



*Ministero delle Attività Produttive*  
*Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie*  
*Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia*

**CIRCOLARE 10 DICEMBRE 2004**

Con il documento per la consultazione del 10 novembre 2003, diffuso attraverso pubblicazione nel sito internet del Ministero delle attività produttive, la Direzione Generale per l'energia e le risorse minerarie (DGERM) dello stesso Ministero ha illustrato i criteri di valutazione per il riconoscimento della qualifica di marginalità economica di un giacimento di idrocarburi, in applicazione dell'articolo 5 del decreto legislativo n. 164 del 23 maggio 2000.

Con l'articolo 5 di tale decreto legislativo (nel seguito denominato d.lgs n. 164/2000) è stata introdotta una forma di agevolazione fiscale, finalizzata all'incentivazione della coltivazione di giacimenti non sviluppati alla produzione perché caratterizzati da marginalità economica ("giacimenti marginali").

L'agevolazione consiste nella possibilità, per il concessionario che effettua investimenti per lo sviluppo di un giacimento marginale, di potere utilizzare, ai fini fiscali, delle quote di spesa in conto capitale dell'esercizio, superiori a quelle che risultano dall'ammortamento previsto dalla normativa fiscale.

L'ulteriore quota percentuale degli investimenti fiscalmente deducibili è commisurata all'incremento (*up-lift*) che si rende necessario perché il programma di sviluppo del giacimento marginale risulti economico.

Un'analoga agevolazione è prevista anche per incentivare la coltivazione delle code di produzione caratterizzate da economicità critica.

Il riconoscimento della qualifica di marginalità economica del giacimento è effettuata, su domanda del concessionario, dal Ministero delle attività produttive, sentita la regione interessata, e sentita la Commissione di cui all'articolo 19 del d.lgs. n.625/1996; contestualmente, e sulla base del programma di sviluppo che accompagna la domanda, è approvata l'ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibili ai fini fiscali.

Con la presente circolare il Ministero, a conclusione del processo di consultazione promosso con la diffusione del documento del 10 novembre 2003, rende pubblici i parametri qualitativi e quantitativi che, in prima applicazione della norma, saranno applicati alla metodologia di valutazione già descritta nel citato documento per la consultazione.

Con la stessa viene altresì illustrata la procedura che dovrà essere seguita per la presentazione delle domande per il riconoscimento della marginalità economica di un giacimento di idrocarburi.

**1. MARGINALITA' ECONOMICA - REDDITIVITA' MINIMA ATTESA - PERCENTALE DI *UP-LIFT***

L'approccio utilizzato per l'individuazione del criterio per il riconoscimento di marginalità economica di un giacimento è stato quello di identificare il limite di "economicità critica" di un programma di sviluppo per la messa in produzione del giacimento, nella "redditività minima" che una Società che opera nel settore, si attende dal capitale investito nel suddetto programma di sviluppo.

Tale approccio porta a definire "giacimento marginale" quel giacimento per il quale il programma di sviluppo per la sua messa in produzione, comporti investimenti la cui redditività è inferiore alla "redditività minima attesa".

Le stesse considerazioni valgono per il riconoscimento di marginalità economica di progetti di coltivazione delle code di produzione di giacimenti già sviluppati.

La "redditività minima attesa" è stata individuata nel costo medio ponderato del capitale investito, maggiorato di una quantità idonea a coprire il "rischio minerario" insito nella particolare attività di up-stream.

In prima applicazione dell'agevolazione prevista all'art.5 del d.lgs. n.164/2000, il Ministero, nell'esaminare le domande di riconoscimento della qualifica di marginalità economica di un giacimento, terrà conto del valore di **10,28%** quale limite di "economicità critica" del programma di sviluppo per la messa in produzione del giacimento, o del programma di coltivazione delle code di produzione di giacimenti già sviluppati.

Nell'**Allegato n.1** sono descritti i parametri qualitativi e quantitativi che hanno portato alla definizione del suddetto limite di economicità critica.

Il differenziale fra "redditività minima attesa" ed il tasso di redditività interno calcolato sul flusso di cassa generato dall'investimento determinerà la "ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali", indicata al comma 2, lettera c) dell'articolo 5 del d.lgs. n. 164/2000 (*up-lift* degli investimenti).

