

ЕКОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИХ ВОД НАФТОВИХ РОДОВИЩ СХІДНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Нафтові родовища східного регіону України відносяться до верхньої зони нижнього гідрогеологічного поверху (зона застійного режиму). Ця зона залягає на глибинах від 1,5 до 5,5 км і включає в себе значну частину палеозойських відкладів, характеризується розвитком первинно-порових піщано-алевритових і каверно-тріщиноватих карбонатних колекторів з високою пористістю і проникністю, в яких поширені протяжні системи пластових, масивно-пластових і масивних природних резервуарів, заповнених седиментогенними розсолами.

Більшість родовищ вже виснажені або розробляються на кінцевих стадіях, на яких у видобутому флюїді разом з нафтою знаходиться і супутньо-пластова вода (СПВ). Розглянуто фактори, які впливають на доквілля при видобутку нафти. Приведені схеми впливу супутньо-пластових вод на навколишнє середовище. Запропоновано використовувати супутньо-пластові води в якості гідромінеральної сировини. Детально розглянуто дохідні та витратні складові видобутку нафти. Визначено коефіцієнт обводнення видобутого флюїду як основний елемент, що збільшує собівартість видобутку нафти. Розглянута теорія використання супутньо-пластових вод, яка дозволяє перенести ці води із витратної складової в дохідну. Виділено основні показники, які впливають на загальний прибуток підприємства, з точки зору видобутку пластової води. Проведено порівняння прибутку нафтовидобувного підприємства без реалізації супутньо-пластових вод як гідромінеральної сировини та з її реалізацією.

Ключові слова: східний регіон України, нафтове родовище, видобувне підприємство, нафта, супутньо-пластові води, коефіцієнт обводнення, собівартість видобутку, витратна і дохідна складові, гідромінеральна сировина, реалізація, прибуток підприємства.

Д. Ф. Чомко, Н. В. Рева, Ф. В. Чомко. ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНО-ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОГО РЕГИОНА УКРАИНЫ. Нефтяные месторождения восточного региона Украины приурочены к верхней зоне нижнего гидрогеологического этажа (зона застойного режима). Эта зона залегают на глубинах от 1,5 до 5,5 км, включает в себя большую часть палеозойских отложений, характеризуется развитием первично-поровых песчано-алевритовых и каверно-трещиноватых карбонатных коллекторов с высокой пористостью и проницаемостью, в которых развиты протяжные системы пластовых, массивно-пластовых и массивных резервуаров, заполненных седиментогенными рассолами.

Большинство месторождений истощены или разрабатываются на конечных стадиях, на которых в добытому флюиде вместе с нефтью находится и попутно-пластовая вода (ППВ). Рассмотрены факторы, влияющие на окружающую среду (ОПС) при добыче нефти. Приведены схемы воздействия попутно-пластовых вод на ОПС. Предложено использовать попутно-пластовые воды в качестве гидроминерального сырья. Подробно рассмотрены доходные и расходные составляющие добычи нефти. Определен коэффициент обводнения добываемого флюида как основной элемент, который увеличивает себестоимость добычи нефти. Рассмотрена теория использования попутно-пластовых вод, которая позволяет перенести эти воды из расходной составляющей в доходную. Выделены основные показатели, которые влияют на общий доход предприятия с точки зрения добычи пластовой воды. Проведено сравнение прибыли нефтедобывающего предприятия без реализации попутно-пластовых вод как гидроминерального сырья и с его реализацией.

Ключевые слова: восточный регион Украины, нефтяное месторождение, добывающее предприятие, нефть, попутно-пластовые воды, коэффициент обводнения, себестоимость добычи, расходная и доходная составляющие, гидроминеральное сырье, реализация, прибыль предприятия.

Актуальність досліджень

В Україні найбільше нафти видобувається на родовищах східного нафтового регіону (Дніпровсько-Донецька западина), які знаходяться в Полтавській, Сумській, Харківській та Чернігівській областях.

Ці родовища знаходяться у верхній зоні нижнього гідрогеологічного поверху (зона застійного режиму, постелізійна зона), яка відповідає зоні початкового катагенезу. Ця зона залягає на глибинах від 1,52,0 до 3,55,5 км і включає в себе значну частину палеозойських відкладів регіону. Вона характеризується широким розвитком первинно-порових піщано-алевритових, рідше каверно-тріщиноватих карбонатних колекторів з високими показниками пористості і проникності. Тут поширені протяжні системи пластових, масивно-пластових і масивних природних резерву-

арів, заповнених седиментогенними розсолами. До різноманітних пасток в їх межах приурочені численні родовища нафти, газу і конденсату, в тому числі всі відомі великі поклади (Рибальське, Бугруватівське, Більське, Краснокутське, Козіївське, Західно-Козіївське, Глинське, Андріяшівське, Перекопівське, Анастасівське та ін. родовища).

