دراسة مقارنة لأهم النظم المالية لتحصيل العوائد الاقتصادية من الاكتشافات البترولية وانعكاسها على الحالة المصرية

م/ حسام المصرى

مهندس بترول أول بشركة بترول بلاعيم

ماجستير اقتصاد البترول والطاقة - جامعة

ابردين - المملكة المتحدة

المحتويات

مقدمة ٢

تصميم النظم الضريبية والجباية..... ٣

الأنواع المختلفة للنظم الضريبية ٦

الضرائب على الإنتاج ٩

الضرائب على حصة الملكية ١٢

اتفاقيات مشاركة الإنتاج (Production Sharing Agreement) ١٤

التجربة المصرية فى الاتفاقيات البترولية ١٧

التعديلات المقترحة ١٨

الخاتمة..... ٢٥

المراجع..... ٢٦

الملامح الرئيسية للنظم الضريبية والمحاسبية لتحصيل العوائد الاقتصادية من الاكتشافات البترولية

مقدمة :

تقوم الحكومات بتوزيع حقوق الاستكشاف والتنمية على الشركات البترولية بالنيابة عن المجتمع متخذة فى ذلك دور المالك بينما الشركات تقوم بدور المستثمر .وبذلك تعتبر الإدارة الاقتصادية للموارد البترولية وما يرتبط بها من نظم ضريبية ومحاسبية إحدى صور علاقات المالك والمستثمر .ويعتبر الهدف الاساسى من هذه النظم هو توفير دخل مستدام للدولة عن طريق تجميع حصص معقولة من العائد.

وتمثل الثروة البترولية ركيزة مهمة للعديد من اقتصاديات الدول وهذا يفسر الأهمية القصوى لتصميم نظم ضريبية ومحاسبية قادرة على تحصيل نسب جيدة من العوائد الاقتصادية والتى يمكن تعريفها بانها الزيادة عن سعر العرض الاستثمارى. ولقد حدد صندوق النقد الدولى ٢٢ دولة تمثل فيها الثروة البترولية نسبة ١٠% من الناتج المحلى الاجمالى وتزيد فيها النسبة إلى ٨٠% كما في حالة انجولا. كما تلعب العوائد البترولية دورا رئيسيا فى الاقتصادات النفطية حيث تمثل نسبة ما بين ١٠% و٩٧% من الناتج المحلى الاجمالى.

هذه النسبة الكبيرة من الناتج المحلى تعلل الاهمية الكبيرة لدقة التصميم والتنفيذ للسياسيات الضريبية والمحاسبية على الثروة البترولية فى سياق ان الحكومات تواجه العديد من القيود من ناحية توافر البيانات والمعلومات .وتنتج المشكلة المعلوماتية للحكومات من أن الشركات البترولية تحصل من خلال عمليات البحث والانتاج على معلومات خاصة غير مسموح بمشاركتها مع الحكومات كالمعلومات عن حجم الاحتياطات فى الحقول وما يرتبط معها من زيادة التكلفة .فى هذه الحالات لا تستطيع الحكومات تحديد إذا كانت زيادة مخاطر الاستثمار ناتجة من وجود تراكيب جيولوجية معاكسة وما ينتج عنها من قلة الاحتياطات وزيادة التكلفة أو إذا كانت احدى طرق التسجيل الاستراتيجية للتكلفة والتى تنتهجها الشركات للتغطية على التكلفة الحقيقية وذلك بالتبعية سيؤثر على القرار الحكومى حول الطريقة و الحصة التى يجب تجنيبها من العائد الاقتصادى على الاستثمار البترولى.

ولقد حدد صندوق النقد الدولى المعايير التى تميز كفاءة النظام الاقتصادى لإدارة الموارد البترولية بما يلى : ١- القدرة على تعظيم العائد ٢– تخفيض العوائق على الاستثمار الخاص والذى من الممكن ان يقلل من قيمة الموارد ٣- توزيع المخاطر بين الدولة والمستثمر.

ويتضمن هذا البحث شرحا مستفيضا لمختلف النظم الضريبة والمحاسبية واتفاقيات مشاركة الإنتاج التى تتبنها الحكومات لتحصيل العائد من الاكتشافات البترولية مع ذكر نقاط القوة والضعف المتعلقة بتلك النظم كما يشمل البحث على تحديد أفضل النظم الاقتصادية للحالة المصرية لتعظيم العائد الاقتصادى سواء عن طريق النظم الضريبة او تطوير اتفاقيات لمشاركة الإنتاج.

تصميم النظم الضريبية والجباية:

يعرف علماء الاقتصاد مثل (Osmundsen,2013) أن الغاية الأساسية عند تصميم أى نظام ضريبى أو جبائى مختص بتحصيل العوائد على إنتاج الزيت الخام هو الوصول إلى نقطة التعادل التى تتوازن عندها الرغبة الحكومية فى تعظيم الدخل من الضرائب على انتاج البترول مع الوقت بالتوازي مع تشجيع عمليات الاستكشاف والإنتاج للحقول الجديدة وفى نفس الوقت رغبة هذه الشركات فى زيادة معدل العائد المتوقع على الاستثمار مع الرغبة فى تقليل مخاطر الاثار السلبية لزيادة الضرائب كلجوء الشركات لبعد عمليات التلاعب للتهرب الضريبى مثل عمليات الهجرالمبكر (Premature Abandonment) للحقول دون الوصول للاستفادة القصوى أو زيادة الإنفاق الاستثمارى غير الضرورى (Over-Investment) أو اللجوء لعمليات التسقيع (gold-plating)

ونتيجة للتنافس الشديد الموجود بين الشركات فى صناعة البترول على فرص الاستثمار الواعدة تقوم هذه الشركات باستخدام المعايير الاقتصادية الأساسية عند إتخاذ القرار الاستثمارى مثل استخدام معيار صافى القيمة الحالية (NPV) وهو هو القيمة المكافئة في الزمن الحاضر لمجموعة مبالغ مالية تدفع في أزمنة مختلفة أو معيار معدل العائد الحقيقى على الاستثمار (Real Rate of Return).

وتقاس العوائد الاقتصادية فى مرحلة الاستكشاف بالقيمة النقدية المرجحة (Expected Monetary Value EMV) وهي عبارة عن القيمة المتوقعة لصافى القيمة الحالية الناتجة من تنمية الحقل (Expected NPV) مرجحة بنسبة النجاح فى تحقيق الاكتشاف ومخصوما من تكلفة الاستكشاف بينما تقاس العوائد الاقتصادية فى مرحلة التنمية بصافى القيمة الحالية من الإنتاج والمقاسة بنسبة الخصم الخاصة بالمستثمر.

على الجانب يوضح علماء اقتصاد آخرون مثل (Kemp, 2014) أن معظم الشركات تلجأ لاستخدام معيار التمييز الرأسمالى (capital rationing) عن طريق قسمة صافى القيمة الحالية على حجم الاستثمار(NPV/I) وهذا المعيار أفضل فى تحديد العائد على كل دولار مستثمر. وهذه النسب والمعايير تحسب باستخدام نسب خصم مختلفة (Different Discount rates) بينما تفضل معظم الشركات استخدام المتوسط المرجح لتكلفة رأسمال (weighted average cost of Capital) والتى تختلف من مستثمر إلى آخر تبعا لتنوع محفظته الاستثمارية (Investment Portfolio).

ولقد وصف (Kemp, 2016) المعايير الأساسية للنظم المالية والمحاسبية البترولية الناجحة كالتالى :

١- أن تكون موجهة نحو تحقيق عائد اقتصادى مجزى للدولة ومن أجل تحقيق هذه الغاية يجب أن تكون هذه النظم :
   أ- حساسة نحو التغيرات فى أسعار البترول ، حجم الحقول وتكاليف التنمية والتشغيل.
   ب- تقدمية (Progressive) فى علاقاتها بهذه المتغيرات بمعنى أن تزيد بزيادتها وتقل لنقصانها.
   ت- تسمح باسترجاع التكاليف المدفوعة (Incurred Cost Recovery) مع تحصيل عائد مناسب على الاستثمارات الخطرة (Risky Investment) .
٢- أن تتجنب التسقيع (Gold-plating) والهجر المبكر (Pre Mature Abandonment) للحقول.

