

24. Кирилюк В.П., Смоголюк А.Г. Об основных структурных элементах этажно-блоковой структуры Украинского щита // Геол. журн., 1993. – № 3. – С 54-69.
25. Шульдинер В.И. О периодизации раннего докембрия // Общие вопросы расчленения докембрия СССР. – Л.: Наука, 1979. – С. 115-119.
26. Шульдинер В.И. Докембрийский фундамент Тихоокеанского пояса и обрамляющих платформ. – М.: Недра, 1982. – 226 с.
27. Кирилюк В.П. Об особенностях седиментации, метаморфизма и геологической истории Земли в архее в свете современных представлений о природе Венеры // Геол. журн, 1971. – Т. 31. - № 6. – С. 42-54.
28. Кирилюк В.П. О некоторых особенностях догеосинклинальной стадии развития Земли в свете данных сравнительной палеонтологии // Геол. сб. Львовск. геол. общ-ва, 1976. – № 15. – С. 69-75.
29. Кирилюк В.П., Смоголюк А.Г. Связь раннедокембрийского вулканогенно-осадочного литогенеза с блоковым строением щитов // Геол. журн., 1993. – № 4. – С. 21-29.

© Кирилюк В.П., 2006

УДК 330.552:553.98(477)

Канд. геол. наук МИХАЙЛІВ І.Р. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)

## **ПЕРЕДУМОВИ ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОЕКТІВ ГРР НА НАФТУ І ГАЗ**

Енергетична незалежність України базується на інтенсивному використанні мінеральних ресурсів надр, включаючи безперечно і вуглеводневі, зважаючи також на те, що частка нафти і газу в паливно-енергетичному балансі країни постійно зростає. Тому, такі суто практичні питання геології, як пошуки і оцінка родовищ нафти і газу покладені в основу вирішення економічних питань - використання вуглеводневої сировини у матеріальному виробництві. Однак, реалії сьогодення відзначаються дефіцитом асигнувань у пошуки та розвідку нових родовищ нафти і газу. Одночасно спостерігається виснаження великих за запасами родовищ і, тим самим, зниження конкурентоздатності української вуглеводневої сировини і продуктів її переробки на світовому ринку. Імпортування ж тієї кількості нафти і газу, що можна видобувати, вкладаючи власні кошти, спричинить те, що держава змушена бути заплатити за них в повному обсязі за світовими цінами і за такими цінами їх реалізовувати. Якщо ж видобувати вуглеводневу сировину в Україні, то:

- витрати на її видобуток будуть становити до 35 % від вартості продукції (в цій сумі витрат враховується заробітна плата всіх працівників галузі);
- державі буде виплачено до 40% у вигляді податків (рента, ПДВ, податок з прибутку);
- у надкористувачів залишиться до 25% чистого доходу (чистий прибуток + амортизаційні відрахування), чого не буде у випадку реалізації імпортової продукції [1].

Сьогодні геологорозвідувальні роботи (ГРР) головним чином фінансуються з бюджетних асигнувань, які формуються за рахунок нарахування збору за ГРР в залежності від видобутку вуглеводневої сировини. Але, як свідчить практика, відрахування за ГРР, які нараховуються за чинними нормативами, є недостатніми для розвитку нафтогазової галузі України і часто використовуються не за призначенням [1, 2]. Тому, основним джерелом формування коштів для виконання ГРР на сучасному етапі можуть бути не тільки бюджетні кошти, які відраховані від вартості видобутих

вуглеводнів (ВВ), а можуть бути використані також власні кошти користувачів надр і вітчизняних та іноземних інвесторів.

Тому, умови сьогодення перед фахівцями в нафтогазовій галузі ставлять завдання проведення економічної оцінки родовища ВВ та визначення економічної ефективності ГРР на нафту і газ, як співвідношення між отриманим геологічним результатом та витратами на їхнє проведення, ще до початку виконання проектного комплексу робіт.

При економічній оцінці родовищ корисних копалин рекомендується керуватися наступними принципами [3]:

- 1) максимального задоволення поточних і перспективних потреб народного господарства у вуглеводневій сировині;
- 2) повного і комплексного використання родовища або мінімальних втрат корисних компонентів при видобуванні та переробці вуглеводневої сировини;
- 3) максимальної економії суспільно-необхідних витрат праці, часу та коштів на видобування і переробку мінеральної сировини.

