

المجلد الثامن والثلاثون العدد 141 ربيع 2012

الأبحاث

تطور مراحل تسعير النفط الخام في الأسواق الدولية

على رجب

تطور إنتاج واستهلاك النفط والغاز الطبيعي في الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) والإنعكاسات على الدول الاعضاء

عبد الفتاح دندي

تطور المصادر الهيدروكربونية في الدول العربية (2 من 2)

تركي الحمش

التقارير

مؤتمر خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكريونية في الدول العربية

إعداد: سمير القرعيش، وعماد مكي

مراجعات الكتب:

تقنيات الطاقات المتجددة: آفاق الطاقة الشمسية

مراجعة : تركى الحمش

البيبليوغرافيا: العربية - الإنكليزية

ملخصات إنكليزية

مجلة فصلية محكمة تصدر عن الأمانة العامة لمنظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)



النفط والتعاون العربي

الاشتراك السنوي: 4 أعداد (ويشمل أجور البريد)

البلدان العربية

للأفراد : 8 د.ك أو 25 دولاراً أمريكياً للمؤسسات : 12 د.ك أو 45 دولاراً أمريكياً

البلدان الأخرى

للأفراد ، 30 دولاراً أمريكياً للمؤسسات ، 50 دولاراً أمريكياً

* نموذج الأشتراك في هذا العدد

الاشتراكات باسم: منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

جميع حقوق الطبع محفوظة ولا يجوز إعادة النشر أو الاقتباس من دون إذن مسبق من الأمانة العامة لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول.



ربيع 2012

العدد 141

المجلد السابع والثلاثون

رئيس التحرير عباس علي النقي

مديرالتحرير

عیسی <mark>صیودة</mark>

هيئةالتحرير

سي و د عكاشية أح مد الكواز سي ميرالقرعيش عبد الفتاح دندي

حسسن محمد قبازرد أسسامه الجمالي مأمون عبسسي حلبي عاطف الجميلي

إرشادات حول شروط النشر في المجلة

تعريف بالمجلة وأهدافها

إن الهدف الرئيسي لمجلة النفط والتعاون العربي هو المساهمة في نشر الوعي، وتنمية الفكر العربي المشترك، حول العلاقة بين قطاع النفط والتنمية الاقتصادية والاجتماعية في الوطن العربي. ونظراً لوجود عدد من المجلات والنشرات العربية المتخصصة في شؤون وأخبار النفط، فقد رأينا أن يختلف طابع هذه المجلة عن تلك المجلات والنشرات من حيث الهدف والمضمون، وذلك تفادياً للازدواجية والتكرار. وذلك حرصاً على المساهمة في تنمية أسلوب الدراسة والتحليل، لقضية العلاقة بين النفط كأحد الموارد الأساسية الطبيعية، والتنمية في بلادنا، كأقطار منفردة وكأمة عربية واحدة تتطلع إلى خلق وبناء اقتصاد عربي متكامل في قطاعات السلع والخدمات، يتمتع بحرية التنقل في عناصر الإنتاج بين أقطاره المختلفة، وفقاً لمصالح المجتمع والفرد في آن واحد.

وتأكيدا لفلسفة المجلة ضمن هذا الإطار، ووعياً منها بضرورة تعميق وتنمية أسلوب الدراسة والتحليل، فإنها تقوم بنشر الأبحاث الجيدة والمبتكرة، التي تهدف إلى إحداث إضافات جديدة في حقل الفكر الاقتصادي العربي.

مواضيع البحث

ترحب مجلة النفط والتعاون العربي بكل البحوث المبنية على أسس سليمة وخلاقة ومبدعة، والتي تساعد على تطوير الاقتصاد العربي في إطار أهداف وفلسفة المجلة. ونتوجه بالدعوة لكل الأشخاص الذين يقومون بالبحث في المسائل البترولية والإنمائية والذين يشاركوننا اهتمامنا للمشاركة بالمقالات البحثية لمجلتنا ومراعاة النقاط التالية عند الكتابة.

- 1 ألا يكون البحث قد نشر من قبل باللغة العربية.
- 2 يجب أن يشتمل البحث على حوالي 20 إلى 40 صفحة (وأكثر إذا تطلب الأمر) مع طبعها على الكمبيوتر. ويتوقع من الكتاب العرب الكتابة باللغة العربية.
- 4 ينبغي تقديم ملخص وصفي باللغة الانكليزية، يوجز الغرض ومجال وأساليب البحث، واهم الأفكار الواردة فيه والاستنتاجات، على أن يكون في حدود 2 إلى 3 صفحات، وينطوي على المعلومات المحددة لصفحة العنوان، ويجب أن يكتب الملخص بصيغة الغائب، وأن يكون واضحا ومفهوما من دون الرجوع إلى البحث الرئيسي، كما يطلب إعداد تعريف للبحث باللغة العربية لا يتجاوز أربعين كلمة.
- 5 صفحة العنوان: ينبغي أن يكون العنوان دقيقاً ومفيداً ومختصراً بقدر المستطاع، كما يجب تزويد المجلة باسم المؤلف مع سيرة ذاتية مختصرة، وعناوين أربعة من أبحاثه المنشورة.
- إذا سبق وتم تقديم البحث في مؤتمر، أو نشر بلغة أخرى، ينبغي كتابة مذكرة توضح ذلك، وتبين اسم المؤتمر ومكان وتاريخ انعقاده، واسم المجلة التي نشر فيها وتاريخ النشر، ورقم العدد

والمجلد: وعنوان البحث باللغة الإنكليزية أو غيرها من اللغات الأجنبية.