٣- تسمح بمشاركة المخاطر بدرجة معقولة بين الحكومات والمستثمرين (Risk Sharing).
٤- تسمح بتحقيق بعض العائد المبكرللدولة.
٥- أن تكون مرنة تجاه احتياجات الدولة والمستثمرين (Adaptable and flexible)

وتظل المعضلة الرئيسية عند تصميم نظم الضرائب والجباية لتجميع العوائد الاقتصادية هى طريقة تحديد سعر العرض الاستثمارى (Supply Price of Investment) حيث أنها ليست عملية سهلة أو مباشرة وذلك لأن الدولة يجب أن تضع توقعاتها (Inference) عن مستويات الإنتاج ، سعر الوحدة وسعر الزيت الخام مع الأخذ فى الاعتبار ضرورة التمييز بين العوائد الاقتصادية الأصلية (genuine economic rent) والعوائد الاقتصادية البينية (Quasi economic rent).

ولقد عرف (Kemp,2016) هذه العوائد البينية بأنها الدخول والإيرادات التى ليس لها تأثير قصير الأجل (Short term effect) على سعر العرض الاستثمارى الذى يحدده المستثمر تجاه أحد المشروعات بينما يظهر تأثيرها على سعر العرض الاستثمارى طويل الأجل (Long term investment supply price) كما هو موضح بالشكل (١).

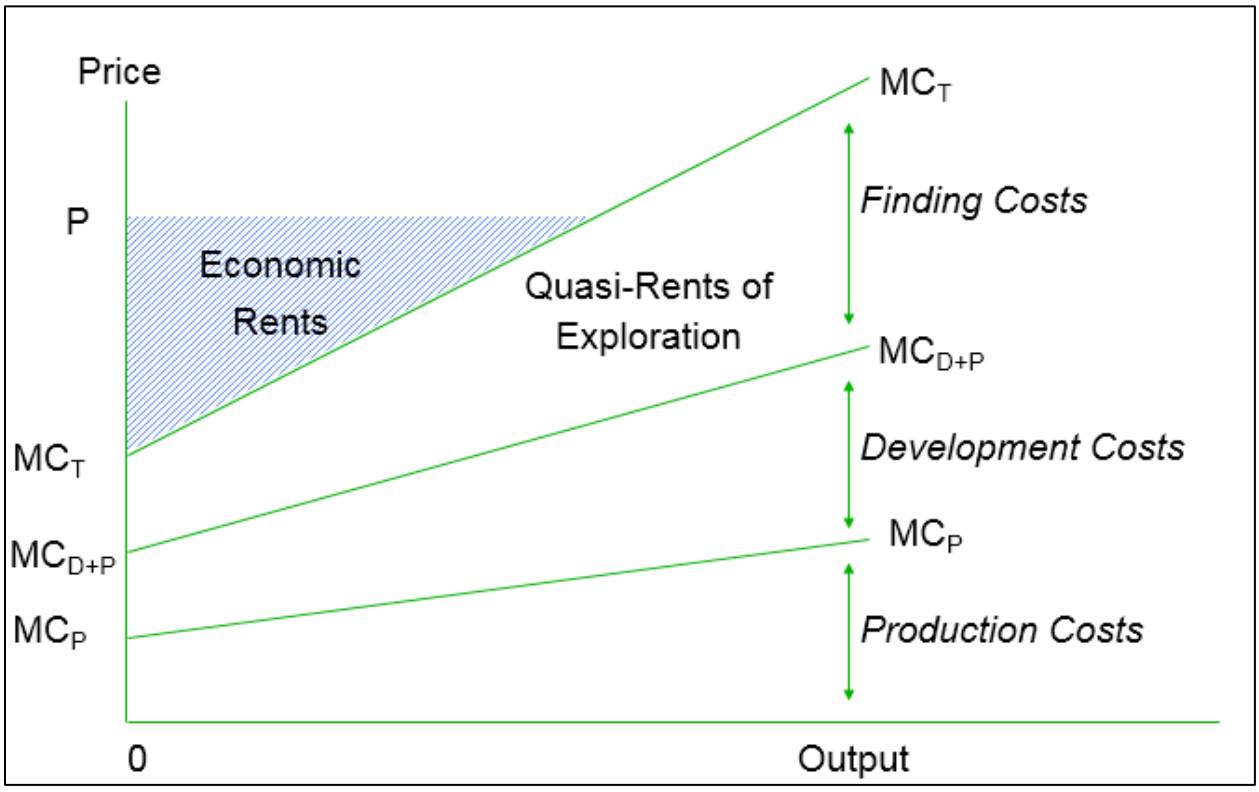


Fig (1) of relation between supply price and the output after (kemp, 2016)

ويعتبر عامل المرونة والقدرة على التكيف (Adaptability and Flexibility) أحد أهم العوامل التى يجب أخذها فى الاعتبار عند تصميم النظم الضريبية والمحاسبية البترولية. فمن المعروف أن المستثمرين ودافعى الضرائب يتكيفون تجاه أي تغييرات فى السياسات الضريبية (Taxpayers adapt). ولذا يجب على الدولة أن تضع فى اعتبارها رد الفعل السلوكى (Behavioral response) للشركات الاستثمارية تجاه حزم السياسات المالية والضريبية الخاصة بالمنتجات البترولية. وهنا يمكن الاستشهاد بما قاله عالم الاقتصاد (Poterba,2010):

"In any analysis of tax policy and tax reform, it is essential to recognize that taxpayers respond to taxation."

والنقطة الثانية التى يجب أخذها فى الاعتبارعند التخطيط للسياسات المالية للمشروعات البترولية هى نوعية التشوه أو الانحراف (Distortion) الذى سينتجه حجم العائد الاقتصادى الذى تتحصله الدولة على حجم عمليات الاستكشاف والتنمية للحقول الجديدة.

فإذا كانت السياسات الضريبية أو المالية المتبعة هي سياسات رجعية (Regressive policies) بمعنى انها تحصل أجزاء أكبر من العائد كلما صغر هذا العائد الاقتصادى الناتج للشركات بينما النوع الآخر من السياسات المالية هى السياسات التقدمية (Progressive policies) بمعنى أن الدولة على أجزاء أكبر من العائد الاقتصادى للمشروعات البترولية كلما كبر هذا العائد. وكما ذكر سابقا من أهم الخصائص للسياسيات الاقتصادية أن تكون تقدمية وذلك لتحقيق العدالة الاجتماعية.

بالإضافة إلى النقطتين الأساسيتين اللتان تم شرحهما ، يوجد بعض الخصائص الاخرى التى يجب تضمينها عند التخطيط للسياسيات المالية البترولية وهى :

١- مدة الاستخراج (Relinquishment Period) والتى تتضمن حسابات المفاضلة بين خيار تنفيذ المشروع على نحو فوري وخيار الانتظار وعدم الاستثمار الفورى أوالحاجة لوجود ما يسمى نسب التشارك المستقبلية (Uplift Provision) والتى تسمح للدولة بتحصيل جزء من عائدات الاستثمار على المشروع حتى إذا كان تم بيعه نهائيا فى الماضى.
٢- حجم عمليات التنمية وعلاقتها بالنظام البترولى الضريبي والذى يتضمن تحديد تأثير تبنى أحد النظم الضريبية على قرار الشركات بالاستثمار من عدمه.

الأنواع المختلفة للنظم الضريبية:

يمكن تصنيف النظم المالية والضريبية الحالية إلى عدة أقسام رئيسة:

١- النظم الخاصة بالمزايدات المالية (Auctions and Bids).