Більшість родовищ вже виснажені або розробляються на кінцевих стадіях, на яких у видобутому флюїді разом з нафтою знаходиться і супутньо-пластова вода (СПВ). Об'єм цієї води коливається в межах 80–95%. В Україні щорічно видобувається близько 3,7 млн. т нафти. А це означає, що щорічно разом із нафтою видобувні підприємства видобувають близько 20 млн. тон супутньо-пластової води. Вони в різний спосіб проводять утилізацію цих вод, але майже не ви-

користують їх в якості гідромінеральної сировини.

Основними хімічними елементами, притаманними для вод нафтових родовищ, є бор, бром, йод, залізо. Часто зустрічаються також літій, стронцій, рубідій, гафній та ін. у кількостях, що значно перевищують мінімально-промислові концентрації.

Аналіз публікацій і вивчення не вирішених проблем

Починаючи з 30-х років минулого століття супутньо-пластовим водам нафтових родовищ України приділяли увагу багато дослідників.

За останні два десятиліття великий внесок у вивчення хімічного складу цих вод, їх приуроченості до різних типів родовищ нафти, їх впливу на навколишнє середовище (в тому числі на підземні води), підрахунку їх запасів внесли Бураков Ю. Г., Васильєв О. М., Журавель М. Ю., Клочко П. В., Самонова Л. С., Іванюта М. М., Юшков І. Р., Хижняк Г. П., Ілюшин П. Ю., Гойко Г. І., Білецький В. С., Рева М. В., Крюченко Н. О., Решетов І. К., Чомко Ф. В., Чомко Т. В. та ін. [1, 2, 4, 5, 6, 7, 11, 20]. Автори констатують, що супутньо-пластові води за свою природою є високо мінералізованими або розсолами, які в результаті технологічних порушень підчас видобутку або при невдалому виборі методу їх утилізації потрапляють в інші геолого-екологічні системи, порушуючи їхню природну рівновагу. Це виражається в відчуженні і вилученні із господарської діяльності орних земель під склади і амбари, забрудненні ґрунтів, водоносних горизонтів, поверхневих вод, атмосферного повітря, що в подальшому викликає ряд негативних наслідків. Екологічні проблеми, викликані забрудненням супутньо-пластовими водами, несуть в собі значні економічні витрати. Збереженню навколишнього природного середовища від можливого негативного впливу експлуатації нафтових родовищ в цих роботах приділяється значна увага.

Вивченню джерел надходження різних хімічних елементів у супутньо-пластові води нафтових і газових родовищ присвячені роботи Кучманіча Н., Гаврилюк О. В., Суярка В. Г., Терещенка В. О., Троянкової Г. І. та ін. [8,15,16,17,18,19,20].

Можливе використання супутньо-пластових вод як сировини для видобутку цінних компонентів описано в роботах Мехтієва У. і Гаджієва Ф. М., Реви М. В., Чомка Д. Ф., Диняк О. В. Кошлякової І. Є. та ін. [9, 12, 13, 14, 19, 20, 21, 22]. Автори відзначають, що супутньо-пластові води за рахунок своїх фізичних властивостей, а саме високої мінералізації та великої кількості розчинених хімічних елементів, представляють інтерес як гідромінеральна сировина для видобутку цінних компонентів. Вони показують, що з економі-

чної точки зору значні коефіцієнти обводнення флюїду родовищ нафти збільшують собівартість видобутку нафти. Оскільки при сталому об'ємі видобутих супутньо-пластових вод, відсотковий вміст нафти постійно зменшується, а вміст води навпаки зростає. При цьому промислово цінність зараз має лише нафта, яка реалізується і приносить дохід видобувному підприємству. А об'єм супутньо-пластові води навпаки збільшує вартість видобутку, оскільки потребує додаткові витрати на її утилізацію.

Цілі дослідження

Враховуючи досвід передових нафтовидобувних та індустріально розвинених країн та компаній, які вже використовують високо мінералізовані супутньо-пластові води в якості гідромінеральної сировини, ми зробили спробу показати, як видобуток цих вод на родовищах східного нафтогазового регіону України для нафтовидобувних підприємств може представляти практичну та економічну цінність, оскільки супутньо-пластова вода може автоматично перейти із витратної складової при видобутку нафти в дохідну.

Основний матеріал

Розглянемо теорію використання супутньо-пластових вод в якості гідромінеральної сировини, з точки зору впливу коефіцієнта обводнення флюїду (доречніше використовувати поняття флюїд, оскільки нафта в чистому вигляді практично не видобувається, а лише разом із пластовою водою) на собівартість видобутку нафти та як додаткового джерела доходу.