6 - يتعين على المؤلف أن يقدم قائمة بالمراجع التي استخدمها في إنجاز بحثه.

التقارير

ينبغي أن تكون التقارير مطبوعة على الكمبيوتر وتتناول وقائع مؤتمرات أو ندوات حضرها الكاتب، شريطة أن تكون مواضيعها ذات صلة بالبترول أو الاقتصاد والتنمية، كما يشترط استئذان الجهة التي أوفدته للمؤتمر أو المؤسسات المشرفة عليه.

مراجعات الكتب

ترحب مجلة النفط والتعاون العربي بمراجعات الكتب الجديدة (لا يتعدى تاريخ صدورها سنة واحدة) ويشترط فيها أن تكون ذات نفس أكاديمي علمي، وتتناول بالدراسة والتحليل مختلف قضايا النفط والتنمية، وتساهم في تطوير الفكر الاقتصادي. وينبغي أن تكون المراجعة في حدود 15 إلى 25 صفحة تطبع على الكمبيوتر. ويفترض أن تشتمل المراجعات على عرض لمحتوى الكتاب، إضافة إلى نقد وتحليل يعالج موضوعه. كما ينبغي أن يذكر المراجع وعنوان الكتاب باللغة الأصلية التي كتب بها، واسم المؤلف والناشر، ومكان وتاريخ النشر.

النشر

تنطبق هذه الشروط على البحوث والمراجعات التي يتم نشرها في مجلة النفط والتعاون العربي.

- 1 هيئة التحرير هي الجهة الوحيدة التي تقرر صلاحية البحث أو المراجعة للنشر قبل عرضه للتحكيم.
 - 2 يصبح البحث أو المراجعة ملكاً للمجلة بعد النشر.
 - 3 تمنح مكافأة رمزية لكل بحث أو مراجعة يتم نشرها .
 - ويعطى مؤلف البحث 5 أعداد من العدد الذي يظهر فيه.

ترسل المقالات والمراجعات باسم رئيس التحرير، مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك، ص. ب: 20501 الصفاة- الرمز البريدي: 13066 دولة الكويت البريد الالكتروني E-mail: oapec@oapecorg.org موقع الأوابك على الانترنت www.oapecorg.org



المجلد السابع والثلاثون العدد 141 ربيع 2012

الأبحاث

تطور مراحل تسعير النفط الخام في الأسواق الدولية

9	ي رجب	علو
	لور إنتاج واستهلاك النفط والغاز الطبيعي في الدول الآسيوية مدا الصين والهند) والإنعكاسات على الدول الاعضاء	تط (ء
87 —	الفتاح دندي	ric

تطور المصادر الهيدروكربونية في الدول العربية (2 من 2)

تركى الحمش ______ 151

مجلة عربية تهتم بدراسة دور النفط والغاز الطبيعي في التنمية والتعاون العربي

التقاريس

مؤتمر خطوط أنابيب نقل الموا<mark>د الهيدروكربونية</mark> في الدول العربية

إعداد: سمير القرعيش، وعماد مكى

مراجعات الكتب

تقنيات الطاقات المتجددة: آفاق <mark>الطاقة الشمسية</mark>

مراجعة : تركي الحمش

البيبليوغرافيا

عربية _____

انكليزية _______ 11

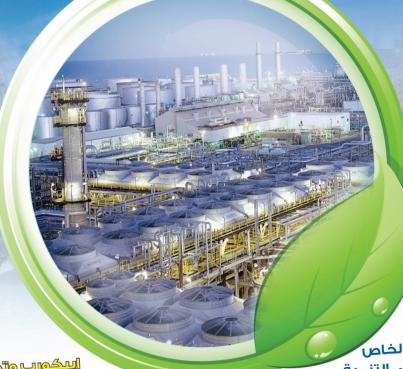
المقالات المنشورة في هذه المجلة تعكس آراء مؤلفيها ولا تعبر بالضرورة عن رأي منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول – أوابك



يوليو 2012

نشرة شهرية صادرة عن منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

مؤتمر الأمم المتحدة للتنمية المستدامة (ريو + 20) والدول النامية



ابيكورب وتحديات استثمارات الطاقة في الشرق الأوسط القطاع الخاص ودورة في التنمية التكنولوجية

«أوابك» تناقش في أبوظبي تطور الطاقات الإنتاجية من البترول في الدول العربية

الأبحــاث



تطور مراحل تسعير النفط الخام في الأسواق الدولية



تهدف الدراسة، بالدرجة الأساس، إلى إلقاء الضوء على تطور المراحل التي مر بها تسعير النفط الخام في الأسواق الدولية. وكرس الجزء الأول من الدراسة لتناول مرحلة الأسعار المعلنة، والتي بدأت في الولايات المتحدة منذ بداية الصناعة النفطية الحديثة. أما في منطقة الشرق الأوسط فقد بدأ تطبيق الأسعار المعلنة وبشكل رسمي منذ خمسينات القرن الماضي واستمرت لغاية نهاية عام 1973. وبينما كانت المصافي هي التي تقوم بإعلان الأسعار التي تشترى بها النفط في السوق الأمريكية، كانت القرارات الخاصة بتسعير النفط المنتج في الشرق الأوسط تقع حصراً بأيدي شركات النفط العالمية الكبرى وفقاً لشروط اتفاقيات الامتيازات. ويضوء سيطرة تلك الشركات على كامل مراحل الصناعة النفطية في الشرق الأوسط، فقد كان لتلك الأسعار الشبه القليل بالسعر الاقتصادي الاعتيادي.

