

4. Нові вектори розвитку страхового ринку України : [монографія] / [Козьменко О. В., Козьменко С. М., Васильєва Т. А. та ін.] ; кер. авт. проекту д.е.н., проф. О. В. Козьменко. - Суми : Університетська книга, 2012. - 315 с.

5. Показники діяльності страхових компаній, що діють на страховому ринку України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.dfp.gov.ua/734.html>

6. Статистика страхового ринку України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://forinsurer.com/stat/>.

7. Тринчук В. В. Передумови формування фінансових потоків на страховому ринку / В. В. Тринчук, В. О. Фастунова [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.economy.nauka.com.ua/index.php?operation=1&iid=1474>

8. Фещур Р. В. Статистика : [навч. посібник] / Фещур Р. В., Барвінський А. Ф., Кічор В. П. – [2-е вид., переробл. і доп.]. – Львів : «Інтелект-Захід», 2003. – 576 с.

Анотація

У статті досліджується стан та розвиток поточної кон'юнктури страхового ринку України, зокрема аналізуються показники, які відображають особливості формування й характеризують рівень попиту та пропозиції страхових послуг. Побудовано квадратичні моделі трендів, що описують процеси їх зміни, та спрогнозовано основні тенденції розвитку на найближчі роки.

Ключові слова: страховий ринок, попит, пропозиція, модель тренду, тенденція.

Аннотация

В статье рассматриваются методы оценки межрегиональных диспропорций в развитии страхового рынка Украины. Выявлена существенная дифференциация регионов за основными показателями его функционирования на протяжении последнего десятилетия. Построены квадратичные модели трендов, которые описывают процессы их изменения, и спрогнозировано основные тенденции развития на ближайшие четыре года.

Ключевые слова: страховой рынок, спрос, предложение, модель тренда, тенденция.

Annotation

The authors examine the state and progress of the current situation of the insurance market of Ukraine, in particular analyzes the indicators that reflect the peculiarities of formation and characterize the level of demand and supply of insurance services. Powered quadratic model trends that describe the processes of change, and predicted the main trends for the coming four years.

Key words: insurance market, demand, supply, the model trend, the trend.

УДК 336.64

Мазур І.М.,
к.е.н., доцент кафедри фінансів і кредиту,
Івано-Франківський університет права
імені Короля Данила Галицького

МОДЕЛЬ РОЗРАХУНКУ ГРОШОВИХ ПОТОКІВ У НАФТОГАЗОВИДОБУТКУ

Постановка проблеми. Важливим етапом функціонально-орієнтованого керування витратами є прогнозування грошових потоків. У широкому розумінні грошовий потік є різницею між грошовими надходженнями та грошовими витратами, які виникають при реалізації інвестиційного проекту в певному часовому інтервалі. Грошові потоки прийнято розраховувати з періодичністю, з якою вони виникають. Однак при цьому необхідно дотримуватися компромісу між простотою та точністю розрахунків.

В умовах відсутності суттєвої бюджетної підтримки модернізації вітчизняної нафтогазової промисловості єдиним джерелом інвестицій для видобувних підприємств виступають власні фінансові ресурси, які формуються в результаті їх господарської діяльності. Тому особливої уваги заслуговує формування моделі розрахунку грошових потоків у нафтогазовидобутку для дослідження економічних проблем фінансового забезпечення інвестиційно-інноваційного розвитку нафтогазовидобувних підприємств.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Особливості фінансування техніко-технологічного переозброєння та впровадження інновацій підприємств досліджувалися багатьма науковими школами,

результати яких представили у своїх працях науковці: Алимов О.М., Амоша О.І., Возняк Г.В., Гальчинський А.Р., Гейєць В.М., Зимовець В.В., Ільїна К.І., Кабанова А.І., Колодзєва О.М., Крупка М.І., Новікова Н.І., Федулова І.В. та інші. Основна увага в їхніх роботах приділена стану інноваційної діяльності, джерел і способів її фінансування у сучасних умовах розвитку економіки України. Не зважаючи на напрацювання науковців щодо теорії і практики фінансування інновацій, питання формування власних джерел фінансування на підприємствах нафтогазовидобутку залишаються недостатньо розкритими.

Постановка завдання. Метою статті є аналіз і оцінка впливу зовнішніх і внутрішніх економічних факторів, які обумовлюють необхідність формування моделі розрахунку грошових потоків у нафтогазоконденсатовидобутку, їх дослідження з метою пошуку ефективних механізмів стимулювання та впливу на прискорення економічного зростання.