Стосовно використання супутньо-пластових вод нафтових родовищ в якості гідромінеральної сировини теоретично доцільно розглянути «ідеальну модель» нафтовидобувного підприємства, яке розробляє нафтове родовище, з точки зору видобутку на цьому родовищі СПВ.

Наприклад, нафтовидобувне підприємство розробляє нафтове родовище за допомогою n -ї кількості свердловин. При цьому свердловини за рахунок геологічних та технічних умов, працюють в постійному режимі та видобувають постійний (сталий) об'єм флюїду Q_{ϕ} . Саме поняття видобутку пластової води для видобувного підприємства є головним критерієм розробки. Оскільки в процесі експлуатації нафтового родовища при сталому об'ємі видобутого флюїду, частка нафти постійно зменшується, а частка води навпаки зростає, та родовище експлуатується до тих пір доки реалізація тієї кількості вилученої нафти перестане перебивати витрати на видобуток того об'єму флюїду. Тобто нафтовидобувне підприємство як і будь яке інше працює з метою отримання прибутку, і воно працює до тих пір доки реалізація продукції, яку воно виробляє перебиває всі витрати, які підприємство понесло в

процесі виробництва цієї продукції. Це можна виразити таким чином:

$$П = D_{ч} - B \quad (1)$$

де $П$ – прибуток; $D_{ч}$ – чистий дохід; B – витрати, які пішли на видобуток певного об'єму флюїду протягом певного часу.

В моделі розглядається сам процес експлуатації родовища, при цьому не враховується окупність родовища (повернення коштів, які були витрачені на геологорозвідувальні роботи, буріння, облаштування свердловин та ін.).

Розглянемо обидві частини, які визначають прибуток, та як впливає збільшення об'єму видобутої супутньо-пластової води на прибуток.

Дохід (D) – це сума всіх надходжень до підприємства (компанії) в результаті його виробничої діяльності.

Для нафтовидобувного підприємства дохід це кошти отримані в результаті реалізації видобутої нафти за ринковою ціною:

$$D_{ч.н.} = Q_{н.} * C_{н.} \quad (2)$$

$Q_{н.}$ – об'єм видобутої нафти за певний період часу; $C_{н.}$ – ціна на нафту.

Зважаючи на концепцію цієї роботи, а саме на те, що нафта в переважній більшості в чистому вигляді не видобувається, то далі об'ємну величину нафти будемо виражати через об'єм видобутого флюїду $Q_{ф.}$:

$$Q_{ф.} = Q_{н.} + Q_{в.} \quad (3)$$

де $Q_{ф.}$ – об'єм видобутого флюїду; $Q_{н.}$ – об'єм нафти у флюїді; $Q_{в.}$ – об'єм видобутої супутньо-пластова води у флюїді.

Для того, щоб прослідкувати як саме впливає величина обводненості видобутого флюїду, доречно використати коефіцієнт обводнення $K_{об.}$, який являє собою відношення об'єму СПВ до загального об'єму видобутого флюїду:

$$D_{ч.} = Q_{ф.} * (1 - K_{об.}) * C_{н.} - (Q_{ф.} * (1 - K_{об.}) * C_{н.}) * K_{р.ст.н.} \quad (11)$$

Аналізуючи формулу (11) бачимо, що в ній всі величини є сталими крім коефіцієнта обводнення, який в свою чергу має обернено пропорційний зв'язок з чистим доходом. Тобто чим більший коефіцієнт обводнення флюїду тим меншим буде дохід.

Витрати (B) – це сума всіх витратних складових, які пішли на видобуток певного об'єму флюїду протягом визначеного періоду часу.

До витратних складових підприємства (компанії) відносяться заробітна плата працівників, витрати на енергоносії, плата за екологію, плата за дороги, амортизація обладнання, витрати на утилізацію СПВ та ін.

$$K_{об.} = \frac{Q_{в.}}{Q_{н.}} \quad (4)$$

При цьому об'єм нафти можна виразити таким чином

$$Q_{н.} = Q_{ф.} * (1 - K_{об.}) = Q_{ф.} * \left(1 - \frac{Q_{в.}}{Q_{ф.}}\right) \quad (5)$$

Тоді формула доходу (2) набуває вигляду:

$$D = Q_{ф.} * \left(1 - \frac{Q_{в.}}{Q_{ф.}}\right) * C_{н.} \quad (6)$$

Чистий дохід ($D_{ч.}$) – це дохід, з якого вираховано рентну плату за користування надрами:

$$D_{ч.} = D - P \quad (7)$$

де P – рентна плата.