تاريخياً، مر تسعير النفط الخام في الأسواق الدولية بمراحل مختلفة وذلك استجابة للتغيرات الجذرية في اتجاهات الهيكلة الاقتصادية والسياسية وموازين القوى والتحولات الاقتصادية والسياسية العالمية التي بدلت، بشكل جذري، هيكلة سوق النفط وسلسلة إمداداته. وبالتالي، فإنه من الصعب بمكان التوصل إلى فهم كامل لنظام التسعير الحالي بمعزل عن أنظمة التسعير السابقة.

فخلال مرحلة ما قبل الأسعار الرسمية، سيطرت شركات النفط العالمية الكبرى على كامل سلسلة صناعة النفط العالمية في منطقة الشرق الأوسط والمناطق الأخرى خارج الولايات المتحدة والاتحاد السوفيتي السابق، بحيث لم يكن هناك وجود لسوق أو سعر حقيقي للنفط الخام في تلك المناطق.

وبعد أن استعادت منظمة أوبك سيطرتها على ثرواتها النفطية، بعد عام 1973، أخذت المنظمة على عاتقها مهمة تسعير نفوطها بشكل مباشر والتي سميت بمرحلة الأسعار الرسمية. إلا أن ذلك ما لبث وأن تغير بعد قرار المنظمة بالتوقف عن عملية تحديد الأسعار وترك الموضوع لعوامل السوق ليدخل التسعير مرحلة أسعار السوق أو ما يسمى بأسلوب المعادلة السعرية التي تعتمد على نفوط إشارة معينة في الأسواق المختلفة. ونتيجة للتطورات التي طرأت على أسواق النفط الدولية، حصلت بعض التغيرات في تطبيقات المعادلة السعرية في بعض الأسواق خلال السنوات الأخيرة.

وبضوء الأهمية الكبيرة لموضوع تسعير النفط الخام بالنسبة للدول الأعضاء من خلال تأثيره المباشر على عوائدها النفطية وبالتالي على اقتصاداتها، إرتأت منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول إعداد دراسة مفصلة تتطرق لتلك التطورات التي مرت بها مراحل تسعير النفط الخام في الأسواق الدولية وصولاً إلى الوقت الراهن.

تشتمل الدراسة، كما ذكرنا في الملخص التنفيذي على أربعة أجزاء، كرس أولها للتطرق إلى التسعير خلال مرحلة الأسعار المعلنة وتم في الجزء الثاني تناول منظمة أوبك والأسعار الرسمية. أما الجزء الثالث فقد تطرق إلى مرحلة أسعار السوق الحالية. وتم في الجزء الرابع تناول بعض الإتجاهات المستقبلية المحتملة للتسعير وفق المعطيات الحالية وتم الاختتام بذكر بعض الملاحظات الختامية والاستنتاجات.

أولاً: مرحلة الأسعار المعلنة

اعتمدت طريقة تسعير النفط الخام في مراحلها الأولى، والتي بدأت في الولايات المتحدة – موطن الصناعة البترولية الحديثة – على أساس مفهوم الأسعار المعلنة (Posted Prices) حيث كانت المصافي (الشركات المشترية للنفط) تقوم بإعلان الأسعار التي تشتري بها النفط. وقد ظهرت الأسعار المعلنة ولأول مرة في الولايات المتحدة في أواخر القرن التاسع عشر في جو تميزت فيه سوق النفط الأمريكية بوجود عدد كبير من منتجي النفط الخام، من جهة، بينما كانت السوق واقعة في معظمها تحت سيطرة شركة مشترية محتكرة واحدة وهي شركة ستاندرد اويل السوق واقعة في املاء أسعارها على المنتجين من خلال إعلان الأسعار التي تروم دفعها لشراء النفط عند فوهة البئر أ. فبعد أن شهدت المنتجين من خلال إعلان الأسعار التي تروم دفعها لشراء النفط عند فوهة البئر أ. فبعد أن شهدت

¹⁻ د. فوزي القريش، التطور التاريخي لأسعار النفط الخام حتى عام 1973، مجلة النفط والتنمية، بغداد، السنة الرابعة، عدد (3)، ديسمبر 1978.

صناعة النفط الأمريكية مرحلة من التنافس الشديد والتفتت التي أدت إلى خلق حالة من عدم الاستقرار في أسعار النفط، وزوال العديد من الشركات، استطاعت شركة ستاندرد أويل السيطرة على الصناعة النفطية في السوق الأمريكية من خلال امتلاكها لمعظم الطاقة التكريرية وشبكات النقل والتوزيع في تلك السوق، وأصبحت مع حلول عام 1879 أكبر شركة نفطية بلا منافس في الولايات المتحدة.

وبعد أن تم تصفية أعمال شركة ستاندرد اويل عام 1911 بقرار من القضاء الأمريكي لاعتبارات لها علاقة بحرية التجارة ومنع الاحتكارات وفقاً للقوانين الأمريكية ضد الاحتكار، تحولت السوق الأمريكية من سوق يسيطر عليها مشتري محتكر واحد إلى سوق يتنافس فيها قلة من المشترين، يقومون بإعلان الأسعار التي يرومون دفعها للمنتجين. ولتفادي الإفراط في الإنتاج ضمن الظروف الجديدة، انتقلت مهمة إدارة السوق من شركة ستاندرد أويل إلى « هيئة سكك حديد تكساس» التي كانت تحدد حصص وإنتاج الشركات للحفاظ على الأسعار.