٢- نظم الضرائب على الإنتاج (Production taxes and Royalties).

٣- نظم الضرائب على الدخل الكلى للشركات المنتجة (Corporate Income Taxes).

٤- بعض النظم الهجينة التى تجمع بين الانظمة المختلفة (Hybrid systems)

٥- اتفاقيات مشاركة الإنتاج البترولى (Production Sharing Agreements).

وسيتم تناول كل من هذه الاقسام بشرح تفصيلي لتوضيح نقاط التميز والقصور.

أولا: نظم المزايدات المالية:-

وهى عبارة عن مزايدات تنافسية تطرحها الدولة على المستثمرين للحصول على حقوق الاستكشاف والتنمية ويمكن تقسيمها للأقسام التالية :-

أ- مزايدات المنحة النقدية (Cash Bonus Bidding).

ب- مزايدات الملكية (Royalty Bidding).

ت- مزايدات مشاركة الربح الصافى (Net Profit Sharing Bidding).

ث- مزايدات برامج التشغيل (Work Program Bidding).

ويمكن توضيح مزايدات المكافأة النقدية بأنها مزايدة تنافسية يتداخل فيها المستثمرون للفوز بحقول الاستكشاف والتنمية عن طريق المظاريف الفنية والمالية المغلقة. ويجب أن تعكس العروض المقدمة للفوز بالمزايدة القيمة المتوقعة للعوائد الاقتصادية بالإضافة لتقديم ما يكمن تسميته بعائد أولى للدولة (Early Lump sum revenue) ويمكن تحقيق ذلك عن طريق ما يسمى بمنح التوقيع (Signature bonus). ويمكن أن تختلف العوائد الاقتصادية المحققة عن العوائد الاقتصادية المتوقعة نتيجة لوجود عدد من الشكوك (Uncertainty) حول عدد من المتغيرات والتى منها:-

١- نسبة نجاح الاكتشاف (Chance of Discovery).

٢- حجم الاكتشاف (Size of Discovery)

٣- سعر البترول (Oil Price)

٤- التكاليف الرأسمالية والتشغيلية (CAPEX & OPEX).

ومن الخصائص المميزة لهذا النوع من المزايدات أنه لا ينتج عنه انحراف وتأثير انكماشي فى عمليات الاستكشاف والتنمية كما أنها يجب أن تعكس حجم العوائد الاقتصادية المتوقعة. بالإضافة إلى ذلك ، يقوم المستثمر بتحديد القيمة المالية المتوقعة مطروحا من التكاليف والعوائد المستقبلية موقع عليها نسبة الخصم التى يحددها المستثمر ذاته. وبهذا يقوم المستثمرون بتوقع نسب نجاح المشروع بنفسهم فلا يقع الظلم على المستثمر لأنه يقوم بوضع عرضه بناء على وجهة نظره. فمثلا يكون إعطاء منح التوقيع اختياريا فلا يوجد إلزام مالى إلا ما يقوم المستثمر بوضعه فى عرضه.

ومن ناحية الدولة ، فيتميز هذا النوع من نظم العوائد الاقتصادية أن الدولة تحصل على العوائد مقدما قبل بدء عمليات الاستكشاف وبغض النظر عن نتيجة هذا الاستكشاف سواء بالسلب او بالإيجاب.

وعلى الجانب الآخر تحتاج هذه المزايدات إلى درجة عالية من التنافسية حتى تحقق أهدافها بينما يمكن أن ينشأ نوع من التحالف الاحتكارى بين المتنافسين (Oligopolistic Collusion) وهذا يؤدى إلى تقليل العوائد المترتبة على هذه المزايدات ويجب أن تضع الدولة هذا العامل فى حسبانها عند طرح هذه المزايدات.

أيضا عند طرح هذه المزايدات فإن العوائد تكون مسبقة (Ex-ante) وتكون الدقة فى تحديد هذه العوائد تعتمد على مدى الدقة فى توقع عدة متغيرات مثل العوامل الجيولوجية وأسعار البترول وتكاليف الاستكشاف وبناء عليه يمكن أن تظهر حالات تكون فيها العوائد اللاحقة أو الحقيقية (EX-post) مختلفة عن العوائد المسبقة.

ونتيجة لهذه المتغيرات الجيولوجية والاقتصادية ، يلجأ المستثمرون إلى ما يسمى بعلاوات المخاطر (Risk Premium) التى تزيد من مكاسبهم فى حالة النجاح وتقلل من الخسائر فى حالة الفشل حيث أن الدولة فى هذه الحالة لا تتشارك المخاطر مع المستثمر.

ثانيا، مزايدات الملكية : وهى تختلف عن مزايدات المنح بعدم وجود دفعات مالية مقدمة عند تقدم المستثمرين لهذه المزايدات وهذا يشجع التنافسية بين الشركات لاسيما الصغيرة منها والتى قد لا تتوافر لها المقدرة المالية للمشاركة فى مزايدات المنح النقدية.

وعلى الجانب الآخر يمكن أن تقوم الدولة بتحديد نسب عالية كنسب ملكية عند طرح هذه المزايدات إلى الحد الذى تصبح معه بعض المشاريع البترولية غير اقتصادية إذا تم النظر إليها من منظور العائد للمستثمر بعد خصم حصص الملكية الحكومية (Post-Royalty basis) وهذا ممكن أن يؤدى إلى هجر مبكر لبعض من هذه المشاريع.

ومن الجدير بالذكر أنه فى عام ١٩٧٤ وصلت نسبة حصة الملكية للدولة فى الولايات المتحدة الأمريكية إلى ما بين ٥٦% إلى ٨٢% وهي نسب مرتفعة جدا.

النوع الثالث من المزايدات هو ما يسمى بمزايدات مشاركة الربح الصافي : وفيها يتنافس المستثمرون على الفوز بحقوق التنقيب والإنتاج مقابل حصول الدولة على حصة من الربح الصافى الناتج من هذه المشاريع.

وتتميز هذه المزايدات بتقليل فرص الانكماش الاستثمارى (Disincentives for Investment) حيث تخلو من الدفعات المقدمة فحصة الدولة تأخذها من صافى الأرباح الناتجة وهذا يعطى فرصة أفضل للشركات الصغيرة مما يزيد من عامل المنافسة.

على الجانب الآخر فهذه النظم ممكن أن تكون طاردة للاستثمار فى حالة ما إذا أصبحت نسبة المشاركة فى الربح مرتفعة للحد الذى يصبح معه الاستثمار فى هذه المشروعات غير اقتصادى من وجهة نظر المستثمر. مثال لذلك ما حدث فى إحدى المزايدات فى كاليفورنيا فى الولايات المتحدة عندما وصلت نسبة مشاركة الدولة فى صافى الربح إلى ٩٥,٥% وهى النسبة التى بالتأكيد ستعمل على إيقاف أى فرص استثمار مستقبلى.

المعضلة الأخرى التى تواجه هذا النوع من المزايدات هى زيادة التعقيد المصاحب لاجراءات هذه المزايدات. فكما تم التوضيح سابقا تقوم فكرة هذه المزايدات على مشاركة الأرباح الصافية وبالتالى يجب النص صراحة على ماهية هذه الارباح وما يتم خصمه من مصاريف استثمارية وهل هذه التكاليف هي إنفاق رأسمالى أم إنفاق تشغيلى ومدة سريان هذا الخصم وغيرها من العوامل التى تقلل من سهولة هذا النظام.

النوع الرابع هو ما يسمى بمزايدات برامج التشغيل: وفيه يتم اعتبار الفوز بالمزايدة كالتزام بتنفيذ حجم معين من عمليات الاستكشاف فى برنامج زمنى معين يتم النص عليه عند طرح المزايدة ويتم الالتزام بهذها البرنامج بغض النظر عن فرص النجاح أو الفشل في تنفيذ الاستكشاف.