Ставка рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин устано-влюється у відсотках від вартості товарної продукції гірничого підприємства. Згідно статті 252.20 Податкового кодексу України [10] для нафти цей показник залежить від глибини залягання родовища. Він складає 45 % при глибині до 5 000 м та 21 % при глибині більше 5 000 м. Для розрахунків краще користуватися коефіцієнтом рентної ставки $K_{р.ст.}$. Для нафти цей коефіцієнт складатиме:

$$K_{р.ст.н.} = 0,21 \text{ або } 0,45. \quad (8)$$

Тож ренту можна виразити такою формулою:

$$P = D * K_{р.ст.} \quad (9)$$

Тоді формула чистого доходу (7) матиме вигляд:

$$D_{ч.} = D - (D * K_{р.ст.н.}) \quad (10)$$

Для аналізу дохідної частини підприємства від реалізації нафти формулу (10) можна переписати так:

Аналізуючи всі витрати, можна констатувати, що більш менш сталих витрат не має. Вони всі є змінними протягом всього терміну експлуатації родовища. Але, якщо розглядати період експлуатації родовища в певних проміжках часу (місяць, квартал, рік і т. д.), то витратні складові можна поділити на дві групи: нормовані і динамічні (змінні).

До *нормованих* складових відносяться такі витрати, які є постійними та не змінними протягом звітного (розрахункового, прогнозного) періодів. Тобто це ті витрати, які можна спрогнозувати та врахувати наперед, або які є незмінними протягом цього звітного періоду.

До динамічних складових відносяться переважно такі витрати, які постійно змінюються і які спрогнозувати досить складно. До них відносяться, в основному, витрати на утилізацію супутньо-пластової, які залежать від обводнення видобутого флюїду, тобто від відсотків в ньому води:

$$B = B_n + B_{ум.СПВ} \quad (12)$$

де B_n – витрати нормовані; $B_{ум.СПВ}$ – витрати на утилізацію супутньо-пластової води.

$$П = D_ч - B = П = Q_ф * (1 - K_{об}) * C_n - (Q_ф * (1 - K_{об}) * C_n) * K_{р.ст.н} - (B_n + Q_ф * K_{об} * C_{ум.СПВ}) \quad (14)$$

В формулі (14) виділяються сталі та змінні величини. До перших відносяться $Q_ф$, C_n , $K_{р.ст.н}$, B_n та $C_{ум.СПВ}$. І лише одна змінна величина $K_{об}$, яка залежить від частки води в загальному об'ємі видобутого флюїду.

Таким чином, в процесі експлуатації нафтового родовища при збільшенні коефіцієнта обводнення видобутого флюїду ($K_{об}$) прибуток видобувного підприємства зменшується.

Враховуючи мету цієї роботи, а саме використання СПВ в якості гідромінеральної сировини, ми можемо розглядати той об'єм супутньо-пластових вод, який видобувається разом з нафтою, не як витратну складову, а як дохідну. Тоді видобутий об'єм СПВ не потрапляє під утилізацію, а реалізується як сировина, і, відповідно,

$$П = \left\{ \left[Q_ф * (1 - K_{об}) * C_n - (Q_ф * (1 - K_{об}) * C_n) * K_{р.ст.н} \right] + \left[Q_в * C_{спв} - (Q_в * C_{спв} * K_{р.ст.пром.в}) \right] \right\} - B_n \quad (16)$$

Порівнюючи формулу (16) із формулою прибутку (14) бачимо, що в ній дохідна частина збільшилася за рахунок реалізації об'єму СПВ. Витратна частина навпаки зменшується, тому що не потрібно витратити кошти на утилізацію того ж об'єму СПВ. Велика різниця між дохідною частиною та витратною дозволить збільшити термін експлуатації родовища.

Аналізуючи формули розрахунку прибутку без використання СПВ в якості гідромінеральної сировини (14) та з використанням (16) бачимо, що в першому випадку основним критерієм, який визначає дохідну частину, є тільки ціна на нафту, а в другому випадку – ціна на нафту та на супутньо-пластову воду.

Аналізуючи перший випадок (класичний) можна зробити висновок, що неважливо наскільки високою буде ціна на видобуту нафту, при постійному збільшенні коефіцієнта обводнення флюїду дохідна частина постійно буде зменшуватися, витрати навпаки постійно зростатимуть, а прибуток стабільно буде прямувати до нуля, або практично до межі рентабельності.

Витрати на утилізацію води виражаються таким чином:

$$B_{ум.СПВ} = Q_в * C_{ум.СПВ} = (Q_ф * K_{об}) * C_{ум.СПВ} \quad (13)$$

де $C_{ум.СПВ}$ – ціна за утилізацію об'ємної одиниці води.

З формули (13) видно, що при збільшенні видобутку води зростають витрати на її утилізацію. Це в свою чергу збільшує загальні витрати на видобуток нафти та зменшує прибуток.

Для більш детального аналізу розглянемо прибуткову формулу за елементами.