وفي منطقة الشرق الأوسط فإن نظام تسعير النفط الذي ارتبط بنظام الامتيازات وحتى منتصف سبعينات القرن الماضي كان يتركز على مفهوم الأسعار المعلنة التي كانت تستخدم لاحتساب العوائد النفطية للدول المضيفة 2.

وبينما كانت الأسعار المعلنة تعلن من قبل المشترين في السوق الأمريكية، فهي كانت تعلن من قبل البائع في منطقة الشرق الأوسط التي بدأ تدفق النفط في بعض الدول الأعضاء فيها منذ نهاية عشرينات القرن الماضي³. وسيتم تقسيم مرحلة الأسعار المعلنة إلى ثلاث فترات وهي: الفترة ما قبل عام 1960 والفترة منذ قيام منظمة أوبك ولغاية عام 1971 وأخيراً الفترة ما بين عامي 1971.

1-1: الفترة ما قبل عام 1960

اتسمت الفترة أعلاه بالهيمنة الكاملة لشركات النفط العالمية الكبرى متعددة الجنسيات (Majors) على صناعة النفط في الشرق الأوسط. وهي شركات نفط الدول المنتصرة في الحرب العالمية الأولى التي حصلت على اتفاقيات الامتيازات التي كانت معظمها على شكل غنائم حرب أدري حيث تم تقاسم معظم منطقة الشرق الأوسط فيما بين الشركات النفطية من خلال التفاهم الذي توصلت إليه وفقاً لبنود اتفاقية عام 1928 والتي سميت باتفاقية الخط الأحمر (Redline Agreement) وقد نص أحد بنود الاتفاقية الخاص بنكران الذات (Clause) على أن لا تقوم الشركات بمنافسة بعضها البعض في السيطرة على موارد النفط في المنطقة، أي منع الشركات بالبحث عن مصالحها النفطية بشكل انفرادي في الأراضي التابعة

Bassm Fattouh, An Anatomy of the Crude Oil Pricing System, The Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40, January 2011.

^{3.} بدأ تدفق النفط في العراق عام 1928 والسعودية 1938 والكويت 1946 وقطر 1949 والإمارات 1962. أما بالنسبة لشمال إفريقيا فقد بدأ تدفق النفط في العراق عام 1958 وليبيا عام 1961 (المصدر: OPEC, Annual Statistical Bulletin)، 2008.)

^{4.} اشتهرت تلك الشركات بالأخوات السبع (Seven Sisters) وتشمل خمس شركات أمريكية (شركة أكسون وشركة موبل وشركة شفرون وشركة تكساكو وشركة غلف) بالإضافة إلى شركة بي بي البريطانية وشركة شل الهولندية البريطانية وعند إضافة شركة سي إف بى الفرنسية تصبح الأخوات الثمان).

^{5 .} Ramzi Salman, Half a Century of Oil Prices, Energy and Geopolitical Risk, Vol. 2, No. 5, May 2011.

للإمبراطورية العثمانية السابقة 6. وقد كانت القرارات الخاصة بتسعير النفط المنتج في دول الشرق الأوسط تقع حصراً بإيدي الشركات وفقاً لشروط اتفاقيات الإمتيازات بينما تكتفي الدول المضيفة بإستلام مبالغ من الأموال مقابل ثرواتها المستنزفة .

وقد تميزت كل من الشركات النفطية العاملة في المنطقة بتكامل عمودي بحيث تسيطر على جميع مراحل الصناعة النفطية من استكشاف وتطوير وإنتاج ونقل وتكرير وتوزيع المنتجات النفطية. وقد مكن ذلك الشركات من خلال العمل سوية في المنطقة والتنسيق فيما بينها وفقاً للتفاهمات التي تم الاتفاق عليها فيما يخص السياسات الإنتاجية والسعرية والعمل من خلال شركات مشتركة تعمل في مختلف الدول، من المحافظة على قوتها الاحتكارية والسيطرة على إمدادات النفط الداخل في السوق الدولية، وبالتالي لم يكن هناك سوق أو سعر حقيقي للنفط، حيث كان النفط يتحرك داخل منظومة متكاملة من شركات فرعية تمتلكها الشركات الكبرى ولا يباع للآخرين إلا نادراً.

ولم يقتصر الموضوع على منطقة الشرق الأوسط، حيث اتفقت الشركات وفق شروط اتفاقية أكنا كري (Achnackry) لعام 1928 على تقاسم أسواق النفط العالمية خارج الولايات المتحدة (والاتحاد السوفيتي) بهدف الحد من تنافس الأسعار وطبقاً للتفاهم المذكور، حصلت كل شركة على حصة في الأسواق المختلفة استناداً إلى حصتها من المبيعات الفعلية خلال عام 1928 7. علماً بأنه تم استثناء السوق الأمريكية لتفادي التعارض مع القوانين الأمريكية ضد الاحتكار.