Виклад основного матеріалу дослідження. Методика ЮНІДО (Організація Об'єднаних Націй з промислового розвитку), як і більшість інших методичних розробок, які широко застосовуються на Заході, приймають за часовий інтервал рік, роблячи припущення, що грошові потоки виникають наприкінці кожного року [1].

Технічно задача полягає у визначенні суми дисконтованих грошових потоків наростаючим підсумком на кінець встановленого горизонту досліджень. Зокрема, принципово важливо, чи буде ця сума позитивною. Особливості визначення грошових потоків значною мірою залежать від специфіки галузі. Нафтогазовидобувна галузь характеризується високою капіталоємністю, у зв'язку з чим період віддачі інвестованого капіталу значно більший, ніж для багатьох інших галузей, наприклад, таких як торгівля чи навіть енергетика.

Головною проблемою, яка виникає при прогнозуванні грошових потоків, є збирання та підготовка вихідної інформації. Це найбільш трудомістка робота, в ній бере участь ціла команда спеціалістів: геологів, буровиків, розробників, транспортників, екологів, бухгалтерів та економістів. Замовити підготовку необхідної інформації, звести всі дані і отримати інтегральну картину є першочерговим завданням.

При оцінці грошових потоків потрібно здійснювати прогноз цін на нафту і газ, розраховувати податкові платежі, визначати експлуатаційні витрати та амортизаційні відрахування (рис. 1) [2].

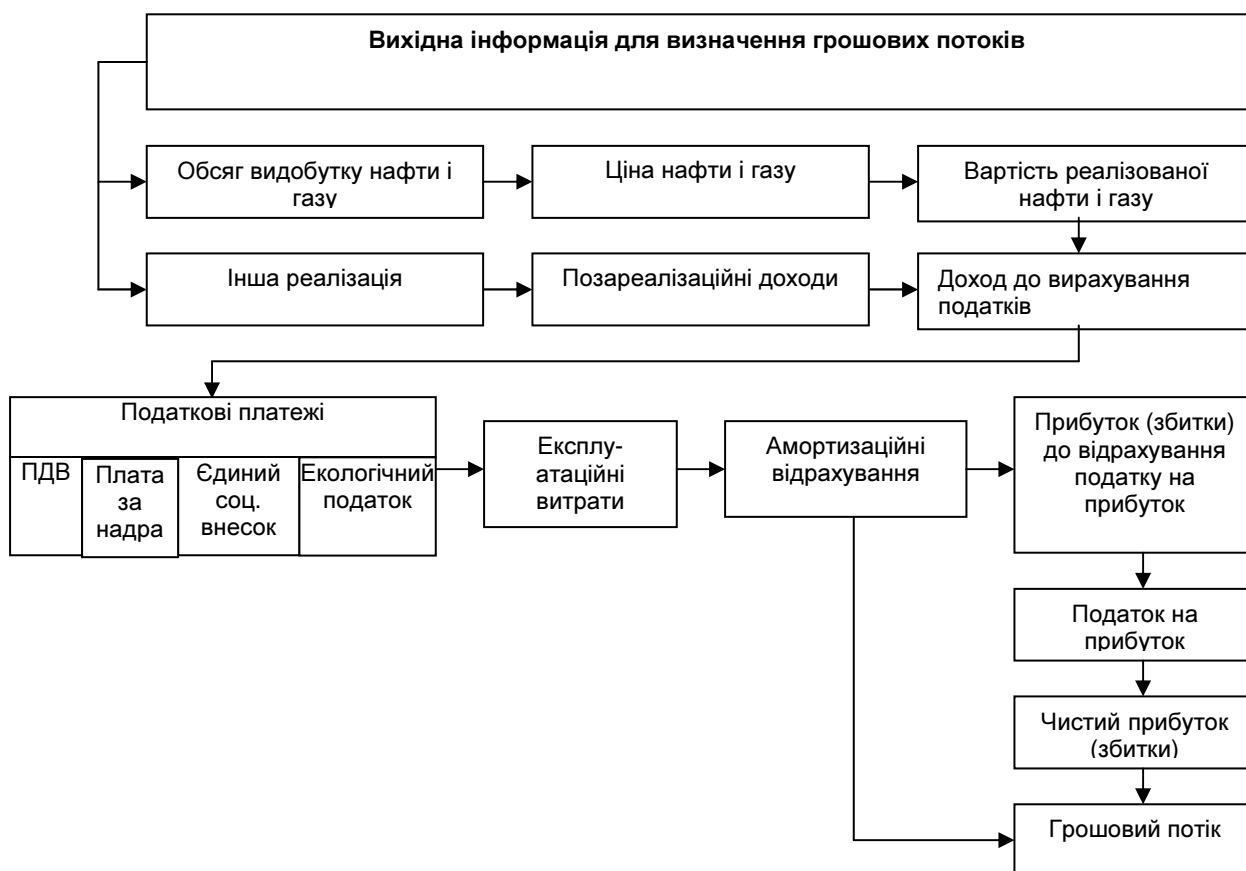


Рис. 1. Модель формування грошових потоків у нафтовидобутку

Сьогодні нафтогазовидобувні підприємства не мають реального впливу на процес ціноутворення, оскільки нафта і газ реалізуються на аукціонах, тому вплинути на вхідний грошовий