додається до дохідної частини. Дохід від реалізації гідромінеральної сировини підпадає також під оподаткування. За діючими нормативними документами промислові води доцільно розглядати в якості гідромінеральної сировини [10]:

$$D_{ч.спв} = Q_в * C_{спв} - (Q_в * C_{спв} * K_{р.ст.пром.в}) \quad (15)$$

де $Q_в$ – об'єм видобутої супутньо-пластової води; $C_{спв}$ – ціна за об'ємну одиницю СПВ як гідромінеральної сировини; $K_{р.ст.пром.в}$ – коефіцієнт рентної ставки для промислових вод. Згідно Кодексу [10] він складає 5 % від прибутку, або $K_{р.ст.пром.в} = 0,05$.

Як результат формула прибутку (14) набуде нового вигляду:

В другому випадку витратна частина залишається більш менш сталою. При постійному збільшенні коефіцієнта обводнення флюїду дохідна частина від реалізації нафти буде знижуватися, а дохідна частина від реалізації СПВ буде зростати. При цьому термін експлуатації родовища залежатиме від ціни на СПВ ($C_{спв}$). Якщо дохід від реалізації гідромінеральної сировини буде перекивати витрати на видобуток флюїду, тоді експлуатація родовища можлива до тих пір, доки не зміняться характеристики і об'єми видобутку супутньо-пластових вод або різко впаде ціна.

Для порівняння цих випадків доречно використати коефіцієнт собівартості видобутку, який розраховується як відношення витрат до доходів:

$$C = \frac{B}{D} \quad (17)$$

Для першого випадку ця формула (17) виглядатиме так:

$$C_n = \frac{B_n + B_{ум.СПВ}}{D_{ч.н}}, \quad (18)$$

а для другого –

$$C_{н+СПВ} = \frac{B_{ст}}{D_{ч.н.} + D_{ч.СПВ}} \quad (19)$$

З аналізу формул (18) і (19) видно, якщо коефіцієнт собівартості буде наближатися до 1,0, то рентабельність поступово буде знижуватися.

Побудовано графіки залежності витратної частини від обводненості флюїду, залежності чистого доходу від коефіцієнта обводненості та коефіцієнта собівартості від коефіцієнта обводненості для першого випадку (класичний випадок) (рис. 1) і другого випадків (рис. 2).

В першому випадку, коли коефіцієнт обводнення впливає на витрати, можна виділити ліній-