ويعتبر هذا النوع من المزايدات هو المفضل للحكومات التى تشجع زيادة عمليات البحث على البترول فى أراضيها المطروحة للتنقيب لأنه يلزم الشركات بتنفيذ هذه العمليات أو يتم سحب مناطق الامتياز منها بعد وقت معين على الرغم من أن بعض النتائج الأولية قد تكون غير مشجعة لاستكمال عمليات الاستكشاف إلا أن الفوز بحد ذاته يوجب هذا الالتزام بغض النظر عن التكلفة الزائدة لاستكمال أعمال التنقيب.

ثانيا: نظم الضرائب على الإنتاج:-

تنقسم هذه الضرائب إلى عدة أنواع رئيسية وهى :-

أ- ضرائب الإنتاج (Production Tax)

ب- ضرائب على دخل المؤسسات البترولية (Corporate Income Tax)

ت- ضرائب على حصة الملكية (Royalty Rent Tax RRT)

ويقصد بضرائب الإنتاج هو فرض ضريبة ذات مستوى ثابت (Flat rate tax) على القيمة الأسمية للآبار (well-head values) وتحسب على أساس قيم العوائد الكلية وليس الارباح الصافية (Gross revenues) بينما تعتبر التكاليف الرأسمالية والاستثمارية فى هذه الحالة غير مخصومة عند حساب الضريبة (Tax in deductible).

وفى أغلب الاحيان تستخدم نسبة ال ١٢,٥% كضريبة على الإنتاج كقيمة متوسطة لأغلب الدول التى تتبع هذا النظام لتحصيل العوائد الاقتصادية. ويتميز هذه النظام بالمميزات الآتية :-

أ- يمكن الدولة من تحصيل عوائد مبكرة من الإنتاج.

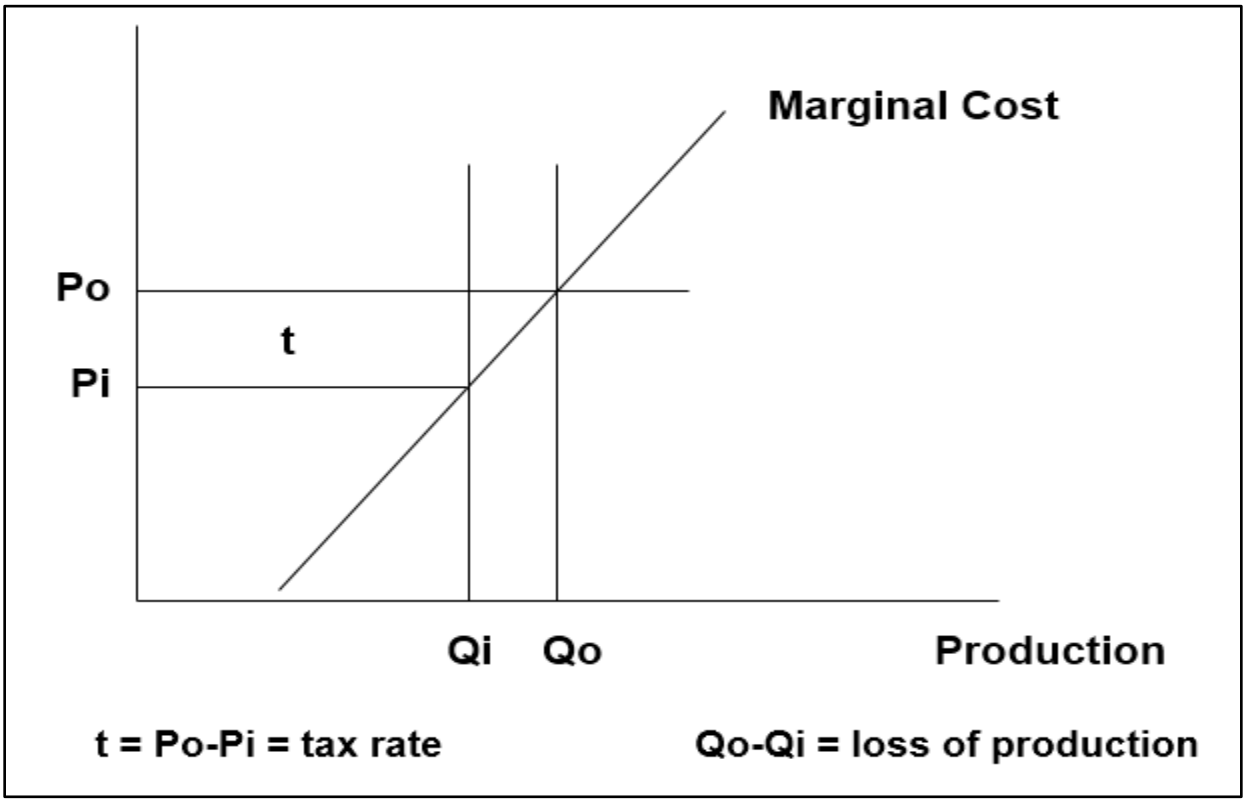
ب- حساب هذه النوع من الضرائب يعتبر نسبيا أسهل من الضرائب المرتبطة بقيمة الأرباح (Profit-based Taxes) حيث أن الضرائب تحتسب على العوائد وليس الارباح الصافية.

ت- يضع هذا النظام معظم المخاطر على المستثمرين وهذا مفيد من وجهة نظر الدولة حيث يتحمل المستثمر بمفرده المخاطر المترتبة على زيادة التكاليف (Cost related risks) بينما تتشارك الدولة مع المستثمر المخاطر المترتبة على تغير أسعار البترول (Price related risks).

وعلى الجانب الآخريعتبرهذا النظام إلى حد ما مجحفا إذا ما نظرنا إليه من وجهة نظر المستثمر وذلك لأنه غير مرن فى النسبة المحددة للضريبة وأيضا يمكن أن تضع بعض الحكومات نسبة عالية كضريبة

مما يؤدى إلى الهجر المبكر أو عدم نتمية الحقول الصغيرة (marginal fields). بالإضافة إلى ذلك تعتبر هذه الضريبة واجبة على المستثمر حتى فى حالة ما إذا لم يحقق المستثمر أى أرباح من المشروع.

ويبين الشكل (٢) التأثير الانكماشى الناتج على تطبيق هذا النوع من الضرائب



شكل (٢)

وللتغلب على عيوب هذا النظام تلجأ بعض الدول لتعديل هذا الضريبي إلى ما يسمى ضرائب الملكية التصاعدية (Sliding scale royalty taxes) حيث تتزايد النسبة التى تحصل عليها الدولة من الضرائب عند زيادة الإنتاج إلى حد معين. فيعتبر هذا النظام الضريبى أكثر مرونة إذا ما تم مقارنته بالظام السابق حيث تكون العوائد الاقتصادية متناسبة مع حجم الحقول المنتجة.

وعلى الرغم من أن العوائد الاقتصادية تتأثر بتغير أسعار الزيت والغاز وتكاليف التشغيل إلا أن هذا النظام المعدل يتعتبر أيضا غير متأثر بهذه التغيرات ويعتبر هذا المثلب الرئيسى الموجه له من وجهة نظر المستثمرين.

ويوضح الجدول (١) علاقة حصة الملكية ومستوى الإنتاج فى الدنمارك والعلاقة التصاعدية بينهم:

Production (b/d)	Royalty Rate (Incremental Basis) %
0 - 5,000	2 %
5,000 - 20,000	8 %
> 20,000	16 %

النوع الثانى من الضرائب هو الضريبة على دخل المؤسسات البترولية حيث تمثل الضريبة نسبة ثابتة على أرباح الشركات البترولية وليس العائد كما فى الحالة السابقة. ويعتبر المعدل الأسمي للضرائب وما يتم خصمه من الارباح كتكاليف التشغيل والتنمية من أهم العوامل التى تحدد المعدل الفعلى للضرائب.