потік підприємства можуть, виключно, шляхом нарощування обсягів видобування вуглеводнів. Зважаючи на пізні стадії розробки більшості родовищ, вхідний грошовий потік впродовж останніх десятиліть характеризується тенденцією зменшення.

Варто зазначити, що зовнішні фінансові ресурси, які доступні підприємствам інших галузей промисловості (державні дотації, субсидії, кошти грантів та допомоги міжнародних організацій), у нафтогазовидобування не залучаються. Така ситуація тривалий час зумовлювалася недостатньою урегульованістю державно приватного партнерства на законодавчому та інституційному рівнях. Часто державні структури гальмували розвиток і реконструкцію підприємств, технологічні процеси яких застаріли та неефективні в сучасних умовах, а громіздкі структури не забезпечують гнучкість та адаптивність до мінливих змін зовнішнього ринкового середовища.

Розрахунок податків і зборів здійснюється у відповідності з діючим податковим законодавством України. При цьому всі податкові платежі, які сплачуються нафтогазовидобувними підприємствами в Україні, можна поділити на такі групи: податки, які включаються в ціну продукції; плата за використання надр для видобування корисних копалин; податки, які включаються в собівартість продукції та податок на прибуток (рис. 2).

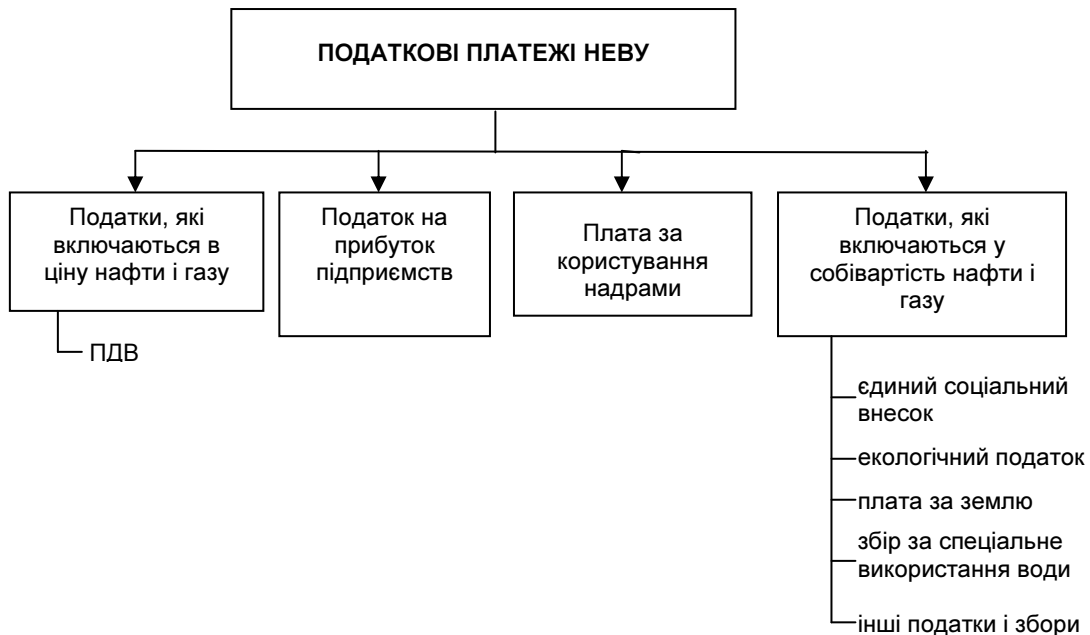


Рис. 2. Податкові платежі, які сплачуються нафтогазовидобувними підприємствами в Україні

За податковими зобов'язаннями з податку на додану вартість, що виникли: з 1 січня 2011 року до 31 грудня 2013 року включно ставка податку становить 20 відсотків; з 1 січня 2014 року – 17 відсотків [3].