## **2. PROCEDURA AMMINISTRATIVA DI RICONOSCIMENTO DI MARGINALITÀ ECONOMICA**

### **2.1. PRESENTAZIONE DI DOMANDA DI RICONOSCIMENTO DI MARGINALITÀ ECONOMICA**

La domanda di riconoscimento di marginalità ai sensi dell'art. 5, comma 2 del d.lgs. n.164/2000 può essere presentata esclusivamente dal titolare di una concessione di coltivazione di idrocarburi nella quale siano presenti giacimenti non sviluppati o in fase avanzata di coltivazione per i quali sia possibile, con l'effettuazione di investimenti addizionali, ottenere un aumento delle riserve producibili.

La domanda deve essere corredata da una dettagliata relazione tecnico-economica contenente i seguenti elementi:

- a) programma delle opere necessarie a rendere economicamente attuabile lo sviluppo o l'incremento della produzione, corredato dei relativi investimenti;
- b) piano economico e finanziario degli investimenti, corredato da un'analisi di redditività condotta secondo le indicazioni riportate nell'**Allegato n. 2**;
- c) ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali (percentuale di *up-lift* degli investimenti), oltre a quella del loro ammortamento, che rende economico il progetto;
- d) termine previsto per l'inizio dei lavori relativi, intendendo per esso l'inizio dei lavori in situ; tale termine deve essere indicato dal richiedente tenendo anche conto dei tempi necessari e prevedibili per ottenere le preventive approvazioni e/o autorizzazioni e nulla osta richiesti dalle norme vigenti.

La domanda e la relazione tecnico-economica, a firma del legale rappresentante del concessionario (o del rappresentante unico), devono essere presentate al Ministero delle attività produttive - Direzione Generale per l'energia e le risorse minerarie - Ufficio Nazionale per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) ed al competente ufficio territoriale dell'UNMIG.

Nel caso di concessioni in terraferma, la domanda e la relazione devono essere presentate anche alla regione interessata.

Sono inammissibili richieste relative ad investimenti già avviati alla data di presentazione della domanda.

Le domande pervenute saranno pubblicate, per estratto, nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia.

La ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali che viene richiesta deve essere ricavabile dall'analisi della redditività della coltivazione, considerando la soglia di redditività minima di cui al punto 1. ed i limiti di cui al punto 2.3. della presente circolare.

### **2.2. PROVVEDIMENTO DI RICONOSCIMENTO DI MARGINALITÀ ECONOMICA**

L'Amministrazione, valutate l'ammissibilità della domanda di riconoscimento di marginalità e la completezza della documentazione, sentita la Commissione di cui all'articolo 19 del d.lgs. n.164/2000 e, per le concessioni in terraferma, la regione interessata, emana un provvedimento di riconoscimento o diniego di marginalità,

che è trasmesso al Ministero dell'economia e delle finanze e pubblicato per estratto nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia. Per le concessioni di coltivazione in terraferma, il provvedimento dell'Amministrazione è altresì trasmesso alla regione interessata.

Con il provvedimento di riconoscimento di marginalità si approva contestualmente la percentuale di *up-lift* degli investimenti che rende economico il programma, si stabilisce il termine per l'inizio dei lavori relativi e si approva il calcolo di redditività, ivi compreso lo scenario previsionale dei prezzi di vendita ai fini dell'applicazione dell'art.5, comma 5 del d.lgs n. 164/2000.

Il richiedente è tenuto a comunicare la data di effettivo inizio dei lavori relativi al programma alla DGERM - UNMIG ed all'Ufficio UNMIG competente per territorio, nonché al Ministero dell'economia e delle finanze, anche ai fini dell'applicazione del citato art.5, comma 3 del d.lgs n. 164/2000.

Il termine per l'inizio dei lavori costituisce elemento sostanziale per le valutazioni economiche del progetto di investimenti presentato, pertanto, il mancato rispetto di tale termine - indipendentemente dai motivi che lo abbiano causato - determina per il richiedente, ai sensi dell'art.5, comma 3 del citato decreto legislativo, la decadenza dal diritto ad applicare l'*up-lift* degli investimenti.