ويتميز هذا النوع من الضرائب بخصم سريع لتكاليف الاستكشاف من الضرائب بينما يتم الخصم (Cost Depreciation) لتكاليف التنمية بمعدل أبطأ على سبيل المثال يتم خصم التكاليف على خمس سنوات بشكل متساوى (5 years straight line) أو يتم الخصم المتناقص بنسب ٢٥% إلى ٣٠% (Declining balance depreciation).

ومن أهم العوامل التى يجب أن تأخذ فى الحسبان عند تصميم الضرائب على الدخل هو خضوع الفوائد على القروض الاستثمارية للضرائب أم خروجها منها. فلكى تكون لهذه النظم الضريبية بعض المصداقية يجب خروج الفوائد على القروض من الخضوع للضرائب لتجنب مشكلة الازدواج الضريبى. ولكن على الجانب الآخر يمكن أن تؤدى هذه السياسة إلى اعتماد المستثمرين على الاقتراض لتمويل المشروعات وهذه يؤدى إلى زيادة نسبة الدين إلى الملكية (Debt to Equity ratio) فى الأسهم الكلية للمشروع. ومن الممكن تجنب هذه المشكلة عن طريق وضع سقف للنسبة التى يمكن تمويلها بالقروض من الأسهم الكلية للاستثمار،بالإضافة لفرض ضرائب توقيفية (Withholding tax) على تحويل الارباح الناتجة من خصم للفوائد للخارج.

ثالثا : الضرائب على حصة الملكية:

لقد تم تصميم هذا النوع من الضرائب خصيصا للتعامل مع التحديات التى تفرضها استخدام المصادر الطبيعية غير المتجددة. حيث يسمح هذا النظام الضريبى للشركات الاستثمارية بتحقيق حد أدنى من معدل العائد على الاستثمار (Threshold rate of return) بعدها تصبح الفوائض المالية الزائدة عن هذا الحد خاضعة للضريبة. وتقوم فكرة هذا النظام على استخدام أقل عائد على الاستثمار كنسبة فائدة مركبة تستخدم لحساب العائد على صافى التدفق النقدى للمشروع (Net Cash Flow) ولا تستحق الضرائب إلا ما إذا أصبح صافى التدفق النقدى موجبا بمعنى أقل عائد على الاستثمار قد تم تحقيقه وأن الزائد على هذا المعدل للعائد هو الخاضع للضريبة.

ولتوضيح ذلك ، فعند بداية العملية الاستثمارية يكون صافى التدفق النقدى سالبا لأن المشروع لا يدر عائدا فى المرحلة الأولى قبل وضعه على الإنتاج وفى هذه الحالة لا تستحق عليه الضرائب ويتم استخدام الحد الأدنى لمعدل العائد على الاستثمار كسعر فائدة مركبة على الصافى النقدى بشكل مستقبلى (Future Compounding) وبهذا يصبح صافى التدفى النقدى المتراكم (Cumulative Net Cash Flow) رقما أكبر من الناحية السلبية (More negative value) وتستمر هذه العملية حتى يبدأ المشروع البترولى أن يدر عائدا ومعه يقل الرقم السلبى لصافى التدفق النقدى إلا أن يصبح رقما موجبا مع الوقت وعندها تستحق نسبة الضرائب المقررة على المشروع ويبدأ تحصيل الضرائب من وقتها بعد أن حققت الشركة الاستثمارية على الأقل الحد الأدنى من معدل العائد على الاستثمار.

ويتم تحديد الحد الأدنى لمعدل العائد بناء على عاملين أساسيين:

أ- معدل العائد على الاستثمار الشائع فى السوق وقتها.

ب- أن يكون معدل العائد عاكسا للمخاطر الاستثمارية المصاحبة للمشروع.

ومن الدول التى تطبق هذه السياسة هي استراليا وفيها يتم اختيار معدل العائد على الاستثمار تبعا لنوع الإنفاق:

١- فى الإنفاق الاستكشافى يكون العائد هو ١٥% مضافا إليها معدل الفائدة المحصلة على الاقتراض الحكومى طويل الآجل.

٢- لأى نوع آخر من الإنفاق تكون النسبة هى ٥% مضافا إليها معدل الفائدة على الاقتراض الحكومى متوسط الآجل.

ويتميز هذا النظام بالنقاط الآتية :

١- يحقق هذا النظام الضريبى الثباتية والاستقرار فى النظام المالى ، فلا يشترط أية تغيير فى الضريبة أو الحد الأدنى لمعدل العائد عند تغير أسعار البترول أو تكاليف التشغيل.
٢- يعطى حماية اتوماتيكية لتطوير الحقول الصغيرة (Marginal Fields).
٣- من وجهة نظر المستثمر، يحقق هذا النظام تشاركية أكثر فى المخاطر مع الدولة.
٤- كما لا يحمل هذا النظام أية تكاليف مالية مبكرة على المستثمرين وهذه نقطة عالية الإيجابية من وجهة نظرهم وتساعد على جذب أكثر للاستثمار متوسط المخاطر.

بينما يعيب البعض على هذا النظام الآتى :

١- لا يجلب هذا النظام أية عوائد مالية مبكرة للدولة. ولهذا تفضل بعض الحكومات دمجه مع بعذ النظم الأخرى التى تعطى عوائد مبكرة.
٢- يشجع هذا النظام على الاستثمار الزائد وغير الضرورى أو ما يسمى بال (Gold Plating).
٣- يفترض هذا النظام قدرة الحكومة على مشاركة المخاطر وهذا لا يتحقق فى أغلب الأحيان كما الوضع فى الحالة المصرية.
٤- يفترض هذا النظام الثباتية فى نسبة الضرائب والحد الأدنى لمعدل العائد بينما على أرض الواقع تتعرض هذه النسب لمتغيرات عدة.
٥- يعتمد هذا النظام الضريبى على التدفق النقدى السنوى والذى يمكن أن يقل لعدة عوامل مما يؤثر على عوائد الدولة من تطوير المشروعات البترولية.

فعود على بدء ، يمكن القول أن هذا النظام الضريبى يواجه معظم المشاكل التى تواجه نظم الضرائب التقليدية ويوفر فرص أكبر للحصول على العوائد الاقتصادية بما لا يؤثر على أنشطة الاستكشاف والتنمية. ولكن يجب إعطاء قدر كبير من الاهمية عند اختيار الحد الأدنى لمعدل العائد لتجنب مشاكل الاستثمار الزائد.

آخرا هناك ما يسمى بنظام (Brown Tax) وهو نظام معتمد على خضوع صافى التدفق النقدى على معدل ثابت ومتناسب من الضرائب وبالتالى الدولة تحصل على عوائد إيجابية عندما يكون التدفق النقدى موجبا بينما تدفع الدولة دعما (Subsidies) فى الأحيان التى يكون التدفق النقدى فيها سالبا بنفس نسبة الضرائب وهو نظام غير شائع الاستخدام.

اتفاقيات مشاركة الإنتاج (Production Sharing Agreement):-

تعتبر اتفاقيات مشاركة الإنتاج إحدى أشهر الآليات التى تسمح بتوزيع التكاليف والعوائد والمخاطر بين الحكومات والمستثمرين بشكل يرضى جميع الأطراف. ففيها يعتبر المستثمر كمقاول لصاحب الأرض وهى الدولة حيث يتحمل المستثمر فى هذه الحالة الإنفاق الأولى والمخاطر ويشارك فى جنى الارباح لاحقا. فاتفاقيات شاركة الإنتاج تعتبر هى الإطار المنظم لحقوق والتزامات جميع الأطراف كما أنها توصح العلاقات الناشئة بين المستثمر والقوانبن المحلية للدولة المضيفة.

وتقوم فكرة هذه الاتفاقيات على أن الدولة تعطى ترخيص أو امتياز حقوق التنقيب والإنتاج لأحد الشركات أو تحالف من الشركات لأجزاء من أراضى الدولة بينما يتحمل المستثمر الخاص تمويل مخاطر وتكاليف الاستثمار.