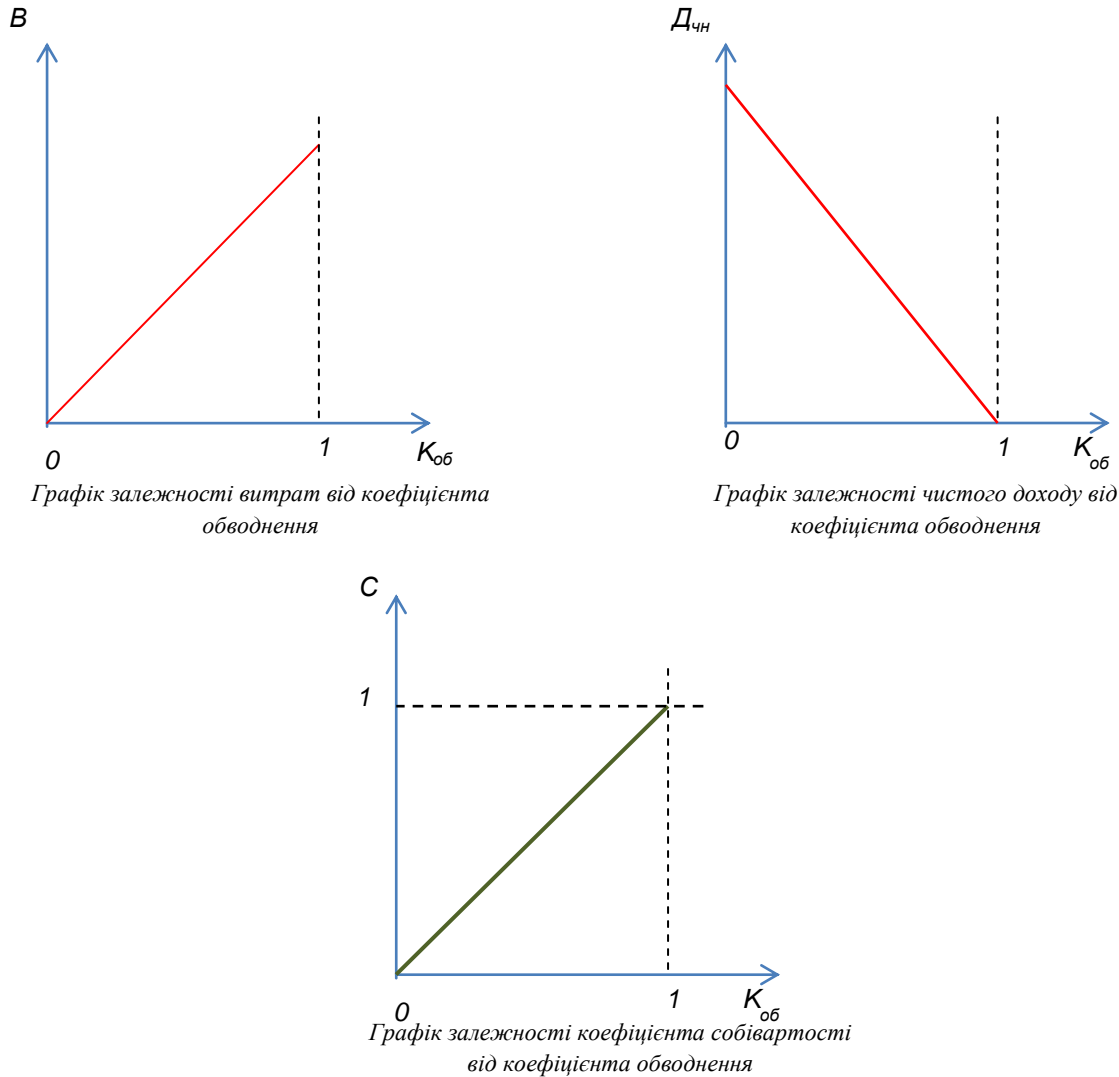


Рис. 1. Графіки залежностей класичний випадок

ну залежність, чим більший коефіцієнт обводнення флюїду тим більші витрати. Також в лінійній залежності знаходяться і доходи, але мають обернений характер.

В першому випадку із збільшенням коефіцієнта обводнення флюїду витрати постійно зростають, а доходи знижуються, тим самим зменшуючи рентабельність родовища.

В другому випадку витрати набувають потемнішої стабільності і залишаються сталими, при цьому не залежать від коефіцієнта обводнення. аналізуючи залежність доходу від коефіцієнта

обводнення, бачимо, що дохід від реалізації нафти так само як і в першому випадку має обернено пропорційну залежність від коефіцієнта обводнення флюїду, але при цьому із збільшенням коефіцієнта обводнення виникають додаткові доходи у вигляді реалізації супутньо-пластової води. На графіку (Б) можна виділити зону **ABC**, яка відобразить надприбуток, який може отримати нафтовидобувне підприємство, якщо реалізуватиме супутньо-пластову воду в якості гідромінеральної сировини. При цьому рентабельність родовища (в даному випадку доречніше викорис-

товувати більше загальне поняття родовище, оскільки видобуток і реалізація йде не тільки нафти як продукту, а також і гідромінеральної сировини) залежить від коефіцієнта собівартості, який в свою чергу залежить від витрат та доходів, враховуючи, що в цьому підході витрати є const, то все залежить від доходів. Які в свою чергу залежать від коефіцієнта обводнення та ціни на нафту та гідромінеральну сировину. Тож

у випадку, коли доходи від реалізації нафти не будуть покривати витрати, на перший план при експлуатації родовища виходять доходи від реалізації гідромінеральної сировини. Головним критерієм дохідної частини гідромінеральної сировини, є ціна за об'ємну одиницю на цю сировину.

Висновки

Використання супутньо-пластової води (СПВ)