Виробничий цикл, який включає в себе пошуки, розвідку та розробку родовища нафти і газу, базується на попередніх уявленнях про геологічну будову території досліджень і прогнозуванні її нафтогазоносності, передбачає в межах ліцензійної ділянки виконання певного обсягу геологічних та геофізичних досліджень, буріння визначеної кількості пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин і облаштування родовища. Зважаючи на це, реалізація такого виробничого циклу потребує доволі тривалого періоду часу, який часто обчислюється десятиліттями. Тому, згода інвестора вкладати власні кошти можлива лише за умови отримання точних прогнозів терміну їх повернення та отримання прибутків. При цьому, виконується не тільки обґрунтування очікуваних геологічних результатів ГРР і розроблення багатоваріантного сценарію проведення пошуково-розвідувальних робіт і розробки промислових скупчень нафти і газу, а розрахунки для визначення фінансового результату використання капітальних вкладень в реалізацію обраного варіанта проведення ГРР.

У світовій практиці широко використовуються сучасні технології оцінки ефективності інвестицій, які детально описані у спеціальній літературі, але при цьому необхідно враховувати особливості підходів до обґрунтування доцільності інвестицій, які склалися нині в Україні [4].

Найточніше визначити фінансовий результат використання авансованих капітальних вкладень в реалізацію проекту ГРР можна у результаті послідовного розрахунку таких основних показників, як капітальні вкладення, експлуатаційні витрати, валовий дохід від реалізації, балансовий прибуток, чистий прибуток, вільний грошовий потік, дисконтований вільний грошовий потік та внутрішня норма рентабельності. Наведені показники, в сукупності із геолого-технічними дозволяють всебічно охарактеризувати досліджуваний об'єкт [3, 5].

Тривалість розрахункового періоду, протягом якого буде виконуватись проектний комплекс робіт, приймається з урахуванням сценарію проведення пошуково-розвідувальних робіт, умов розробки родовища нафти і газу та вимог інвестора. Необхідні для цього капітальні вкладення та напрямки їх здійснення за період від початку реалізації проекту до року, коли почнеться спад видобутку, розраховуються за такими статтями:

- 1) на буріння свердловин;
- 2) на обладнання і облаштування родовища, враховуючи витрати на:
  - обладнання для бурових організацій;
  - обладнання для підприємств нафтогазовидобутку;



- обладнання для підприємств переробки і транспортування ВВ;
- облаштування свердловин;
- інфраструктуру нафтогазовидобувного підприємства.

При проведенні подальшого економічного аналізу необхідно визначити експлуатаційні витрати, що розраховуються по роках видобутку вуглеводнів за такими елементами:

1) умовно-змінні витрати, залежні від рівня видобутку нафти і газу, які включають:

- матеріальні витрати (допоміжні матеріали, паливо, електроенергія тощо);
- збір за ГРР;
- фонд оплати праці;
- відрахування на соціальні заходи;
- витрати на підготовку нафти і супутнього газу;
- інші витрати (плата за використання надр, відрахування на утримання доріг, відрахування до інноваційного фонду тощо).

2) умовно-постійні витрати, залежні від кількості свердловин (витрати на збір, транспортування нафти і газу та ін.);

3) амортизаційні відрахування на відновлення основних засобів (свердловин і об'єктів облаштування) та нематеріальних активів.

В зв'язку з тим, що прямі витрати залежать від обсягу видобутих вуглеводнів, при їх визначенні враховують величину видобувних запасів вуглеводнів та закономірне спадання рівню видобутку внаслідок поступового виснаження пластової енергії.

При визначенні експлуатаційних витрат на видобуток нафти і газу враховують калькуляцію фактичних витрат на видобуток, що склалася у нафтогазовидобувному підприємстві.

Відрахування на геологорозвідувальні роботи приймають згідно з п. 5.4 "Інструкції про порядок встановлення нормативів збору за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок державного бюджету, та його справляння" [6], з врахуванням коефіцієнту інфляції.