ويقوم تقسيم الزيت المنتج إلى قسمين اساسيين :

١- تكلفة الزيت (Cost Oil)

٢- أرباح الزيت (Profit Oil)

حيت تجنب الأموال المخصصة كتكلفة الزيت لاسترداد تكاليف الاستثمار المباشر ومصاريف التشغيل (Recovery of Investment and Operating cost). بينما تنقسم الأموال الناتجة كأرباح الزيت بين الدولة والمستثمرين حسب النسب المقررة فى الاتفاقية.

وتكون دائما شروط وأحكام هذه الاتفاقيات خاضعة للتفاوض بين الاطراف ولكن من الناحية المالية تعتبر المعضلات الرئيسة التى يتم التفاوض حولها هى :

١- أحكام استرداد التكلفة (Cost Recovery condition)

٢- مخصصات مشاركة الارباح (Profit Sharing Provision).

وهناك أيضا بعض النقاط والأحكام الاختيارية التى يتم تضمينها فى الاتفاقيات مثل :-

١ - منح التوقيع (Signature bonus)

٢- حصص الملكية (Royalty)

٣ – ضرائب الإنتاج (Profits Tax)

٤- بعض أنواع الأ×رى من الضرائب.

وفى السطور الآتية سيتم توضيح أهم العناصر المؤسسة لهذا الاتفاقيات والتى تخضع عادة لأشد أنواع المفاوضات عند إبرامها.

أولا: منح التوقيع :-

ويقصد بها إعطاء الحكومات من قبل المستثمرين دفعات مالية مقدمة مقابل الحصول على حق الامتياز وقبل تويع أرباح إنتاج الزيت الخام. وتكون قيمة هذه الدفعات المقدمة عاكسة للعائد المتوقع على الاستثمار مع الآخذ الكامل فى الاعتبار للمخاطر المصاحبة لهذا النوع من الاستثمارات. وعلى الرغم من ذلك فقد لا تعكس هذه المنح القيمة الحقيقية المتحصلة من العائد وقد يكون الفرق بين المتوقع والحقيقي كبيرا.

وفى أغلب هذه الاتفاقيات لا تكون هذه المنح خاضعة للخصم من التكلفة (not cost recoverable) ولكن تكون مخصومة من الضرائب (Tax deductible).

ثانيا : استرجاع التكلفة (Cost Recovery)

وهى تعتبر الوسيلة التى يتم بها استرجاع التكلفة الاستثمارية والتشغيلية التى يتحملها المستثمر وهى تماثل ما يطلق عليه خصم قيمة الاستهلاك للأصول (Asset Depreciation) عند حساب ضرائب الدخل (Income Tax). وعادة يتم وضع سقف لنسبة الإنتاج التى يتم تجنيبها لصالح استرداد التكاليف يمكن أن تصل إلى ٥٠% من الإنتاج وتخضع هذه النسبة عادة لمفاوضات شاقة.

وعادة يتم استرجاع التكاليف على حسب نوعها مرتبة كالآتى :-

١- التكاليف السابقة غيرالمستردة ٢- تكاليف التشغيل
٢- تكاليف الاستكشاف والتنمية ٤- خصم قيمة الاستهلاك الرأسمالى

ويمكن ترحيل التكاليف غيرالمستردة إلى أعوام لاحقة بحيث لا تتعدى سقف الجزء المخصص لاسترجاع التكلفة لهذه السنة المالية.

والعوامل التى تؤثر فى تصميم سقف الاسترجاع وتأثيرات النظام المختار تتضمن الآتى:-

١- يجب أن يضمن هذا السقف وجود جزء من الإنتاج لمشاركة الربح والذى يمكن الدولة من تحصيل عائد مبكر.

٢- أن ازدياد فترة التأخرعن استرجاع تكاليف الاستثمار يزيد الفرق بين معدل العائد قبل وبعد خصم الضرائب (Pre and Post Tax Rate of Return) وكلما طال وقت هذه العملية يزداد خطر أن يصبح المشروع غير ذى جدوى اقتصادية.

٣- عادة لا يتم تضمين حصص ملكية فى اتفاقيات مشاركة الإنتاج الإ فى الحالات التى يراد منها تحصيل عائدات مبكرة للدولة.

ثالثا: اقتسام أرباح الزيت (Profit Oil Sharing)

وهو ما يحدد كيف يتم تقسيم الأرباح بين المستثمرين والدولة. عادة يتم تقسيم الارباح بناء على نسبة محددة وثابتة (Flat-rate split) وهذا المتبع فى دول مثل اندونيسا. ولكن يمكن أن يتم تقسيم الأرباح بطريقة تقدمية (Progressive scheme) تزداد معه حصة الدولة مع زيادة الإنتاج السنوي كما فى الشكل التالى:

Production ('000 b/d)	Government Share of Profit Oil (%)
<15	a
15-30	b
30-50	c
50-70	d
70-100	e
>100	f
	a<b<c<d<e<f

ومن الممكن أيضا تضمين بعض النظم الأخرى فى هذه الاتفاقيات حيث يتم ربط حصة الدولة فى أرباح الزيت والغاز بما يحققه المستثمر من معدل العائد على الاستثمار فتزداد حصة الدولة كلما زاد معدل العائد. ويمتاز هذا الخيار بالمرونة الشديدة فى تعامله مع تغيرات أسعار الزيت والغاز بالإضافة للتغيرات فى أحجام الحقول واحتياطياتها. ويوضح الشكل التالى المقصود بازدياد حصة الدولة.

Contractor's Rate of Return (%)	State's Share of Profit Oil (%)
<15	a
15-20	b
20-25	c
25-30	d
>30	e
	a<b<c<d<e

التجربة المصرية فى الاتفاقيات البترولية :-

بعد استعراض مختلف النظم العالمية لتحصيل العوائد الاقتصادية من المشروعات البترولية تأتى أهمية استعراض التجربة المصرية فى هذا الشأن.

بدأ استخراج البترول فى مصر فى خمسينيات القرن الماضى وقد اعتمدت الدولة بنسبة كبيرة فى عمليات الاستكشاف والتنمية والإنتاج على اتفاقيات مشاركة الإنتاج مع شركات البترول العالمية وتكوين ما يسمى بالشركات البترولية المشتركة (Joint Ventures) لإدارة هذه العمليات.

حيت تنقسم التجربة المصرية فى هذا الشأن إلى أكثر من مرحلة :-

اولا فى مرحلة الاستكشاف :

تعتمد مصر فى مراحل الاستكشاف على نظام مزايدات برامج العمل (Working Program Bidding)

وفيه تلتزم الشركة الفائزة أو التحالف الفائز ببدء عمليات الاستكشاف من خلال بئر استكشافى أو أكثر خلال مدة محددة من تاريخ الحصول على حق الامتياز فإذا لم تلتزم الشركات بهذه المدة تعود ملكية الامتياز للدولة ليعاد الطرح ثانية أو تباع لإحدى الشركات الاخرى إذا ما تم النص على ذلك (Farm-in Option).

ويأتى هذا التوجه فى توزيع حقوق الاستكشاف متماشيا مع سياسة الدولة الرامية لتشجيع عمليات الاستكشاف للمناطق الجديدة وذلك لأن نظام مزايدات برامج العمل يمثل أعلى التزام على الشركات تجاه زيادة عمليات الاستكشاف بغض النظر ما إذا كانت المؤشرات الأولية مبشرة أم لا .فمجرد الفوز بالمزايدة يعتبر كفرض على الشركة بالتنفيذ (Obligation for Execution)

وتمزج الحكومة مع هذا النظام الحصول على منحة توقيع (Signature bonus) وذلك بهدف توفير عائد مبكر للدولة بغض النظر عن النتيجة.