La vigilanza sulla corretta applicazione dell'agevolazione da parte dei concessionari è affidata, secondo il disposto del comma 6 del citato articolo 5, al Ministero dell'economia e delle finanze.

### **2.3. CRITERI DI VALUTAZIONE TECNICO-MINERARI**

La valutazione di marginalità coinvolge sia le condizioni geo-giacimentologiche sia il piano di sviluppo del giacimento, pertanto, se pure alcune condizioni geo-giacimentologiche potrebbero essere considerate a priori condizioni che determinano la marginalità del giacimento (per esempio nel caso di giacimenti in argille scagliose), è in ogni caso necessaria una valutazione sull'idoneità del programma.

L'approvazione della percentuale del piano economico-finanziario degli investimenti avviene infatti sulla base di dati progettuali e, poiché i concessionari, a seguito del riconoscimento di marginalità, applicheranno direttamente l'agevolazione, assume fondamentale importanza non soltanto la congruità economica degli investimenti e dei costi operativi previsti, ma anche l'adeguatezza tecnica del programma alle condizioni strutturali del giacimento ed alle possibilità di collocazione dei prodotti sul mercato.

In prima applicazione, per evitare il rischio di riconoscere la qualifica di marginalità a situazioni nettamente antieconomiche, si ritiene opportuno stabilire dei limiti all'applicazione dell'agevolazione, giudicando non accettabili programmi che, per raggiungere la soglia di redditività minima, realizzino almeno una delle seguenti situazioni:

- a) *up-lift* superiore al 100%;
- b) flusso di cassa del programma di investimenti, che, con l'applicazione dell'*up-lift* indicato dal richiedente, dia luogo ad un prelievo fiscale negativo nell'arco di vita prevista del programma, così da configurare una situazione creditoria del concessionario nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dopo la fine del programma stesso.

Per quanto concerne l'applicazione del beneficio fiscale alle "code di produzione", l'agevolazione è prevista solo quando vi sia la possibilità di ottenere, con investimenti addizionali (che sono gli unici ai quali, evidentemente, è applicabile l'*up-lift*), non contemplati nel programma di coltivazione approvato dall'Amministrazione, un incremento delle riserve producibili.

L'incremento di riserve producibili deve essere supportato da uno studio di giacimento in cui siano evidenziate:

- a) le riserve ed i profili di produzione ottenibili senza l'effettuazione di investimenti addizionali;
- b) le riserve ed i profili di produzione ottenibili con l'effettuazione di investimenti addizionali.

Alla presente lettera circolare, che sarà pubblicata nel Bollettino Ufficiale degli idrocarburi e della Geotermia della DGERM e diffusa nel sito internet del Ministero delle Attività Produttive, i direttori degli Uffici F5, F6, F7 dell'UNMIG e le Associazioni degli Operatori minerari sono pregati di dare massima diffusione.

Roma 10 dicembre 2004

IL DIRETTORE GENERALE  
f.to Prof. Sergio GARRIBBA

## Allegato n.1

### Valutazione del limite di redditività minima attesa ai fini del riconoscimento di marginalità economica di un giacimento.

Il limite della "economicità critica" di un programma di sviluppo per la messa in produzione di un giacimento, è individuato nella "redditività minima" che una Società che opera nel settore, si attende dal capitale investito nel suddetto programma di sviluppo.

La "redditività minima attesa" è stata posta pari al costo medio ponderato del capitale investito, maggiorato di una quantità idonea a coprire il "rischio minerario" insito nella particolare attività di up-stream.

#### 1. COSTO DEL CAPITALE INVESTITO

Il costo del capitale investito è stato determinato come media ponderata fra costo del capitale di debito e costo del capitale di rischio (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*); il costo del capitale di rischio è stato stimato con il modello denominato *Capital Asset Pricing Model – CAPM*, comunemente impiegato nei mercati finanziari.

Per la determinazione del *CAPM* e del *WACC* si è fatto riferimento a parametri storici nonché a parametri relativi ad un campione di n. 10 società petrolifere attive nel settore dell'*up-stream*.

