------------------|---------|---------|-----|-----|----------------|
| | a | b | c | m | n | r ² |
| Струминні насоси | 100,2301 | 0,0061 | -6,6079 | 1,5 | 0,5 | 0,9929 |
| Плунжерні насоси | 107,3098 | 0,00035 | -6,6691 | 2 | 0,5 | 0,9946 |

Джерело: розроблено автором

ловини. В інтервалі часу $T_1 T_2$ відбувається зростання різниці прибутковості при застосуванні струминних та плунжерних насосів. Після досягнення максимальної різниці прибутків відбувається зближення значень прибутку при застосуванні обох способів експлуатації свердловини. Це пов'язане із зменшенням різниці дебітів свердловини при застосуванні струминного та плунжерного насосів. Точка 2' відповідає однаковим значенням прибутку від реалізації нафтопродукту для обох способів експлуатації свердловини. Точка 2' визначає термін експлуатації свердловини, коли економічно доцільною є заміна струминного насоса плунжерним. В інтервалі часу $T_1 T_2$ відбувається зростання різниці прибутків при застосуванні струминних та плунжерних насосів.

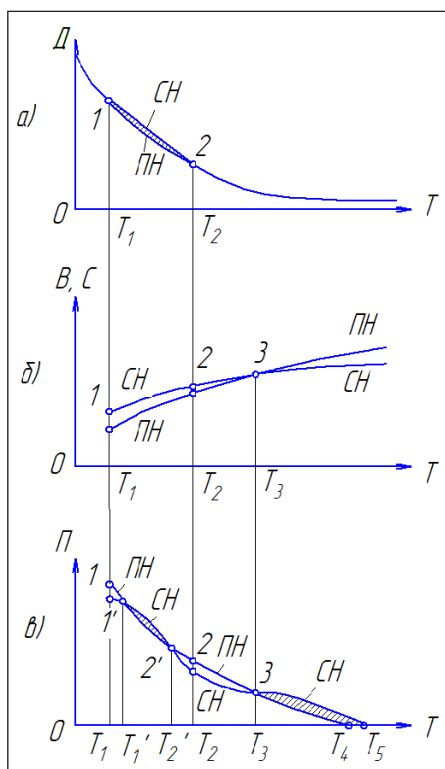


Рис. 2. Динаміка зміни доходу від реалізації нафти (а), собівартості нафтовидобутку (витрат) (б) та прибутку (в) при експлуатації свердловини струминними (СН) та плунжерними (ПН) насосами

Джерело: розроблено автором

Починаючи від терміну експлуатації свердловини $T=T_2$ дохід від реалізації нафтопродукту буде однаковий для обох способів експлуатації (рис. 2 а). В інтервалі часу $T_2 T_3$ продовжується зближення собівартостей експлуатації свердловини струминними та плунжерними насосами, які приймають однакові значення в точці 3 (рис. 2 б). Зближення собівартостей нафтовидобутку зумовлене зростанням витрат в часі, пов'язаних з поточним ремонтом плунжерних насосів. Внаслідок однакової собівартості нафтовидобутку прибутковість обох способів експлуатації для точки 3 буде однаковою (рис. 2 в). В точці 3 економічно доцільною є повторна заміна плунжерного насоса струминним.

Точка 4 (рис. 2 в) відповідає нульовій прибутковості використання плунжерного насоса. Оскільки собівартість нафтовидобутку для струминного насоса є нижчою (рис. 2 б) експлуатація свердловини може бути продовжена до моменту часу (точка 5), коли дохід від реалізації нафти буде дорівнювати витратам на нафтовидобуток. Незважаючи на наявний дебіт свердловини в точці 5 (рис. 2 в) експлуатація свердловини стає збитковою. Інтервал часу $T_4 T_5$ визначає термін продовження експлуатації свердловини, внаслідок використання струминного насоса.

Заштриховані ділянки на кривих прибутковості (рис. 2 в) визначають економічну доцільність використання гідроструминного способу експлуатації свердловини. Необхідно відзначити, що положення особливих точок на рис. 2 визначається характеристикою продуктивного горизонту. Для окремих свердловин використання струминного насоса більш прибуткове впродовж усього терміну експлуатації свердловини. В цьому випадку усувається використання плунжерного насоса і ділянка 2'3 на кривій прибутку буде відсутня. Економічна доцільність застосування виключно гідроструминного способу експлуатації для окремих свердловин узбережжя Баккен підтверджена промисловими даними.