عموماً، منذ بدء الانتاج ولغاية بداية خمسينات القرن الماضي لم تكن حكومات الدول المنتجة في الشرق الأوسط مكترثة بمستويات الأسعار، حيث اعتادت شركات النفط أن تدفع للدول المنتجة مبلغاً مقطوعاً والذي كان قدره حوالي 4 شلنات ذهب عن كل طن منتج في معظم الحالات وذلك وفقاً لشروط اتفاقيات الامتياز بغض النظر عن مستوى الأسعار المعلنة علماً بأن تلك الاتفاقيات قد أبرمت بين الشركات وحكومات الدول المنتجة بشكل غير متكافئ، إذ كان الطرف الأول (الشركات) في مركز تفاوضي أقوى من الطرف الثاني (حكومات الدول المنتجة)، سواء بسبب دعم حكوماتها التي كانت إما مستعمرة (بكسر الميم) أو تربطها اتفاقيات حماية مع العديد من حكومات تلك الدول، أو كان لدى الشركات المعرفة والدراية بجيولوجية المناطق التي ترغب في استغلالها أكثر من المفاوضين من الدول المنتجة، أو كانت الدول المنتجة بحاجة ماسة إلى الإيرادات، الأمر الذي جعل الحكومات تتغاضى عن شروط مجحفة بحقها في تلك الاتفاقيات 9.

رسمياً، لم تكن هناك أسعار معلنة للنفط في الشرق الأوسط لغاية عام 1950، وكانت أهميتها مقتصرة على أغراض الجمارك، والضرائب وحسابات الصفقات فيما بين الشركات النفطية العالمية نفسها «أي أسعار تحويلية» (Transfer Prices) والتي كان لها الشبه القليل بالسعر الاقتصادي الاعتيادي.

Carol A. Dahl. International Energy Markets: Understanding Pricing and Profits. published by PennWell. 2004.

^{7.} The Middle East Economic Consultants (MEEC), The Price of Oil 1945 – 1983, Report No. 36, July 1984.

 ^{8 .} Frank, H.J., Crude Oil Prices in the Middle East: A Study in Oligopolistic Price Beheviour, Praeger, 1966.
 9 . ماجد عبدالله المنيف، منظمة الدول المصدرة للبترول (أوبك): نشأتها وتطورها والتحديات التي تواجهها، مجلة بحوث اقتصادية عربية، القاهرة، شتاء 2008.

إلا أنه ومنذ بداية خمسينات القرن الماضي، تم إدخال طريقة الأسعار المعلنة بشكل رسمي في الشرق الأوسط بالتزامن مع قيام حكومات البلدان المنتجة في المنطقة بالتوقيع على ما يسمى بإتفاقيات مناصفة الأرباح (50-50) مع الشركات العاملة في أراضيها (والتي سبق وأن تم إدخالها في فنزويلا في عام 1948)، لتصبح الأسعار المعلنة أسعاراً يتم بموجبها، ولأول مرة، تحديد عوائد الدول المنتجة للنفط، الأمر الذي جعل هذه الدول تهتم بشكل متزايد بالأسعار.

وفي مراحلها الأولى، كانت النفوط المنتجة في الشرق الأوسط تسعر كما لو كانت منتجة في منطقة خليج المكسيك في الولايات المتحدة مضافاً إليها كلفة الشحن من خليج المكسيك إلى منطقة الاستيراد وفق نظام التسعير الذي دعي بنظام نقطة الأساس الأحادي (Basing Point Pricing System)، أو كما أطلق عليه «معادلة خليج المكسيك زائد» (of Mexico Plus Formula).

هناك بعض الغموض يحيط بأصل تطور نظام التسعير المبني على نقطة الأساس الأحادي، لكن تؤكد بعض المصادر بأن نظام التسعير المذكور كان من ضمن التفاهمات التي تم الاتفاق عليها ضمن اتفاقية اكنا كري لعام 1928 11.

وفي كل الأحوال، ترجع هيمنة نظام «خليج المكسيك زائد» إلى الدور الرئيسي الذي كانت تلعبه صناعة النفط الأمريكية على المستوى العالمي وتلبيتها للجزء الأكبر من الطلب العالمي على النفط في سنوات ما قبل الحرب العالمية الثانية. فقد كانت صناعة النفط الأمريكية الأكبر في العالم، وبدرجة كبيرة، بحيث تساهم بحوالي 64 % من إجمالي إنتاج النفط العالمي (بإستثناء الاتحاد السوفيتي السابق)، بينما كانت مساهمة الشرق الأوسط لا تتعدى 5-6 % وفنزويلا حوالي 10 % 10 % وشكلت صادرات النفط الأمريكية ما يقارب من ثلث إجمالي استهلاك النفط خارج الولايات المتحدة واستوردت أوربا الغربية أكثر من 43 % من إجمالي وارداتها من النفط من الولايات المتحدة في عام 1938 .

بالإضافة إلى ذلك، كان يعتبر خليج المكسيك المكان الوحيد في العالم الذي بإمكان مستوردي النفط اللجوء إليه للحصول على شحنات نفط فورية من السوق المفتوحة لتلبية احتياجاتهم. وضمن تلك الظروف التي كانت فيها الولايات المتحدة دولة مصدرة رئيسية للنفط، كان من مصلحة مصدري النفط الأمريكية أن تكون الأسعار العالمية منسجمة مع أسعار السوق المحلية للنفط الخام والتي ترتبط بشكل أو بآخر بتكاليف الإنتاج الحيوية في السوق الأمريكية.

إلا أن النظام أعلاه لم يدم طويلاً، فبرغم خروج الولايات المتحدة من الحرب العالمية الثانية كقوة عالمية من دون منازع، اضطرت للموافقة على إجراء تعديلات متتالية على نظام التسعير

^{10 .} Al-Mehdi, M.S., Middle East Crude Oil Industry: A Case Study of Weakening Oligopoly, University of Pennsylvania, Ph. D. 1966.