##### 1.1. Costo del capitale di debito (Kd)

Il costo dell'indebitamento finanziario è stimato pari al tasso di interesse sul mercato dei prestiti (Rd), depurato dei benefici derivanti dal regime fiscale in vigore (deducibilità degli oneri finanziari dalla base imponibile dell'imposta sul reddito, scudo fiscale). Esso risulta pertanto uguale a

$$Kd = Rd * (1 - Rt)$$

dove :

- Rd è il tasso di interesse sui prestiti o costo dell'indebitamento
- Rt è l'aliquota di tassazione dell'imponibile (aliquota fiscale).

Tenuto anche conto degli elementi acquisiti nel corso del processo di consultazione, il costo medio dell'indebitamento è stimato pari al tasso di riferimento privo di rischio, maggiorato di 100 *basis points*.

Il valore dello *spread* (1%) è stato determinato considerando che per le società che godono di un elevato *rating* di solvibilità, il costo medio dell'indebitamento risulta mediamente superiore di 60-150 *basis points* rispetto al tasso di rendimento dei buoni del tesoro a lunga scadenza.

Quale tasso di riferimento privo di rischio si è considerato il rendimento dei titoli di stato a scadenza decennale. Il valore assunto è pari al 6,86%, ed è la media dei tassi riscontrati nei dieci anni precedenti all'anno in corso (1994-2003) e pubblicati da Banca d'Italia.

La scelta del tipo di BTP e del periodo di osservazione per la rilevazione del dato storico, è determinata in considerazione della "*duration*" che caratterizza gli investimenti oggetto dell'analisi di redditività.

Il valore del costo medio dell'indebitamento Rd, al lordo delle imposte, è stato quindi assunto pari a 7,86%.

Il costo del debito al netto delle imposte è calcolato tenendo conto dell'aliquota utilizzata per la determinazione dello scudo fiscale per l'anno in corso 2004 (Rt = 33%).

Al netto delle imposte il costo dell'indebitamento Kd risulta pari a **5,27%**.

##### 1.2. Costo del capitale di rischio (Ke)

Il costo del capitale di rischio (Ke) è stato valutato con il metodo *CAPM (Capital Asset Pricing Model)*:

$$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$$

dove :

- Rf è il tasso di riferimento privo di rischio
- Rm è il rendimento medio del mercato azionario

- $(R_m - R_f)$  è il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio (*equity risk premium*)
- $\beta$  è il coefficiente che mette in relazione il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario nel suo insieme.

Per il tasso di riferimento privo di rischio vale quanto già detto nel punto precedente; esso è pari a 6,86 %.

La stima del coefficiente  $\beta$ , da utilizzare nel modello *CAPM*, è stata effettuata sulla base di un campione di n.10 società petrolifere integrate, con forte propensione all'attività di *up-stream*, e quotate sui mercati finanziari. I dati delle singole società del campione sono stati rilevati da pubblicazioni di agenzia specializzata.

Il periodo di osservazione del  $\beta_{levered}$  e del rapporto di indebitamento, per la determinazione del  $\beta_{unlevered}$  del campione, è stato esteso agli ultimi dieci valori annuali al momento disponibili (1993/2002).

Il  $\beta_{unlevered}$  del campione è stato riportato a  $\beta_{levered}$  tenendo conto della leva finanziaria determinata dall'aliquota fiscale (33%) valida in campo nazionale per l'anno 2004 ed assumendo come rapporto di indebitamento (*leverage*) quello medio dello stesso campione di società.

I valori determinati per il coefficiente  $\beta$  sono i seguenti:

$$\begin{aligned} \beta_{unlevered} \text{ del campione} &= 0,57 \\ \textit{leverage} \text{ (debito/equity) del campione} &= 0,434 \\ \beta_{levered} \text{ (con tax rate 33\%)} &= 0,74 \end{aligned}$$

Il valore dell'*equity risk premium* ( $R_m - R_f$ ), che rappresenta il maggior rendimento richiesto dagli investitori per un investimento in un'attività rischiosa, alternativo ad un investimento privo di rischio, è stato assunto pari al 6%.