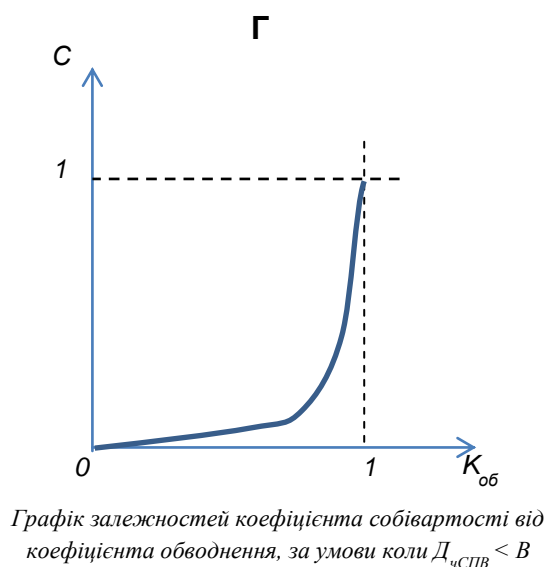
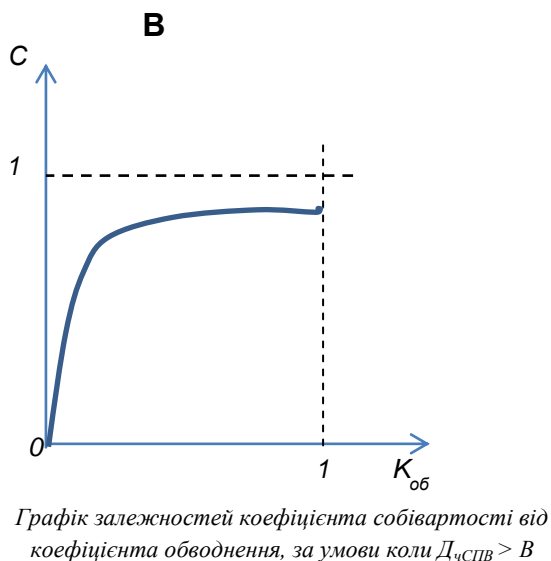
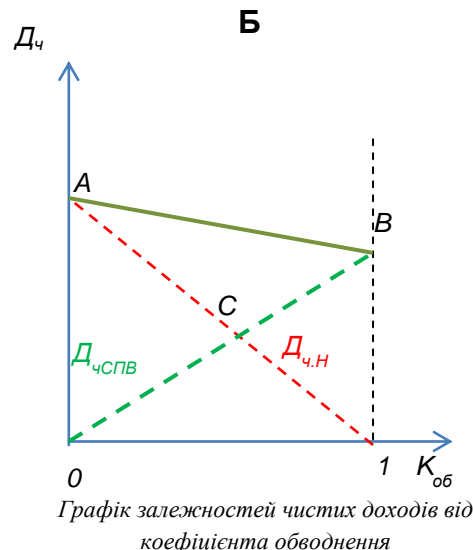
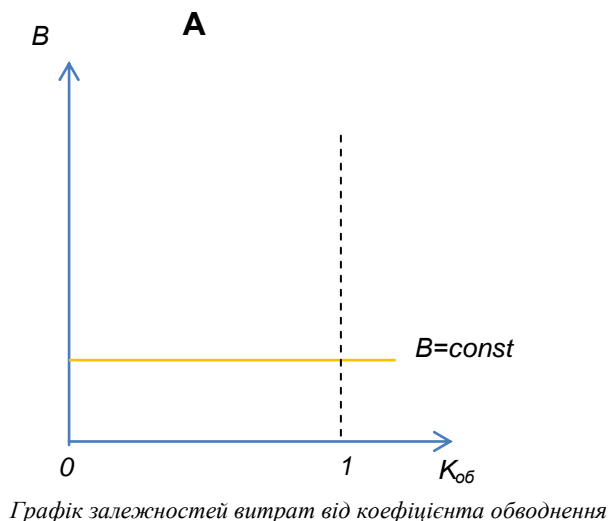


Рис.2 Графіки залежностей при використанні СПВ в якості гідромінеральної сировини

в якості гідромінеральної сировини з теоретичної точки зору є перспективним напрямом. Оскільки нафтовидобувне підприємство може отримувати додатковий дохід і не витратитися на утилізацію супутньо-пластової води.

Але ця схема розглядалася для «ідеальних» умов експлуатації і використання супутньо-пластової води як гідромінеральної сировини. Головною умовою такого використання є ціна на

гідромінеральну сировину, яка при коефіцієнті обводнення 1,0 повинна перебивати витрати, які ідуть на видобуток гідромінеральної сировини. За таких умов можливе використання СПВ та отримання надприбутку. Велика різниця між дохідною та витратною частинами дозволить збільшити термін експлуатації родовища.

Підсумовуючи можна сказати, що головним критерієм використання СПВ в якості гідроміне-

ральної сировини є ціна на цю сировину. Яка в свою чергу залежить від вмісту в ній хімічних компонентів та їх концентрацій.

Цю схему можна використовувати при великих об'ємах видобутку супутньо-пластової води

також на газових і газоконденсатних родовищах на кінцевих стадіях або після завершення їх експлуатації.