^{11 .} The Middle East Economic Consultants (MEEC), The Price of Oil 1945 – 1983, Report No. 36, July 1984.

^{12 .} Taki Rifai, The Pricing of Crude Oil: Economic and Strategic Guidelines for an International Energy Policy, Praeger, 1974.

^{13 .} Daniel Yergin, The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power, Touchstone, 1992.

المبني على نقطة الأساس وصولاً إلى إلغائه في النهاية ¹⁴ وذلك نتيجة للضغوطات من حلفائها وبخاصة المؤسسات الحكومية المشترية لكميات كبيرة من النفط للأغراض العسكرية بالإضافة إلى التطورات المهمة في ظروف السوق الدولية وتزايد دور منطقة ¹⁵ الشرق الأوسط في تلبية الاحتياحات العالمية للنفط.

يذكر، أن نظام التسعير المبني على نقطة الأساس بدأ يفقد من أهميته خلال الحرب العالمية الثانية. فبسبب العمليات العسكرية انقطعت امدادات النفط الأمريكية إلى الشرق الأوسط خلال الحرب، مما اضطر الحكومة الأمريكية والحكومة البريطانية للإتفاق مع الشركات النفطية العاملة في الشرق الأوسط للحصول على الإمدادات النفطية التي تحتاجها أساطيلها وجيوشها.

وفي حينه اعترضت الحكومة البريطانية على طريقة التسعير المستخدمة في ذلك الوقت (الأساس الأحادي) مطالبة بأن يكون سعر النفط الخام المسلم في منطقة معينة مساوياً للسعر المعلن في الخليج العربي إلى نقطة التسليم. وبذلك المعلن في الخليج العربي إلى نقطة التسليم. وبذلك البتدأ العمل بنظام جديد لتحديد الأسعار أطلق عليه نظام نقطة الأساس المزدوج (Basing Point Pricing System).

وبموجب هذا النظام تم تحديد نقطة أساس جديدة في الخليج العربي (الخليج العربي زائد) لتسعير نفوط الشرق الأوسط بدلاً من (خليج المكسيك زائد) 16. وبرغم ذلك، فقد كانت هناك علاقة مباشرة ما بين سوق الخليج العربي وخليج المكسيك، حيث استمرت أسعار نفوط الشرق الأوسط مساوية للأسعار في خليج المكسيك على أساس فوب، مضافاً إليها أجور الشحن الحقيقية إلى تلك الأسواق وذلك لغاية عام 1946 وإزالة ظاهرة السيطرة على الأسعار من قبل الإدارة الأمريكية وبالتالى ارتفاعها في السوق الأمريكية.

وباستعمال هذه الطريقة في تحديد الأسعار المعلنة ازدادت القدرة التنافسية لنفوط منطقة الشرق الأوسط تجاه النفوط الأمريكية وأصبحت تكلفة توصيلها تقل عن تكلفة توصيل النفوط الأمريكية في مناطق عديدة من العالم، وبخاصة القريبة من منطقة الخليج العربي، الأمر الذي أعطى حافزاً لزيادة إنتاج النفط من منطقة الشرق الأوسط.

وبعد انتهاء الحرب العالمية الثانية، بدأت البلدان الأوروبية بإعادة بناء اقتصاداتها من الدمار الذي أصابها جراء الحرب، ما أدى إلى تعاظم الطلب على النفط من قبل تلك البلدان بشكل لم يسبق له مثيل من قبل.

وبضوء تنامي الإنتاج في منطقة الشرق الأوسط، أخذت صادراتها النفطية تحتل أهمية متزايدة في السوق الدولية، وبخاصة بالنسبة لأوربا الغربية، في وقت بدأت فيه الولايات المتحدة تفقد من أهميتها كدولة مصدرة نفطية رئيسية إلى بلدان العالم.

ففي الوقت الذي انخفضت فيه نسبة صادرات النفط الأمريكية إلى العالم الخارجي من 530 ألف ب/ى في عام 1951، تزايدت صادرات النفط من

^{14 .} عدنان الجنابي، الطبيعة المتغيرة لفروقات أسعار النفط الخام، مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك، مجلد (6) عدد(1) ، 1980

^{15 .} Robert Mabro, Oil Pricing Régimes, MEES, October 8,2001.

^{16 .} Wayne A. Leeman, The Price of the Middle East Oil: An Essay in Political Economy, Cornell University Press, 1962.

الشرق الأوسط من 270 ألف -ي إلى 1.78 مليون -ي خلال ذات الفترة، أي تضاعفت بأكثر من ستة أمثال ونصف -1.

وأدت التطورات اللاحقة في تسعير النفط، وبخاصة التخفيضات المتعددة التي أجرتها الشركات العالمية على أسعار نفط الشرق الأوسط، وكما يتضح من الجدول أدناه، إلى عملية انفصال تدريجية بين الأسعار المعلنة في خليج المكسيك وتلك المعلنة في الخليج العربي.