Згідно Податкового кодексу України, ставка податку на прибуток підприємств становитиме:

з 1 січня 2013 року по 31 грудня 2013 року включно – 19 відсотків;

з 1 січня 2014 року – 16 відсотків.

Згідно податкового кодексу, рентна плата з 01.01.2013 року не стягується за видобування нафти, газу і конденсату.

Практично повністю змінився механізм нарахування плати за використання надр для видобування корисних копалин. Якщо до 01.01.2013 року застосовувалися специфічні ставки в гривнях за тону нафти чи конденсату або в гривнях за 1000 м³ природного газу, то сьогодні використовуються відносні: у відсотках від вартості видобутої вуглеводневої сировини.

Фактична ціна реалізації для нафти, конденсату визначається Міністерством торгівлі та економічного розвитку за звітний місяць як середня ціна одного бареля нафти "Urals", перерахована у гривні за тону за курсом Національного банку України станом на 1 число місяця наступного за звітним, яка склалася на момент завершення проведення торгів нафтою на Лондонській біржі протягом такого місяця.

Фактична ціна природного газу визначається як закупівельна ціна, встановлена Національною комісією з регулювання у сфері енергетики для газу, що закуповується для формування ресурсу природного газу та (або) використовується для потреб населення. Для газу, що має інше призначення, фактичною ціною є середня митна вартість імпортного природного газу, яка склалася при його

ввезенні на митну територію України за податковий період, котрий визначається міністерством фінансів на основі даних Міністерства доходів і зборів.

Плата за користування надрами за природний газ видобутий у звітному періоді та реалізований за відповідними актами приймання-передачі у звітному податковому періоді, коли такий газ був видобутий, суб'єкту, уповноваженому Кабінетом Міністрів України, для формування ресурсу природного газу (у тому числі нафтового (попутного) газу), що використовується для потреб населення, а також виробничо-технологічні витрати природного газу таких добувних підприємств, ставка становить 20 % від вартості за газ з глибини покладу до 5000 м та 14 % - з більш глибоко залягаючих покладів [3].

Плата за користування надрами сплачується в розмірі 39% від вартості нафти, видобутої з покладів, що повністю залягають на глибині до 5000 м на ділянках надр (родовищах) в межах території України, та 17% - з глибин понад 5000 м (раніше 147,63 грн. за 1 т нафти – 2012 р., 2002 р. - 1,64 грн. і 37,78 грн.).

Плата за видобування газу з покладів на ділянках надр в межах континентального шельфу або виключної економічної зони утримується в розмірі 11 % від вартості, а з покладів, які залягають на глибині до 5000 м – 25 %, а понад – 14 %.

В умовах дії угоди про розподіл продукції для нафти та конденсату, видобутих в межах території України, континентального шельфу, виключної економічної зони України, плата за користування надрами для видобування корисних копалин справляється із застосуванням ставки у розмірі 2 відсотки від вартості видобутих корисних копалин.

В умовах дії угоди про розподіл продукції для газу природного, у тому числі попутного газу, етану, пропану, бутану, метану вугільних родовищ, газу сланцевих товщ, газу центрально-басейнового типу, газу колекторів щільних порід, видобутих в межах території України, континентального шельфу, виключної економічної зони України, плата за користування надрами для видобування корисних копалин справляється із застосуванням ставки у розмірі 1,25 відсотка від вартості видобутих відповідних корисних копалин.

Додаткові обсяги вуглеводневої сировини, видобуті внаслідок виконання діючих або нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини, на родовищах і покладах, що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами або виснаженістю в процесі розробки в попередніх періодах, на окремих діючих свердловинах після капітального ремонту, свердловинах, що відновлюються з числа ліквідованих, нових свердловинах чи групах свердловин, які розташовані на таких ділянках надр, сплачується 2 відсотки від вартості додаткового видобутку відповідної вуглеводневої сировини.

Порядок відбору та затвердження нових інвестиційних проектів, якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини, порядок визначення додаткових обсягів вуглеводневої сировини, а також порядок контролю за виконанням таких інвестиційних проектів, визначаються Кабінетом Міністрів України за поданням Міністерства торгівлі та економічного розвитку. Перелік ділянок надр та/або об'єктів ділянок надр, на яких реалізуються нові інвестиційні проекти, визначається Міністерством палива та енергетики України, що формує та реалізує державну політику у нафтогазовому комплексі.