La scelta del livello del 6%, fra i vari valori di *equity risk premium* stimati dai diversi analisti finanziari, tiene conto del fatto che il mercato azionario al quale si deve fare riferimento per la stima del maggior rendimento atteso, è quello internazionale, ambito naturale - per operatività e per mercato finanziario di collocazione - delle compagnie del settore petrolifero.

Applicando i valori prima definiti all'espressione del modello *CAPM*, si ricava che il costo del capitale di rischio ( $K_e$ ) è pari a **11,30 %**.

### 1.3. Costo medio ponderato del capitale ( *WACC* )

Per la ponderazione del costo del capitale, fra costo del capitale proprio ( $K_e = 11,30\%$ ) e costo del capitale di debito ( $K_d = 5,27\%$ ), si è utilizzato il rapporto fra capitale proprio (E) e indebitamento (D) risultante dalla struttura finanziaria media delle compagnie petrolifere del campione già utilizzato per la stima del coefficiente beta (*leverage* =  $D/E = 0,434$ )

Il costo medio ponderato del capitale

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{D + E} + K_d \cdot \frac{D}{D + E}$$

risulta pari a **9,47%**.

## 2. RISCHIO MINERARIO

Tenuto anche conto degli elementi acquisiti nel corso del processo di consultazione, la valutazione del rischio minerario è stata effettuata partendo dalla considerazione che gli investimenti per progetti nell'*up-stream* - caratterizzati dal suddetto rischio specifico - sono normalmente finanziati esclusivamente da capitale proprio dell'azienda.

Nella condizione di autofinanziamento dell'investimento, il costo del capitale è stimato sempre con il *Capital Asset Pricing Model*,  $Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$ , dove il coefficiente  $\beta$  del campione di compagnie petrolifere è quello calcolato per condizioni di struttura finanziaria con capitale di debito uguale a zero ( $\beta_{unlevered} = 0,57$ ).

Applicando i valori prima definiti all'espressione del modello *CAPM*, si ricava che il costo del capitale di rischio ( $Ke$ ), calcolato con il coefficiente  $\beta_{unlevered}$ , è pari a 10,28 %.

La differenza dello **0,81%** che risulta fra 10,28 % e 9,47 % (*WACC* in presenza di capitale di debito) rappresenta il maggior rendimento richiesto dall'investimento per la copertura del rischio minerario.

### **3. REDDITIVITÀ MINIMA ATTESA**

La "redditività minima attesa", per l'investimento relativo ad un programma di sviluppo per la messa in produzione di un giacimento, o relativo ad un programma per l'incremento del recupero delle riserve (code di produzione), è dunque pari al **10,28%** ed è data dal costo medio ponderato del capitale investito (9,47%), aumentato della quota di costo individuata per la copertura del "rischio minerario" (0,81%).

## Allegato n. 2

### Documentazione (metodologia per l'analisi di redditività e dati di base) richiesta per il riconoscimento di marginalità ai sensi del d.lgs. n.164/2000

La documentazione allegata alla domanda di riconoscimento di marginalità deve dimostrare la marginalità economica della coltivazione e, a tale scopo, oltre ad esporre i calcoli di redditività, deve illustrare i dati di base utilizzati e motivarli adeguatamente.

#### 1. Metodologia per l'effettuazione dell'analisi di redditività

Per l'analisi economico-finanziaria di un programma si dovrà adottare la metodologia basata sul calcolo dei flussi di cassa scontati e sulla determinazione del tasso interno di rendimento TIR, a valori monetari (cioè senza tenere conto degli effetti inflattivi), con riferimento all'anno di avvio del programma, nell'orizzonte temporale di vita economica del programma.

Il calcolo del TIR dovrà essere presentato:

- a) al lordo delle imposte e delle royalties;
- b) al netto delle royalties;
- c) al netto delle royalties e delle imposte;
- d) al netto delle royalties e delle imposte, applicando la percentuale di *up-lift* degli investimenti richiesta.

#### 2. Analisi di sensitività

I calcoli di redditività di cui al punto 1 dovranno essere ripetuti con la stessa metodologia e per gli stessi punti di vista (a,b,c,d) applicando, ai costi operativi diretti ed agli investimenti previsti, un incremento ed una riduzione del 20%.