تطور أسعار النفط الخام في الشرق الأوسط وخليج المكسيك منذ عام 1944 ولغاية عام 1960 (دولار/برميل)

الشرق الأوسط (نفط العربي الخفيف)	خليج المكسيك (نفط غرب تكساس)	
1.05	1.05	1945 – 1944
1.20 (*)	1.50 (*)	1946 (نوفمبر/دیسمبر)
2.22 (*)	2.75	1947 (دیسمبر)
2.03	2.75	1948 (يوليو)
1.88	2.75	1949 (أبريل)
1.75	2.75	1949 (أكتوبر)
1.75	2.75	1950
1.75	2.75	1951
1.75	2.75	1952
1.75	3.00	1953 (يونيو)
1.97	3.00	1953 (يوليو)
1.97	3.00	1955 (سبتمبر)
2.12	3.25	1957 (يناير ويونيو)
1.94	3.14	1959 (فبراير)
1.84	3.14	1960 (آب)

يشير الجدول أعلاه، بأن أسعار النفط في الشرق الأوسط (ممثلة بالنفط العربي الخفيف السعودي) كانت تساوي أسعار النفط الأمريكية (ممثلة بنفط غرب تكساس) وبواقع 1.05 دولار/ برميل قبل الحرب العالمية الثانية (علماً بأن هناك بعض المصادر التي أشارت إلى أن أسعار الشرق الأوسط كانت تفوق أسعار النفط الأمريكية قبل الحرب العالمية الثانية) 18 .

وقد شهدت أسعار نفط الشرق الأوسط زيادة لتصل إلى 2.22 دولار/ برميل في نهاية عام 1947، إلا أن تلك الزيادة كانت تقل بأكثر من 30 % بالمقارنة مع الزيادة في أسعار خليج المكسيك خلال ذات الفترة ووصولها إلى 2.75 دولار/برميل. كما عملت الشركات على إجراء تخفيض في أسعارها قبل نهاية الحرب لتصل إلى 1.75 دولار/ برميل مع الإبقاء على أسعار خليج المكسيك من دون تغيير. ويعتقد بأن تلك الخطوة كانت متعمدة من قبل الشركات للوصول إلى أسعار

^{17 .} BP Statistical Review of the World Oil Industry, 1961.

^{18 .} عدنان الجنابي، الطبيعة المتغيرة لفروقات أسعار النفط الخام، مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك، مجلد (6) عدد (1)، 1980.

منخفضة للشرق الأوسط والتي اتخذت كأساس لاحتساب الأرباح وفق اتفاقية مناصفة الأرباح ما بين الشركات والدول المنتجة التي بدأ العمل بها في بداية الخمسينات.

وبرغم بعض الزيادات في الأسعار المعلنة لنفوط الشرق الأوسط بعد تطبيق اتفاقية مناصفة الأرباح ما بين عامي 1953 و 1957، فقد عادت الشركات وأجرت تخفيضات في أسعار نفوط الشرق الأوسط خلال عامي 1959 و1960 بشكل كان فيه التخفيض في فبراير 1959 يفوق التخفيض الحاصل في أسعار النفط الأمريكية، أما بالنسبة للتخفيض في أغسطس 1960 فقط كان مقتصراً على أسعار نفوط الشرق الأوسط من دون إجراء أي تخفيض في أسعار النفط الأمريكية. ويسود الاعتقاد بأن إقدام الشركات الكبرى الامتيازية على تخفيض الأسعار في نهاية الخمسينات وبداية الستينات كان موجها، بالدرجة الأولى، ضد شركات النفط المستقلة التي ظهرت في السوق خلال تلك الفترة ومنعها من تهديد الموقع الاحتكاري للشركات الكبرى 1960.

وهكذا أصبحت الأسعار المعلنة في الخليج في أغسطس 1960 تعادل حوالي 58 % من أسعار النفوط الأمريكية في خليج المكسيك بعد أن كانت مساوية (أو تفوقها) في فترة ما قبل الحرب. وهذا ما أدى إلى قطع العلاقة ما بين أسعار النفوط الأمريكية وأسعار نفوط الشرق الأوسط والتي استمرت ردحاً من الزمن.

1-2: الفترة منذ قيام أوبك ولغاية عام 1971

بشكل عام، تدهورت قوة الشركات النفطية الاحتكارية في السوق وبشكل تدريجي على مر السنين. وخلال عقد الستينات من القرن الماضي بدأت سيطرة الشركات النفطية الكبرى على الإمدادات النفطية الفائضة المحتملة في السوق العالمية بالتآكل بشكل واضح لأسباب عديدة منها:

- 1. قيام دول الاتحاد السوفيتي السابق بتصدير النفط الخام إلى خارج دول المنظومة المذكورة في نهاية الخمسينات وذلك بسبب الحاجة الماسة إلى العملة الصعبة ²⁰. وبهدف الحصول على موطئ قدم وحصة في السوق في ظل هيمنة الشركات النفطية الكبرى كان على الاتحاد السوفيتي أن يسلك سياسة الأسعار التنافسية.
- 2. بدء إنتاج النفط من مصادر جديدة واقعة خارج سيطرة الشركات النفطية الكبرى وذلك بضوء تزايد المناطق المعروضة للاستكشاف سواء تلك التي تخلت عنها الشركات الكبرى نفسها، كما في حالة إصدار القانون رقم 80 لعام 1961 في العراق (الذي تم بموجبه تحديد المساحة المشمولة بالامتيازات بالمناطق الإنتاجية فقط والتي كانت حوالي 0.5 % من إجمالي مساحة الامتيازات الأصلية، واستعادة كافة المناطق غير المستغلة من قبل الشركات العاملة في البلد) أو بسبب التقدم التكنولوجي الذي أدى إلى فتح مناطق جديدة للاستكشاف وبخاصة في المناطق المغمورة في مناطق مختلفة من العالم.
- 3. تزايد عدد الشركات النفطية المستقلة (Independents) للعمل في مناطق العالم المختلفة بضمنها الشرق الأوسط وشمال أفريقيا. علماً بأن تلك الشركات قد بدأت بالظهور على

¹⁹ Ramzi Salman and Robea Ferroukhi, Managing Commodity Markets: the Case of OPEC, OPEC Review, Spring 1993.