Пільговий режим поширюється на наступних суб'єктів нафтогазовидобування: 1) підприємства, частка держави у статутному капіталі яких 25 відсотків та більше; 2) господарські товариства, 25 відсотків та більше акцій (часток, паїв) яких знаходяться у статутних капіталах інших господарських товариств, контрольним пакетом акцій яких володіє держава; 3) дочірні підприємства, представництва та філії таких підприємств і товариств; 4) учасників договорів про спільну діяльність, відповідно до яких вартість вкладу категорій суб'єктів попередніх груп становить 25 відсотків та більше загальної вартості вкладів учасників договорів про спільну діяльність.

До ставок плати за користування надрами для видобування корисних копалин застосовуються коригуючі коефіцієнти, які визначаються залежно від виду корисної копалини (мінеральної сировини) та умов її видобування:

1) видобування позабалансових запасів природного газу для потреб населення та формування ресурсу газу – 0,79;

2) видобування позабалансових природного газу, з покладів на ділянках запасів надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України, що відповідає – 0,61;

3) видобування позабалансових запасів природного газу – 0,96;

4) видобування позабалансових запасів нафти і конденсату – 0,95;

5) видобування запасів (ресурсів) корисних копалин з техногенних родовищ – 0,50;

6) видобування платником запасів природного газу для потреб населення затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане ним за власні кошти – 0,88;

7) видобування платником запасів природного газу, з покладів на ділянках надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України ділянки надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане ним за власні кошти – 0,77;

8) видобування платником запасів природного газу, що не відповідає умові, визначеній у ділянці надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане ним за власні кошти – 0,97;

9) видобування платником запасів нафти і конденсату ділянки надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане ним за власні кошти – 0,96.

Усі інші обов'язкові платежі враховуються при визначенні нормативів експлуатаційних витрат.

Експлуатаційні витрати є значною складовою грошового потоку в нафтовидобутку. Оскільки в Україні облік витрат за окремими об'єктами розробки (родовищами, покладами, свердловинами) не проводився, то нормативи експлуатаційних витрат визначаються на 1 т нафти, 1000 м³ природного газу, 1000 м³ нафтового газу та 1 т конденсату на основі фактичних даних калькуляції нафтогазовидобувних підприємств загалом, з подальшим перерахунком на обсяги видобутку з конкретного об'єкту інвестування [4; 5].

Методологічні засади розподілу витрат згідно цього підходу обґрунтовано також у працях вітчизняних науковців та практиків. Запропоновано розподіл витрат за способами експлуатації нафтових і газових свердловин та за об'єктами розробки, обґрунтовано нарахування амортизаційних витрат за об'єктами (свердловинами). Проведено дослідження щодо забезпечення ефективності управління витратами та їх оптимізації [5; 6; 7].

При цьому експлуатаційні витрати з видобутку нафти і газу розподілялися на дві групи:

- змінні витрати, які залежать від обсягів видобутку продукції, до них належать витрати на сировину, основні і допоміжні матеріали, паливо, відрахування в бюджетні фонди, оплата послуг сторонніх організацій та ін.;

- постійні витрати, які залежать від кількості свердловин. Сюди включаються витрати на оплату праці, відрахування на соціальні заходи, витрати на проведення поточних і капітальних ремонтів [6; 8; 9].

Схема розрахунку нормативів експлуатаційних витрат для кожного виду продукції нафтогазовидобувного підприємства приведено в табл. 1.

Амортизація основних фондів є видом витрат, які зменшують величину податкових зобов'язань, створюючи при цьому додатковий грошовий потік, що залишається у розпорядженні підприємства. Розрахунок амортизаційних відрахувань здійснюється відповідно до Закону Податкового кодексу [3] та Національних стандартів бухгалтерського обліку ПСБО-7

Будь-які витрати на розвідку або дорозвідку, облаштування та розробку будь-яких запасів (родовищ) корисних копалин включаються до окремого об'єкта необоротних активів з видобутку корисних копалин платника податку, на балансі якого перебувають такі запаси (родовища), та підлягають амортизації.

До витрат, що включаються до окремого об'єкта необоротних активів з видобутку корисних копалин платника податку, відносяться:

- витрати на придбання геологічної інформації, що є в розпорядженні інших юридичних осіб;
- витрати на попередню розвідку родовищ (запасів) корисних копалин, проведену за рахунок власних коштів підприємств, що включає проектні роботи, пошуково-розвідувальні, бурові та гірничі роботи, геофізичні, геохімічні та інші дослідження в межах визначеної ділянки (території);
- витрати на детальну розвідку родовищ (запасів), проведену за рахунок власних коштів підприємств, що включає проектування, облаштування родовищ (з будівництвом селища тощо), бурові та гірничо-прохідні роботи, геофізичні та інші дослідження, комплекс випробувальних робіт, технологічні дослідження тощо;