ثانيا :مرحلة التنمية:

بعد تحقيق الاكتشاف من قبل الشركات المستثمرة تاتى مرحلة التنمية وفيها تتبع الدولة نظام اتفاقيات مشاركة الانتاج.

حيث تتولى الشركات المستثمرة جميع تكاليف عمليات التنمية والتشغيل إلى أن تبدأ الحقول فى توليد عائد يتم

عندها تخصيص نسبة لاسترجاع تكاليف الإنتاج والتشغيل وعادة تكون هذه النسبة فى حدود ٤٠% من صافى الربح والباقى يتم اقتسامه لصالح مشاركة ربح الزيت.

ويتم استرجاع التكاليف مرتبة كالآتى :-

١- استرجاع التكاليف المرحلة من أعوام سابقة
٢- استرجاع تكاليف التشغيل ويتم خلال ٣ أشهر.
٣- استرجاع تكاليف التنمية ويتم خلال ٥ سنوات
٤- استرجاع تكاليف الاستكشاف ويتم خلال ٨ سنوات

والسمة الرئيسية التى تتبعها الدولة المصرية عند إبرام هذه الاتفاقيات هى العمومية أي أنها تقريبا اتفاقية ثابتة البنود يتم تعميمها على جميع الشركات وأغلب الحقول دون تفرقة وهذا يمكن اعتباره المآخذ الرئيسي على هذا النظام.

وعلى الرغم من استقرار هذا النظام وسهولته للعاملين إلا أن الحاجة للتطوير المستمر ومسايرة أحدث النظم المالية الهادفة لتعظيم الاستفادة من الثروة البترولية تقتضى تبنى بعض التعديلات على هذا النظام.

التعديلات المقترحة :-

يضع احتياج مصر المتزايد للمنتجات البترولية والزيت الخام عوائق كثيرة على تطوير اتفاقيات مشاركة الإنتاج لأن الدولة تقع دائما تحت الحاجة لزيادة عمليات الاستكشاف لتحقيق أكبر نسبة من الاكتشافات وما يترتب عليها من زيادة للإنتاج وتقليل لفاتورة الاستيراد. ويترتب على ذلك حاجة الدولة المستمرة للاستثمار الأجنبى المباشر فى عمليات الاستكشاف والإنتاج للزيت الخام وعدم رغبتها فى زيادة الأعباء على هذه الشركات أو زيادة مخاطر وكلفة الاستثمار عليهم مما يمكن أن يؤدى إلى مشكلة الانكماش الاستثمارى وتخوف هذه الشركات من ضخ استثمارات جديدة فى حالة زيادة الأعباء عليهم.

لكن الحال قد تغير بالنسبة لسوق الغاز لا سيما بعد اكتشاف حقل ظهر العملاق وما يترتب عليه من تحقيق مصر للاكتفاء الذاتى من الغاز الطبيعى وعدم حاجتها المستقبلية للاستيراد بل واتجاهها بعد ذلك لتصدير الفائض من الإنتاج للتصدير بعد تسييله وما رشح على السطح أيضا من إتجاه لتحويل مصر إلى مركز اقليمي للطاقة فى شرق المتوسط وجنوب اوروبا (Energy Hub) مما يستلزم نظرة خاصة ومتغيرة لاتفاقيات المشاركة والإنتاج من حقول الغاز الجديدة خاصة.

أول التغييرات المقترحة هى عدم التعامل مع جميع الحقول ومناطق الامتياز كوحدة واحدة بمعنى إدخال نوع من التمييز أو التفرقة بين حالات الطرح لمناطق الاكتشاف وذلك بما يعرف ب (Site-Specific and Ring Fencing Agreements).

فهناك بعض الحقول التى تتناسب معها اتفاقيات مشاركة الإنتاج بدون الحصول على حصص ملكية أولية وذلك فى الحالات عالية المخاطر الاستثمارية أما إذا كانت الدولة على ثقة عالية من قلة مخاطر الاستثمار فى بعض المناطق فعند هذه الحالة يمكن تضمين فى اتفاقيات مشاركة الانتاج حصول الدولة على حصة ملكية أولية لزيادة الربحية من الدولة وذلك لقلة عامل المخاطرة عند المستثمر وذلك يستلزم من الدولة درجة عالية من الثقة فى بياناتها ومعلوماتها الجيولوجية عند طرح المزايدات.

ثاني التغييرات المقترحة هو إدخال ما يسمى باتفاقيات مشاركة الربح المتوقفة على معدل العائد (Rate of Return based Production Sharing) ويمكن أن يتضمن أيضا بعض الضرائب على دخل المؤسسات(Corporate Income Tax CIT).

وتسمى هذه الحالة ب (R-Factor Scheme) وتعتبر أفضل وسيلة لربط حصة ربح الزيت للربحية الكلية للمشروع. ويتم حساب حصة الحكومة فى ربحية الزيت عند طريق العلاقة الاتية:

$$\text{R-Factor ratio} = \frac{\text{Contractor's accumulated revenues after all royalty, tax \& Government profit oil share to date}}{\text{Contractor's accumulated costs to date}}$$

وتزيد نسبة أو حصة الحكومة فى ربح الزيت (Profit Oil) مع زيادة (R-Factor Ratio) أو بمعنى آخر مع زيادة الربحية الكلية للمشروع كما فى الشكل التالى:

R-Factor	Government's Share of Profit Oil (%)
<1	a
1-1.5	b
1.5-2	c
2-2.5	d
>2.5	e
	a<b<c<d<e

وفيما يلى مثال توضيحي لكيفية حساب العوائد بتطبيق النظام المقترح مع التأكيد أنه مثال للشرح فقط لكن النسب النهائية يمكن تغييرها بناء على كل حالة على حدا:

1. Cost Recovery ceiling = 75%
2. Profit oil sharing based on post-tax return
3. Profit oil payments a deduction for CIT
4. CIT 50% (depreciation 3 year straight line)

Post-tax ROR %	Profit-Oil Share to State %
<20	0
≥20<30	30
≥30	50

Step1: Calculation of Pre-Tax NCF, NPV and IRR

	T_0	T_1	T_2	T_3
	Million $			
Investment	-100			
Gross Revenues		200	200	200
Operating Costs		-100	-100	-100
Pre-Tax NCF	**-100**	**+100**	**+100**	**+100**
NPV @ 10% = $148.68 m				
IRR = 83.93%				

Step 2: Calculate CIT & Post-Tax NCF

	T_0	T_1	T_2	T_3
	Million $			
Investment	-100			
Gross Revenues		200	200	200
Operating Costs		-100	-100	-100
Pre-Tax NCF	-100	+100	+100	+100
Depreciation		33.3	33.3	33.3
CIT Base (excluding Profit Oil Payments)		66.7	66.7	66.7
CIT @ 50%		33.35	33.35	33.35
Post-Tax NCF	-100	66.65	66.65	66.65

Step 3: Calculate Cost Recovery & Profit Oil

	T_0	T_1	T_2	T_3
	Million $			
Investment	-100			
Gross Revenues		200	200	200
Operating Costs		-100	-100	-100
Pre-Tax NCF	-100	+100	+100	+100
Cost Recovery Ceiling (75%)		150	150	150
Costs Recovered		150	150	100
Profit Oil		**50**	**50**	**100**

Step 5: Post Profit Oil Payment IT
Post-Tax & Profit Oil Payments NCF

	T_0	T_1	T_2	T_3
	Million $			
Profit Oil Payment to Govt. at 30%	-	-	**15**	30
New CIT Base less Profit Oil Payment	-	66.7	51.7	36.7
CIT Paid at 50%	-	**33.35**	**25.85**	18.35
Post-Tax NCF with Profit Oil Payment (= Pre-Tax NCF - PO Payment - CIT)	-100	66.65	59.15	51.65