Триваліший час вважалось, що гідроструминний спосіб експлуатації відзначається більшими енерговитратами, пов'язаними із безпосереднім нафтовилученням та меншими витратами на поточне обслуговування обладнання порівняно з іншими методами розробки нафтового родовища. Це дозволило рекомендувати використання гідроструминного способу експлуатації для старіючих родовищ, коли ускладнюються умови нафтовидобутку і зростають витрати, пов'язані з ремонтом свердловин. Намагання зменшити енерговитратність гідроструминного способу експлуатації свердловини привело до розробки поверхневого насосного агрегата (для спрямування робочої рідини на робочу насадку струминного насоса), при чому здійснюється газовим двигуном. Газовий двигун, у свою чергу, приводиться в дію спалюванням відсепарованого природного газу, який міститься в продукції свердловини. Використання природного газу дозволяє скоротити витрати на нафтовидобуток. В таблиці 3 приведені порівняльні економічні показники використання плунжерних та струминних насосів надані компаніями Diverse Energy Systems та Liberty Resources [11] за результатами промислових досліджень свердловин нафтового родовища Баккен.

Таким чином, використання гідроструминного способу експлуатації характеризується не тільки зменшенням витрат на поточне обслуговування (ремонт) свердловин, але і зменшенням енерговитрат нафтовидобутку (при використанні газового приводу поверхневого насосного агрегата). Дана обставина дозволяє розширити область використання ежекційних технологій та застосовувати струминний насос на більш ранніх етапах розробки нафтових родовищ.

Відповідно до останніх досліджень проведених нафтосервісною компанією Weatherford International використання гідроструминного способу експлуатації виявилось економічно доцільним також в свердловинах обладнаних елек-

Таблиця 3

Економічні показники використання плунжерних та струминних насосів

| Показник | 1-й рік експлуатації | | 5 років експлуатації | |
|--|----------------------|------------------|----------------------|------------------|
| | Плунжерний насос | Струминний насос | Плунжерний насос | Струминний насос |
| Капітальні витрати, дол. | 265 000 | 240 000 | | |
| Вартість поточного обслуговування, дол. | 40 000 | 20 000 | 200 000 | 100 000 |
| Недоотриманий видобуток (внаслідок зупинки свердловин), дол. | 1 500 000 | 403 200 | 7 500 000 | 2 016 000 |
| Енерговитрати | | | | |
| Електропривід плунжерного насоса, дол. | 62 604 | 0 | 312 998 | |
| Дизельний привід плунжерного насоса, дол. | 192 144 | 0 | 960 750 | |
| Газовий привід струминного насоса | 0 | 24 998 | 0 | 124 992 |
| Зменшення енерговитрат | | | | |
| При заміні плунжерного насоса з електроприводом, дол. | | | | 437 990 |
| При заміні плунжерного насоса з дизельним приводом, дол. | | | | 1 085 750 |
| Зростання прибутку за рахунок реалізації недоотриманої нафти, дол. | | | | 5 484 000 |

Джерело: [11]

тровідцентровими насосами [12]. Заміна електровідцентрових насосів струминними дозволило додатково отримати 385,5 тис. дол. на свердловину упродовж 3-х місяців експлуатації родовища.

Висновки і пропозиції. Враховуючи результати проведеного аналізу сформулюємо послідовність проведення операцій, спрямованих на обґрунтування прийняття рішення стосовно використання гідроструминного способу експлуатації свердловин.

1. Використовуючи результати промислових досліджень визначаємо вигляд та значення коефіцієнтів рівняння регресії, які описують зміну дебіту свердловини в часі при використанні плунжерного та струминного насосів.

2. Шляхом інтегрування рівнянь регресії визначаємо накопичений обсяг нафтовидобутку для початкового етапу експлуатації свердловини та додатковий нафтовидобуток, викликаний застосуванням струминного насоса.

3. На кривій зниження продуктивності свердловини визначаємо інтервал отримання додаткового нафтовидобутку при застосуванні струминного насоса.

4. Шляхом співставлення витрат визначаємо собівартість нафтовидобутку, величину доходу від реалізації нафти та величину прибутку для різних термінів експлуатації свердловини. Ділянки кривих, для яких прибутковість гідроструминного способу експлуатації перевищує прибутковість використання плунжерних насосів визначають область економічної доцільності застосування струминних насосів.

Завдання подальших досліджень полягає в розробці методики комп'ютерного моделювання зміни економічних показників нафтовидобутку в часі та програмного забезпечення, яке дозволило б в автоматичному режимі визначати доцільність використання окремих методів розробки покладів сланцевих вуглеводнів.