- витрати, пов'язані з державною експертизою та оцінкою запасів корисних копалин;
- витрати на розроблення техніко-економічних обґрунтувань, бізнес-планів, угод (контрактів), концесійних договорів на користування надрами тощо;

- витрати на проектування розробки родовищ (запасів) корисних копалин;
- витрати на дорозвідку родовищ (запасів) корисних копалин, що здійснюється підприємством після завершення детальної розвідки паралельно з експлуатаційними роботами в межах гірничого відводу і які супроводжуються нарощуванням запасів корисних копалин чи переведенням запасів у більш високі категорії розвіданості (включаючи виконання бурових, гірничо-прохідницьких робіт тощо).

До складу зазначеної групи не включаються витрати, пов'язані з розвідкою/дорозвідкою та облаштуванням будь-яких запасів (родовищ) корисних копалин, а саме:

- будь-які витрати на придбання ліцензій та інших спеціальних дозволів, виданих державними органами з ведення господарської діяльності (в тому числі витрати на реєстрацію, оформлення гірничого відводу тощо);

- витрати на геологорозвідувальні роботи, виконані та профінансовані (як у минулому, так і поточному періоді) за рахунок державного бюджету;

- витрати на розвідку/дорозвідку запасів (родовищ) корисних копалин, що виконувалась за рахунок підприємства і не привела до відкриття та нарощування додаткових обсягів балансових

запасів чи до підвищення ступеня їх розвіданості, у тому числі, якщо відповідні роботи були припинені з огляду на їх економічну недоцільність;

- витрати видобувних підприємств на експлуатаційну розвідку з метою уточнення контурів покладів корисних копалин, їх якості та гірничо-технічних умов розробки (без нарощування запасів корисних копалин і зміни їх категорійності за ступенем промислової розвіданості);
- витрати на утримання основних засобів (у тому числі геологорозвідувальних підрозділів, організацій), що перебувають в стані консервації.

Таблиця 1

Схема розрахунку нормативів експлуатаційних витрат

Елементи витрат	Нормативи витрат			
	на 1 т нафти	на 1000 м ³ природного газу	на 1000 м ³ нафтового газу	на 1 т конденсату
1. Сировина і основні матеріали	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
2. Допоміжні матеріали	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
3. Паливо	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	-	грн./обсяг видобутку конденсату
4. Енергія	грн./обсяг видобутку рідини+0,43 обсягу закачки	грн./обсяг видобутку газу	-	грн./обсяг видобутку конденсату
5. Фонд оплати праці	грн./фонд видоб.нафт. і нагніт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин	грн./фонд видобув.нафт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин
6. Єдиний соціальний внесок	грн./фонд видоб.нафт. і нагніт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин	грн./фонд видобув.нафт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин
7. Відрахування до бюджетних фондів, в т.ч.				
7.1. екологічний податок	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
7.2. плата за землю	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
7.3. інші фонди	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8. Інші витрати, в т.ч.				
8.1. транспортні витрати	грн./фонд видоб.нафт. і нагніт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин	грн./фонд видобув.нафт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин
8.2. послуги зв'язку	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.3. витрати на відрядження	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.4. послуги геофізиків	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.5. пуско-налагоджувальні роботи	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.6. послуги банків	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.7. поточні і капітальні ремонти	грн./фонд видоб.нафт. і нагніт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин	грн./фонд видобув.нафт.свердловин	грн./фонд видоб.газ.свердловин
8.8. поштово-канцелярські витрати	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.9. охорона праці	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.10. утримання приміщень	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату
8.11. інші витрати	грн./обсяг видобутку нафти	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку газу	грн./обсяг видобутку конденсату

Облік балансової вартості витрат, пов'язаних з видобутком корисних копалин, ведеться за кожним окремим родовищем (свердловиною). Порядок такого обліку встановлюється центральним органом виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в нафтогазовому комплексі за погодженням з Міністерством фінансів України.

Платники податку всіх форм власності мають право застосовувати щорічну переоцінку балансової вартості об'єкта необоротних активів з видобутку корисних копалин на коефіцієнт індексації, який нараховується за формулою:

$$K_i = [I_{(a-1)} - 10] : 100, \quad (1)$$

де $I_{(a-1)}$ – індекс інфляції, за результатами якої проводиться індексація.

Якщо значення K_i не перевищує одиниці, індексація не проводиться.