Матеріальні витрати (основні матеріали, паливно-мастильні матеріали, електро- та теплоенергія) приймають на рівні фактичних витрат на видобуток нафти і газу, які склалися у нафтогазовидобувному підприємстві.

Заробітну плату розраховують згідно з фактичними даними про чисельність робітників та середньомісячну основну та додаткову заробітну плату з іншими заохочувальними виплатами на одного працюючого. Нарахування у фонд оплати праці визначають згідно з діючими нормативами у % від загального фонду оплати праці.

Амортизаційні відрахування складаються з амортизації свердловин та амортизації обладнання облаштування родовища. Амортизацію свердловин розраховують згідно з установленими в п. 9.5 ст. 9 Закону України "Про оподаткування прибутку підприємств" нормами амортизації за роками експлуатації у % від її первісної вартості, а амортизацію облаштування родовища розраховано згідно з установленими в п. 8.6.1 ст. 8 Закону України "Про оподаткування прибутку підприємств" нормами амортизації у % від балансової вартості кожної із груп основних засобів на початок звітного (податкового) періоду.

Загально-виробничі витрати (плата за землю, за надра, геофізичні роботи та ін.) приймають на рівні фактичних.

Економічні показники інвестиційного проекту ГРР рекомендується розраховувати для трьох варіантів, в залежності від споживача видобутої продукції (на експорт, у промисловість, населенню). Однак, при проведенні розрахунків необхідно враховувати, що різницю між пільговими цінами для населення, підприємств

теплокомуненерго та бюджетних установ і закупівельними цінами, для нафтовидобувних підприємств ніхто не відшкодує, а це може повністю позбавити прибутку нафтогазовидобувне підприємство. Щоби відшкодувати такі збитки від різниці в цінах необхідно галузь звільнити від сплати всіх державних податків [1].

Валовий дохід від реалізації видобутої продукції визначається по роках як добуток обсягу видобутку ВВ та ціни їх реалізації без ренти та податку на додану вартість.

Для визначення балансового прибутку по роках протягом розрахункового періоду з валового доходу від реалізації відраховуються експлуатаційні витрати. Після відрахування податку на прибуток у розмірі 25 % визначається чистий прибуток.

Оскільки амортизаційні відрахування не є безпосередніми затратами протягом експлуатації об'єкта, а є річними сумами погашення первісних капітальних витрат і разом з чистим прибутком формують джерела фінансування капітальних вкладень на підприємстві. Шляхом віднімання від зазначеного показника відповідного річного обсягу капітальних вкладень визначається вільний грошовий потік.

Враховуючи, що інвестиційний проект розраховується на досить тривалий термін, і відзначається нерівноцінністю вартості однакових сум надходжень та платежів, які належать до різних періодів часу, застосовується дисконтування різночасових показників. Для цього використовується норма дисконту, яка дорівнює припустимій для інвестора нормі прибутку на капітал. Вибір ставки дисконтування при проведенні вартісної оцінки родовищ нафти і газу залежить від багатьох факторів. Крім визначальних фінансово-економічних чинників [7] існують суто геологічні фактори: складність геологічної будови об'єкту, ступінь геологічної вивченості родовища, вид і якість вуглеводневої сировини [8]. При проведенні економічної оцінки родовищ нафти і газу за міжнародними правилами рекомендується використання єдиної для галузі норми дисконту 10 %, хоча на практиці російських нафтових компаній прийнято враховувати ставку 15 %, а деякі великі компанії вважають для себе прийнятною ставку не менше 18-20 %.

Мінімальний часовий інтервал від початку реалізації проекту, за межами якого показник накопиченого вільного грошового потоку стає позитивним і в подальшому таким залишається, є терміном окупності.

Розрахунок економічних показників проведених за даною схемою, базується на уявленнях про геологічну будову та нафтогазоносність території досліджень, з використанням даних про комплекс проектних дослідницьких та бурових робіт на нафту і газ та їх вартість, дає можливість інвестору оцінити орієнтовний термін повернення капітальних вкладень, а також визначити ціну на нафту і газ, за якої реалізація даного інвестиційного проекту ГРР стає доцільною.