Список літератури:

- Shale Oil surge poses threat to renewable energy PwC // The Guardian. – 2013. – February, 14. – С. 1.
- Biglarbigi K. Economics of Oil shale development in the United States / Khosrow Biglarbigi, Anton Dammer, Hitesh Mohan, Marshall Calorus // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver (USA) 21-24 September. – 2008. – SPE 116560. – MS. – 9 p.
- Михайлов В.А. Сланцева нафта і технології її видобутку / В.А. Михайлов, В.М. Гулій, В.В. Гладун // Геолог України. – 2013. – № 2(42). – С. 71-81.
- Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія у 8 кн. Кн. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / І.М. Куровець та інші; Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – К.: Ніка-Центр, 2014. – 208 с.
- Salam M.A. Oil Shale in Upper Egypt and it's Economics / M.A. Salam, M.A. Ghaffar // SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Gairo (Egypt) 14-16 September. – 2015. – SPE 175752-MS. – 7 p.
- Lee W.J. Unconventional Shale Resources: Economics, Regulations, and Politics/ W. John Lee // The Way Ahead (TWA). – 2012. – Vol. 8. – № 1. – P. 12-13.
- Clark C. Hydraulic jet pumps prove worth for lifting early production / Chris Clark, Ryan Kosmicki // World Oil. – 2014. – № 5. – P. 68-73.
- Clark Chris W. The case for utilizing Hydraulic Jet Pumps in the Bakken / Chris W. Clark, Larry Griffin, Mark Pearson, Stacy Strickland // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam (Netherlands) 27-29 October. – 2014. – SPE 170916-MS. – 14 p.
- Liu C. Economic Feasibility analysis of the Marcellus shale, Pennsylvania / C. Liu, B. Martinez-Rahoe, W. Fleckenstein, Y. Park, F. Shi // Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), Denver (USA) 12-14 August. – 2013. – SPE 168886 / URTeC 1617813. – 10 p.
- Darugar Q. Estimating ultimate recovery and economic analysis of shale oil wells in Eagle Ford and Bakken / Qusai Darugar, Dennis Heinisch, Brian J. Lundy, Pascal Witte, Weiwei Wu, Songsheng Zhou // International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi (UAE) 7-10 November 2016. – SPE 183396-MS. – 18 p.
- Muster S. Rethink artificial lift with Hydraulic pumping systems / Scott Muster, Chris Clark. – Diverse Energy Systems. – www.flowfastjetpumps.com. – 2016. – V. 3. – 12 p.
- Kosmicki R. Jet pumps improve Bakken shale economics / Ryan Kosmicki, Toby Pugh // Exploration and Production. – 2017. – № 2. – 3 p. (www.epmag.com/jet-pumps-improve-Bakken-shale-economics-1461226#3p).

Паневник Д.А.

Ивано-Франковский национальный
технический университет нефти и газа

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Аннотация

На основе совместного анализа динамики изменения объемов и себестоимости нефтедобычи, а также дохода и прибыли от реализации углеводородов обоснована экономическая целесообразность замены штанговых насосов струйными на ранних стадиях эксплуатации скважин месторождений сланцевой нефти. При проведении экономического анализа использовалась предложенная автором статистическая зависимость снижения нефтедобычи полученная для нефтяного месторождения Баккен. Использование струйного насоса позволяет получить увеличение прибыли вследствие реализации дополнительного объема нефти. Путем исследования особых точек на графических зависимостях изменения дохода от реализации нефти, себестоимости нефтедобычи и прибыли определены интервалы экономической целесообразности применения отдельных способов разработки залежей углеводородов. Показана возможность продолжения срока рентабельной эксплуатации скважин путем использования гидроструйного способа нефтедобычи. Приведен сравнительный анализ экономических показателей эксплуатации скважин штанговыми и струйными насосами.

Ключевые слова: себестоимость сланцевой нефти, рентабельность нефтедобычи, доход и прибыль от реализации углеводородов, капитальные и операционные расходы, организация нефтедобычи.

Panevnyk D.A.

Ivano-Frankivsk National Technical University of oil and Gas

INCREASING THE ECONOMIC EFFICIENCY OF SHALE OIL EXTRACTION

Summary

Based on the joint analysis of changes in the volume and cost of oil production, as well as on the income and profits from hydrocarbons sales, there has been substantiated the economic feasibility of replacing rod pumps by jet pumps in the early stages of exploitation of shale oil deposits. In the course of economic analysis, there has been used the statistical dependence of the oil production reduction, obtained for the Great Bakken oil field, proposed by the author. Using the jet pump allows one to increase profits by selling an additional amount of oil. By studying special points on the graphic dependencies of the change in income from oil sales, the cost of oil production and profit, there are defined the intervals of economic expediency of using certain methods for the development of hydrocarbon deposits. There is also shown the possibility of extending the period of profitable exploitation of the well by using a water jetting method of oil production. A comparative analysis of the economic performance of wells drilling with rod and jet pumps has been conducted.

Keywords: production cost of shale oil, profitability of oil production, income and profits from hydrocarbon sales, capital and operating expenses, oil extraction organization.