Норми амортизації для свердловин, що використовуються для розробки нафтових та газових родовищ, встановлюються у відсотках до їх первісної вартості в такому розмірі (в розрахунку на рік):

- 1-й рік експлуатації – 10 відсотків;
- 2-й рік експлуатації – 18 відсотків;
- 3-й рік експлуатації – 14 відсотків;
- 4-й рік експлуатації – 12 відсотків;
- 5-й рік експлуатації – 9 відсотків;
- 6-й рік експлуатації – 7 відсотків;
- 7-й рік експлуатації – 7 відсотків;
- 8-й рік експлуатації – 7 відсотків;
- 9-й рік експлуатації – 7 відсотків;
- 10-й рік експлуатації – 6 відсотків;
- 11-й рік експлуатації – 3 відсотки.

Платники податку мають право протягом звітного податкового року включити до витрат будь-які витрати, пов'язані з проведенням реконструкції, модернізації та іншим поліпшенням свердловин, що використовуються для розробки нафтових та газових родовищ, у сумі, що не перевищує 10 відсотків первісної вартості окремої свердловини. Витрати, що перевищують зазначену суму, включаються до складу відповідної групи основних засобів як окремі об'єкти свердловини, що амортизується за нормами визначеними цим пунктом.

У випадку, якщо діяльність, пов'язана з розвідкою/дорозвідкою запасів (родовищ) корисних копалин, не привела до їх відкриття або платником податку було прийнято рішення щодо недоцільності проведення подальшої розвідки чи розробки таких запасів (родовищ) у зв'язку з їх економічною недоцільністю, дозволяється віднести витрати з такої розвідки/дорозвідки чи розробки до складу витрат виробництва звітного податкового періоду такого платника податку за виключенням витрат, що були раніше віднесені до складу витрат. При цьому балансова вартість такої групи витрат, пов'язана з видобутком корисних копалин, прирівнюється до нуля.

При розрахунку амортизаційних відрахувань враховувалося збільшення балансової вартості основних фондів внаслідок проведення їх капітальних ремонтів, реконструкцій, модернізацій та інших покращень, а також величини інвестицій, що спрямовуються на придбання основних засобів.

Так, коефіцієнт, який враховував збільшення балансової вартості основних засобів у нафтогазовидобутку (крім свердловин) за рахунок проведення їх капітальних ремонтів, визначався шляхом ділення сумарної вартості капремонтів, проведених за рік, на середньорічну балансову вартість цих основних засобів.

Часто в практиці нафтовидобутку зустрічаються випадки, коли в межах одного родовища поклади нафти і газу об'єднані у певні експлуатаційні об'єкти, розробка яких здійснюється незалежно один від одного. Здійснення заходів з підвищення видобутку на таких об'єктах розглядається як самостійні інвестиційні проекти. Тому виникає необхідність розподілу балансової вартості основних засобів між ними. Такі розрахунки здійснюються, виходячи з умови, що 30% їх балансової вартості розподіляється пропорційно обсягу видобутку умовного палива з кожного об'єкту і 70% — пропорційно кількості видобувних свердловин на кожному об'єкті [5].

Важливо зазначити, що витрати, які виникають в результаті формування фінансових резервів, на сплату відсотків і боргових зобов'язань платника, на плату за користування надрами для видобування корисних копалин, на сплату штрафів або неустойки чи пені за рішенням сторін договору або за рішенням відповідних державних органів, суду в грошовий потік не включаються.

Висновки з проведеного дослідження. Аналіз запропонованої моделі формування грошових потоків у нафтогазовидобуванні відобразив значний вплив державної регуляторної політики на дохідність підприємств та ефективність їх діяльності поряд з відсутністю будь-яких економічних стимулів у формі державного фінансування. Водночас, спостерігається дискримінація вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств за рахунок застосування різних відсоткових ставок плати за використання надр для видобування корисних копалин.

Сьогодні іноземні компанії та новостворені спільні підприємства з видобування нафти і газу, отримують пільги порівняно із нафтогазовидобувними управліннями ПАТ «Укрнафта» та приватними вітчизняними нафтогазовидобувними підприємствами. Зростання податкового навантаження та регулювання ціни реалізації вуглеводнів не дозволяє замінити застарілі технології нафтогазовидобувних підприємств та конкурувати на внутрішньому ринку через надмірний обсяг накладних експлуатаційних витрат.

Амортизаційна політика щодо амортизації витрат на капітальний та поточний ремонтні унеможливує своєчасне і вичерпне проведення планових заходів з модернізації та поліпшення свердловин. Водночас суб'єкти господарювання змушені маскувати виконання ремонтних робіт під роботи з облаштування свердловин обладнанням та технічними засобами, що дозволяє їх фінансувати за рахунок витрат звітного періоду.