Step 4: Testing Post-Tax NCF

	T_0	T_1	T_2	T_3
	Million $			
Investment	-100			
Gross Revenues		200	200	200
Operating Costs		-100	-100	-100
Pre-Tax NCF	-100	+100	+100	+100
Depreciation		33.3	33.3	33.3
CIT Base (excluding Profit Oil Payments) (see Step 2)		**66.7**	**66.7**	**66.7**
CIT @ 50%		33.35	33.35	33.35
Post-Tax NCF (see Step 2)	-100	66.65	66.65	66.65
Post-Tax NCF Compounded at 20%	-100	-53.35	2.63	69.8
Post-Tax NCF Compounded at 30%	-100	-63.35	-15.7	46.2

Step 6: Post-Tax & Profit Oil Payment
Calculation of NPV & IRR

	T_0	T_1	T_2	T_3
	Million $			
Post-Tax (with Profit Oil Payment) NCF Compounded at 30%	-100	-63.35	-23.2	21.48
Profit Oil Payment to Govt. @ 50%	-	-	-	50
New CIT Base including Profit Oil Payments	-	66.7	51.7	16.71
CIT Paid at 50%	-	33.5	25.85	8.35
Total Profit Oil Payments to Govt.	-	-	15	50
Total Payments to Government	-	33.35	40.85	58.35
Post-Tax NCF (Pre-Tax NCF – All Payments)	-100	66.65	59.15	41.65
NPV @ 10% = $40.767m				
IRR = 34%				

ومن أهم النقاط التى يجب التوقف عندها عند تطبيق هذا النظام هو توضيح ما يتم احتسابه كتكاليف عند حساب (R-Factor ratio) ففى بعض الدول يتم إزالة مصاريف التشغيل (OPEX) من المقام والعوائد الناتجة عليها أيضا يتم إزالتها من البسط بينما تقوم دول أخرى بإزالة مصاريف التشغيل من المقام وتضمينها كخصم فى البسط مما يؤدى إلى زيادة ال (R- ratio).

ثانيا : نظم تسعير الغاز(Gas Pricing Scheme):

النقطة الأساسية الثانية التى تحتاج إلى تعديل هو مسألة كيفية تسعير الغاز للشركات الاجنبية فى حالة شرائه من قبل الحكومة المصرية. فلقد كانت هذه النقطة دائما هى إحدى المشكلات التى تواجه الشريك الاجنبى عند تقييم قراره فى ضخ استثمارات جديدة فى مجال الغاز المصري أو الدخول فى المزايدات للحصول على امتياز التنقيب عن الغاز. فلقد اعتادت الدولة المصرية على وضع أسعار ثابتة لشراء المليون وحدة حرارية بريطانية

وذلك فى عقود واستثمارات طويلة الآجل. ولكن عند النظر من وجهة المستثمر فوضع أسعار ثابتة للغاز سواء كانت عالية أو منخفضة يزيد من الكلفة الاستثمارية للمشروع عن طريق زيادة المخاطر فى حالة ما إذا كانت هذه الاسعار منخفضة جدا إذا ما قورنت ما كان سيجنيه من عائدات بيع الغاز فى الاسواق العالمية مما يزيد من تكلفة الفرصة الضائعة على الاستثمار أو ما يسمى ب (Opportunity Cost of Capital)

فعملية تسعير الغاز يجب أن تكون عملية متوازنة بين رغبة الدولة فى تقليل الإنفاق على شراء الغاز من الشريك الاجنبى مع تحفيز الشركات على ضخ استثمارات جديدة وفى نفس الوقت رغبة الشركات فى تحصيل عائدات أعلى على استثمارتها مع تحمل الدولة جزء من مخاطر العملية الاستثمارية.

المعادلات السعرية للغاز (Gas Price Formula):

وأحد الحلول المقترحة للخروج من هذه المشكلة هو استعمال المعادلات السعرية لتحديد أسعار الغاز. وهناك العديد من المعادلات التى يمكن استخدامها لتحقيق التوازن المطلوب عن طريق إعطاء أوزان نسبية لبعض المتغيرات (Escalators) ومنها المعادلة التالية شائعة الاستخدام فى المملكة المتحدة :

$$P = P_0 \left(0.2 * \frac{GO}{GO_0} + 0.3 * \frac{FO}{FO_0} + 0.5 * \frac{PPI}{PPI_0} \right)$$

The Gas price, P, will reflect the change in the weighted value of the escalators, Gas Oil (GO), Fuel Oil (FO) and PPI (Producer Price Index) between the base period and the review period multiplied by the base price P_0.

The base period is the period immediately prior to the date to which the base price applied. The review period is the period immediately prior to date on which the price is being re-calculated. These will both be defined in the contract, for example the contract could say that the review period is always the six month period ending three months prior to the price review date. GO, FO and PPI, are the values of the escalators in the review period, and GO_0, FO_0, and PPI_0, are the equivalent values in the base-period.

الخاتمة:

ختاما ، اشتمل هذا البحث على أولا توضيح لأهمية وجود نظام ضريبى ومالى بترولى مناسب حيث أنه يمثل مصدر الدخل الرئيسى لكثير من الدول خاصة النامية منها. ثانيا استعرض البحث الخصائص الأساسية التى يجب أن يشملها أى نظام مالى أو ضريبى بترولى مع التركيز على كيفية تعظيم العائد الاقتصادى للدولة وشرح تفصيلى لكيفية اتخاذ القرارات الاستثمارية للشركات الاجنبية وكيفية معالجة ذلك عند تصميم النظام المالى أو عقد اتفاقيات مشاركة الإنتاج.

كما يتناول البحث الحالة المصرية بالتحليل شارحا التجربة المصرية الطويلة فى عقد اتفاقيات مشاركة الإنتاج مقترحا بعض التغييرات فى كيفية عقد هذه الاتفاقيات وعدم معاملة جميع الحقول نفس المعاملة والتفرقة بينهم عند إبرام الاتفاقيات حيث تختلف كلفة الاستثمار باختلاف مخاطر الاستثمار المرتبطة بها وبالتالى طريقة تحصيل العائد يجب أن تختلف أيضا فى هذه الحالة. كما اقترح البحث بعض التغييرات فى كيفية حساب ومشاركة الربح الزيتى الناتج من تنمية الحقول البترولية خاصة حقول الغاز الجديدة. وقد اقترح البحث أيضا تغييرا فى نمط تسعير الغاز من استعمال الأسعار الثابتة للعقود طويلة الأجل إلى إدخال المعادلات السعرية فى تحديد أسعار الغاز المستقبلية.

References:

1- Boadway, R. and Keen, M. (2010) “Theoretical Perspectives on Resource Tax Design,” in The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice, by P. Daniel, M. Keen, and C. McPherson (eds.), (London: Routledge).

2- Kemp, A. (2016), Economic Rents and Their Collection to the State - Lecture notes, University of Aberdeen Business School

3- Kemp, A. , Stephen, L. and Kasim, S. (2014) **“**Petroleum Taxation for the Maturing UK Continental Shelf (UKCS)” North Sea Study Occasional Paper No. 128, University of Aberdeen. Aberdeen Centre for Research in Energy Economics and Finance

4- Lloyd, J. (1984) “Resource Rent Taxes,” Australian Economic Review, 2nd Quarter: Issue 66, pp. 37–46.

5- Osmundsen, P., Emhjellen, M., Johnsen, T., Kemp, A. and Riis,C. (2015) “Petroleum Taxation Contingent on Counter-factual Investment Behaviour” The Energy Journal, Vol.36, P.1

6- Osmundsen, P. (1998) “Dynamic taxation of nonrenewable natural resources under asymmetric information about reserves,” Canadian Journal of Economics, Vol. 31, No. 4, P.933–951.

7- Smith, J. (2012) “Issues in Extractive Resource Taxation: A Review of Research Methods and Models” International Monetary Fund Working Paper

8- Trimble, N. (2012) “The negotiation of gas sales agreements: the principles explained” Energy Economics: Issue 4