Література

1. Бураков, Ю. Г. Совместное освоение углеводородного и гидротермального сырья на месторождениях нефти и газа / Ю. Г. Бураков // Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтеконденсатных месторождений. – 2014. – № 4(20). – С. 59–68.
2. Васильев А. Н. Прогноз техногенного засоления почв на нефтепромыслах северо-востока Украины в рамках ОВОС / А. Н. Васильев, Н. Е. Журавель, П. В. Клочко. – Х. : Экограф, 1999. – 86 с.
3. Водний кодекс України / Верховна Рада України. Кодекс від 06.06.1995 № 213/95-ВР
4. Гайко, Г. І. Історія гірництва. Підручник / Г. І. Гайко, В. С. Білецький. – Київ–Алчевськ : Видав. дім «Києво-Могилянська академія», вид-во «ЛАДО» ДонДТУ. – 2013. – С. 542.
5. Журавель, Н. Е. Проблемы охраны подземных вод в районе нефтегазовых месторождений на конечной стадии разработки (на примере Качановского месторождения) / Н. Е. Журавель, П. В. Клочко, Л. С. Самонова // Экологические аспекты загрязнения окружающей среды. Часть 2. – К. : 1996. – С. 91–92.
6. Іванюта, М. М. Атлас родовищ нафти і газу України. I-III т. / М. М. Іванюта. – Львів : «Центр Європи», 1998.
7. Бромиды подземных вод нефтегазоносных районов Днепровско-Донецкой впадины / Н. О. Крюченко, Э. Я. Жовинский М. В., Кухар К. Э. Дмитренко // Геотехнічна механіка. – 2013. – № 112. – С. 163–172.
8. Кучманіч, Н. Перспектива видобутку йоду з пластових вод нафтогазових родовищ Бориславського нафтопромислового району / Н. Кучманіч // Вісн. Львів. ун-ту. Серія географічна. – Вип. 37. – Львів – 2009. – С. 76–84.
9. Мехтиев, У. Ш. Воды нефтегазовых месторождений Апишеронского полуострова как сырье для получения ценных компонентов / У. Ш. Мехтиев, Ф. М. Гаджиев // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии: Мат-лы междунаро. конф., посвящ. 80- летию А. А. Карцева. – М. : ГЕОС. – 2005. – С. 309–312.
10. Податковий кодекс України. / Верховна Рада України. Кодекс від 02.12.2010 № 2755-ВР.
11. Рева, М. В. Вплив видобутої пластової води на екологічну безпеку водоносних горизонтів на нафтових родовищах / М. В. Рева // Мат. II наук. конф. «Актуальні проблеми гідрогеології». ХНУ імені В. Н. Каразіна. – Х. : 2015. – С. 110–112.
12. Рева, М. В. Нові підходи до використання супутньо-пластових вод / М. В. Рева, І. Є. Кошлякова // Матеріали VI Всеукраїнської наукової конференції-школи «Сучасні проблеми геологічних наук». – К., 2016 – С. 83–86.
13. Рева, М. В. Супутньо-пластові води в Східному нафтогазовому регіоні України як джерело небезпеки або цінний ресурс / М. В. Рева // Вісн. Київ. нац. ун-ту імені Тараса Шевченка. Геологія. № 1(72) – К., 2016. – С. 81–85.
14. Рева, М. В. Попутно-пластовые воды нефтяных месторождений как гидроминеральное сырье / М. В. Рева, Д. Ф. Чомко // Матеріали конференції: «Географические аспекты устойчивого развития регионов». Международная научно-практическая конференция. – Гомель, 2017. – С. 259–265.
15. Суярко, В. Г. Про джерела надходження та міграцію бром у підземних водах (на прикладі Дніпровсько-Донецького авлакогену) / В. Г. Суярко, О. В. Гаврилюк // Вісн. Харк. нац. ун-ту імені В. Н. Каразіна. Серія «Геологія – Географія – Екологія». – Х., 2014. – № 1128. – Вип. 41. – С.70–75.
16. Терещенко, В. О. Бром і йод в розсолах Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького рифтогену / В. О. Терещенко // Мат. II наук. конф. «Актуальні проблеми гідрогеології». ХНУ імені В. Н. Каразіна. – Х., 2015. – С. 25–28.
17. Терещенко, В. О. Гідрогеологічні умови газонакопичення в Дніпровсько-Донецькій западині. монографія / В. О. Терещенко // – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна. – 2015. – С. 244.
18. Троянова, Г. І. Щодо встановлення генезису супутньої води при розробці покладів глибинної зони на прикладі свердловини 491 Кисівського родовища / Г. І. Троянова // Мат III наук. конф. «Гідрогеологія : наука, освіта, практика». ХНУ імені В. Н. Каразіна. –Х., 2016. – С. 84–87.
19. Чомко, Д. Ф. Особливості забруднення природних вод в районах нафтовидобутку у Прикарпатті / Д. Ф. Чомко, П. В. Клочко, М. Ю Журавель // Державний міжвідомчий науково-технічний збірник «Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ». – Івано-Франківськ, 2000. – Вип. 37. – Т. 1. – С. 96–101.
20. Попутно-промысловые воды нефтяных месторождений – источник загрязнения бучакско-каневского водоносного горизонта / Д. Ф. Чомко, И. К. Решетов, Ф. В. Чомко, Т. В. Чомко // Вісн. Укр. будинку екон. та наук.-техн. знань. – К., 2004. – С. 53 – 57.
21. Чомко, Д. Ф. Супутньо-пластова вода нафтових родовищ як гідромінеральна сировина / Д. Ф. Чомко, М. В. Рева, О. В. Диняк // Вісн. Київ. нац. ун-ту імені Тараса Шевченка. Геологія. – № 4(75). – К., 2016. – С. 77–81.
22. Юшков, И. Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И. Р. Юшков, Г. П. Хиженяк, П. Ю. Илюшин. Пермь : Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. – 2013. – С. 177.