#### 3. Scenario previsionale dei prezzi di vendita dei prodotti della coltivazione

Tenendo presente l'importanza, in virtù del disposto dell'art. 5, comma 5 del d.lgs n.164/2000, della proposizione dello scenario dei prezzi che si prevede di ottenere dai prodotti di coltivazione sui calcoli di redditività e sull'applicazione dell'eventuale *up-lift* degli investimenti, si raccomanda che lo stesso sia motivato sulla base delle caratteristiche specifiche dei prodotti di coltivazione e delle loro possibili commercializzazioni.

Lo scenario dovrà essere proposto, per tutta la durata del programma di sviluppo, in termini monetari riferiti all'anno di valutazione e sarà oggetto di giudizio di ammissibilità.

Nel caso di produzioni contemporanee di diversi prodotti, sarà necessario proporre uno scenario per ciascun prodotto.

Si ricorda che, ai fini della successiva applicazione dell'art.5, comma 5 del d.lgs. n.164/2000, cioè del confronto, per ciascun anno della vita produttiva del giacimento, fra prezzi medi di vendita realizzati e quelli previsti, da effettuare in termini nominali, allo scenario dei prezzi approvato si applicherà il coefficiente inflattivo risultante dalla variazione annuale dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) calcolato da ISTAT al netto dei consumi di tabacchi<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Se, per un certo anno, C è il coefficiente inflattivo rispetto all'anno di valutazione del progetto, Q<sub>r</sub> è la produzione realizzata, P<sub>r</sub> il prezzo unitario realizzato, P<sub>p</sub> è il prezzo unitario previsto, ai fini del calcolo di cui all'art.5, comma 5 del D. lgs. N.164/2000 si utilizzerà la relazione:

$$\frac{(P_r - P_p * C)}{P_p * C}$$

Nel caso di produzioni contemporanee di diversi prodotti, lo scarto del prezzo medio di vendita realizzato rispetto a quello previsto verrà calcolato confrontando produzioni e prezzi realizzati dei diversi prodotti con i prezzi previsti degli stessi<sup>2</sup>.

#### 4. Previsioni di produzione, degli investimenti, dei costi operativi diretti

Le previsioni di produzione, degli investimenti e dei costi operativi diretti dovranno trovare esplicite giustificazioni nelle caratteristiche del giacimento e nel programma di cui all'art. 5, comma 2 del d.lgs n. 164/2000.

Tutti gli elementi economici dovranno essere proposti in termini monetari, riferiti all'anno di valutazione del programma.

#### 5. Ipotesi previsionali per imposte, royalties e ammortamento e loro calcolo

Ai fini del controllo dei calcoli presentati, i costi o gli investimenti sottoposti a trattamenti fiscali diversificati dovranno essere esposti in modo distinto.

Nel calcolo di redditività, sia per le previsioni delle royalties che per quelle delle imposte, si deve fare riferimento alla situazione normativa vigente nell'anno di valutazione.

L'ammortamento degli investimenti, ai fini del calcolo del flusso di cassa, ed indipendentemente dalle modalità con cui sarà effettuato ai fini fiscali, deve essere applicato, a partire dall'anno della prima produzione, in otto anni secondo la seguente legge: 7,5% - 15% - 15% - 15% - 15% - 15% - 15% - 2,5%.

---

<sup>2</sup> Per esempio, in caso di produzione contemporanea di olio e gas, se  $Q_{ro}$  e  $Q_{rg}$  sono le produzioni di olio e gas realizzate in un certo anno e  $P_{ro}$  e  $P_{rg}$  i relativi prezzi unitari realizzati, mentre  $P_{po}$  e  $P_{pg}$  sono i relativi prezzi unitari previsti, ai fini del calcolo di cui all'art.5, comma 5 del D. lgs. N.164/2000 si utilizzerà la relazione:

$$\frac{(Q_{ro} * P_{ro} + Q_{rg} * P_{rg}) - (Q_{ro} * P_{po} + Q_{rg} * P_{pg}) * C}{(Q_{ro} * P_{po} + Q_{rg} * P_{pg}) * C}$$