Як ми бачимо є суттєві недоліки і у практиці розподілу експлуатаційних витрат між продукцією, та нафтогазовидобувними об'єктами. Зокрема, не враховано способи експлуатації та не обґрунтовано належним чином розподіл витрат з інтенсифікації нафтогазовидобутку, на послуги підсобного господарства та інших структурних підрозділів, витрат на транспорт тощо [10].

Для стимулювання підвищення ефективності нафтогазовидобування необхідно створити рівні умови для всіх суб'єктів господарювання та рівний доступ до інфраструктури, яка забезпечує їх діяльність, що передбачено міжнародним законодавством. Особливо важливу роль має плата за землю, що має вирішальний вплив на чистий грошовий потік підприємств та формування інвестиційних ресурсів.

З метою удосконалення техніко-економічної оцінки доцільності та ефективності експлуатації нафтогазовидобувних об'єктів варто розробити засади енергетичного аналізу витрат, що дозволить уникнути впливу грошових факторів та регуляторної політики при оцінюванні ефективності.

Бібліографічний список

1. Guidelines for preparing the industrial investment project profile. – UNIDO, 1991. – 302 p.
2. Витвицька У.Я. Прогнозування грошових потоків в умовах інноваційної діяльності нафтогазовидобувних підприємств / У. Витвицька // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Проблеми управління інноваційною діяльністю. Зб. наук. пр. Випуск 4 (XXXV) / НАН України. Інститут регіональних досліджень. – Львів, 2002. – С.144-156.
3. Податковий кодекс України від 02.12.2010 № 2755-VI: [ел. ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2755-17/page37>
4. Інструкція з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу. – Івано-Франківськ: Центр організації, управління і економіки нафтогазової промисловості Міністерства палива та енергетики України, 2003. – 152 с.
5. Данилюк М. О. Управлінський облік та аналіз витрат на видобуток нафти і газу : навч. посібник / М. Данилюк, В. Лесюк – Івано-Франківськ, 2000. – 122 с.
6. Гужновский Л. П. Экономика разработки нефтяных месторождений / Л. Гужновский. – М. : Недра, 1977. – 255 с.
7. Анализ хозяйственной деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности. – 3-е изд. / Л. Г. Злотникова, В. А. Колосков, В. Р. Матвеев и др. – М. : Недра, 1980. – 203 с.
8. Данилюк М. О. Теорія і практика процесно-орієнтованого управління витратами / М. Данилюк, В. Лещій. – Івано-Франківськ: Місто НВ, 2002. – 242 с.
9. Економічні передумови та нормативно-правове забезпечення розробки виснажених родовищ нафти і газу / Д. Єгер, В. Дорошенко та ін. // Нафтова і газова промисловість. – №5, 2005. – С. – 11–15.
10. Класифікатор робіт, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин: Стандарт підприємства. – Івано-Франківськ: ЦОУЕНГ, 2003 р. – 12 с.

Анотація

У статті обґрунтовано модель розрахунку грошових потоків у нафтогазовидобуванні. Аналіз моделі дозволив виявити та проаналізувати основні чинники зовнішнього і внутрішнього середовища, які мають вирішальний вплив на формування грошових потоків у нафтогазовидобуванні. Найбільш ефективними механізмами стимулювання та впливу на прискорення економічного зростання суб'єктів нафтогазовидобування визначено зміну механізму нарахування і утримання плати за користування надрами для видобування корисних копалин; лібералізацію державного регулювання ціноутворення на нафту і газ; оптимізацію амортизаційної політики та формування і розподілу експлуатаційних витрат; доступність зовнішніх інвестицій.

Ключові слова: нафтогазовидобування, грошовий потік; модель розрахунку, експлуатаційні витрати; ціноутворення; амортизація.

Аннотация

В статье обосновано модель расчета денежных потоков в нефтегазодобыче. Анализ модели определил основные факторы внешней и внутренней среды, которые имеют решающее влияние на формирование денежных потоков в нефтегазодобыче. Изменение механизма начисления и содержания платы за использование недр для добычи полезных ископаемых; либерализацию государственной регуляции ценообразования на нефть и газ; оптимизацию амортизационной политики; формирование и распределение эксплуатационных расходов; доступность внешних инвестиций выделено как наиболее эффективные механизмы стимулирования и влияния на ускорение экономического роста нефтегазодобывающих предприятий.

Ключевые слова: нефтегазодобыча, денежный поток, модель расчета, амортизационная политика; эксплуатационные расходы; ценообразование; амортизация.