### Бібліографічний список

1. Барановський М.І. Економічні проблеми фінансування ГРР на нафту і газ за сучасних умов //Нафтова і газова промисловість, 2003. - №1. - С. 3-5.
2. Андрієвський І.Д., Коржнев М.М., Гарна В.М. Оптимізація економічної системи взаємовідносин у сфері вивчення і використання надр в Україні //Нафтова і газова промисловість, 2002. - №5. - С. 3-5.
3. Складання початкової і попередньої геолого-економічних оцінок геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Методичні вказівки. Керівний нормативний документ. – Київ, 1999. – 68 с.
4. Савчук В. Теорія і практика оцінки ефективності інвестицій в Україні //Економіка України, 2003. - №12. - С. 19-25.
5. Склярєва А.Г., Артемович В.Д., Тимофєєва О.О. До методики оцінювання економічної ефективності реалізації інвестиційних проектів пошуків, розвідки та подальшої розробки родовищ нафти і газу //Нафтова і газова промисловість, 2005. - №3. - С. 7-10.



6. **Інструкція** про порядок встановлення нормативів збору за геологорозвідувальні роботи, виконані за рахунок державного бюджету, та його справляння. Постанова КМУ від 29.01.1999 р. № 115.

7. **Економіка підприємства:** Навчальний посібник /Я.С. Витвицький, У.Я. Витвицька, М.О. Данилюк, А.О. Устенко, І.І. Цигилик/ За ред. Я.С. Витвицького. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.

8. **Основи економічної геології:** Навчальний посібник /М.М. Коржнев, В.А. Михайлов, В.С. Міщенко та ін. - Київ: "Логос", 2006. – 223 с.

© Михайлів І.Р., 2006

УДК 549.892.2

Канд. геол.-мин. наук БОГДАСАРОВ М.А. (Институт геохимии и геофизики НАН Беларуси)

## **СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ И ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ИСКОПАЕМЫХ СМОЛ БЕЛАРУСИ И УКРАИНЫ**

**Введение.** Исследования ископаемых смол на современном этапе освоения недр приобретают все большую актуальность в связи с обретением Беларусью и Украиной государственного суверенитета. Общеизвестно, что ни одна страна, даже самая богатая, не в состоянии полностью обеспечить себя всеми видами полезных ископаемых, однако вполне понятно стремление каждого государства быть подготовленным к максимальному использованию возможностей собственных недр, к наиболее полному раскрытию своих минеральных ресурсов в качестве определенной гарантии от капризов мирового рынка. В этом свете важно оценить свои минерально-сырьевые ресурсы, выявить новые виды полезных ископаемых, поставить их на службу хозяйству страны. Довольно часто все ископаемые смолы собирательно называют «янтарем», несмотря на то, что этот термин в литературе, в том числе и научной, не имеет однозначного толкования, являясь фактически термином свободного пользования для обозначения целого ряда ископаемых смол. Подобное объединение под одним термином любых ископаемых смол без учета их физических и химических особенностей является неправомерным и неоправданным с научной точки зрения. Поэтому следует ограничивать его и связывать лишь с высоко полимеризированной разновидностью ископаемых смол, имеющей распространение, главным образом, на юго-западном побережье Балтийского моря и в бассейне Днепра – сукцинитом. Ископаемые смолы, не являющиеся по своим физико-химическим особенностям сукцинитом, не следует называть «янтарем», для них целесообразно использовать термин «янтареподобные смолы». Некоторые разновидности ископаемых смол известны с глубокой древности, в то время как многие другие находки до сих пор остаются практически неизученными. Большое количество находок смол совершенно не охвачено исследованиями, по-видимому, потому, что важность их изучения для познания природы ископаемых смол, а, как следствие, и возможности дальнейшего использования человеком, в полной мере пока не осознана, что и определяет актуальность проводимых в этом направлении исследований.

**История изучения вопроса.** Ареал распространения ископаемых смол в современных границах Беларуси и Украины, прежде всего, охватывает южные районы Беларуси и прилегающие к ним северные районы Украины, но проявления смол известны также и за пределами данной территории. Первые документальные свидетельства о находках ископаемых смол на территории Полесья принадлежат