²⁰ Middle East Economic Consultants (MEEC), The Price of Oil, 1945 – 1983, Report No. 36, July 1984.

مشهد الصناعة النفطية العالمية منذ الخمسينات مثل أوكسدنتال، و كونتنتال واميرادا، وبنكر هنت، وجتي. يذكر بأن دخول الشركات المستقلة في الشرق الأوسط كان قد بدأ في المنطقة المحايدة ما بين السعودية والكويت والذي دخل على أثره ائتلاف شركات "امينويل" في الجانب الكويتي وشركة "جتي" في الجانب السعودي من المنطقة المذكورة.

- 4. بروز تهديد لهيمنة الشركات النفطية الكبرى من قبل شركات نفط وطنية تابعة لبعض الدول الصناعية وذلك بتشجيع ودعم من حكوماتها بهدف تقليل سيطرة الشركات النفطية الكبرى. ومن أهم تلك الشركات هي أيني الإيطالية (بالإضافة إلى شركات أخرى مثل هسبانويل الأسبانية) والتي كانت الأكثر اندفاعاً وعرضت شروطاً أفضل للحصول على عقود امتياز في مناطق تسيطر عليها الشركات الكبرى²¹.
- 5. ظهور بعض شركات النفط الوطنية التابعة لبعض الدول المنتجة والمصدرة للنفط والتي أخذت تبحث عن تجربة في العمليات النفطية كما في حالة كل من الجزائر وليبيا ونيجيريا وأبوظبي والتي بدأت بالتصدير منذ بداية ستينات القرن الماضي.

عموماً، إن اهتمام البلدان المنتجة بالسوق النفطية وبخاصة بالأسعار وما يتعلق بها من علاقات مع الشركات قد تبلور خلال نهاية الخمسينات بشكل دعا تلك البلدان إلى التقارب والتنسيق فيما بينها. وتعتبر التخفيضات الكبيرة التي أجرتها الشركات على الأسعار المعلنة في نهاية عقد الخمسينات وفي عام 1960 القشة التي قصمت ظهر البعير في التعجيل في قيام منظمة أوبك. حيث كانت أحد العوامل المهمة التي دفعت بالدول المنتجة للوصول إلى اتفاق أو تنظيم يحمي مصالحها باتجاه استقرار أسعار نفوطها وعوائدها لاسيما وأن تلك البلدان قد بدأت تخطط باتجاه تنمية اقتصاداتها بعد أن حصل العديد منها على استقلالها بعد الحرب العالمية الثانية خصوصاً وأن تلك الحقبة قد تميزت بانتشار الشعور الوطني والقومي وتنامي حركاته. وبعد التخفيض الأخير في الأسعار في عام 1960 أصبح الوضع لا يمكن السكوت عنه، ما أدى إلى اتفاق خمس دول وهي العراق وإيران والكويت والسعودية وفنزويلا للإجتماع في بغداد في أيلول/ سبتمبر خمس دول وهي العراق وإيران والكويت والسعودية وفنزويلا للإجتماع في بغداد في أيلول/ سبتمبر عنه من دون ضجة إعلامية، ولكن سرعان ما شعر العالم بتأثيرها.

وانضمت لاحقاً دول أخرى إلى المنظمة وهي قطر (1961) وليبيا واندونيسيا (1962) وانضمت لاحقاً دول أخرى إلى المنظمة وهي قطر (1961) وليجيريا (1971) واكوادور (1973) والإمارات العربية المتحدة (2007) والجزائر (1969) ونيجيريا (1973) وانغولا (2007) 22.

وكانت الدول المؤسسة حريصة على تحديد أهداف المنظمة لتكون خالية من مظاهر التحدي والمجابهة وإن تكون متوازنة إلى حد ما بقدر تعلق الأمر بمصالح الدول المنتجة والمستهلكة وشركات النفط العاملة في أراضيها، حيث حددت تلك الأهداف كما يلي: -

1. تنسيق وتوحيد السياسات النفطية للدول الأعضاء وتعيين أفضل السبل لحماية مصالحها بصورة منفردة وجماعية.

^{21 .} Robert Mabro, Oil Price Concepts, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 3, 1984.

^{22 .} تتألف المنظمة حالياً من (12) دولة، حيث أنهت الغابون عضويتها في المنظمة في يناير 2005 وعلقت أندونيسيا عضويتها في يناير 2009. أما الأكوادور فقد علقت عضويتها خلال الفترة من ديسمبر 1992 ولغاية أكتوبر 2007.

- 2. وضع الطرق والأساليب لضمان استقرار الأسعار في أسواق النفط الدولية بغية إزالة التذبذبات الضارة وغير الضرورية فيها.
- 3. حماية مصالح الدول المنتجة وضمان دخل ثابت لها وضمان إمدادات النفط إلى الدول المستهلكة بطريقة اقتصادية ومنتظمة مع فوائد مناسبة لرؤوس أموال الشركات المستثمرة في الصناعة النفطية.

وخلال العقد الأول من عمرها انشغلت المنظمة في تثبيت كيانها وتطوير أجهزتها ولم تفتح موضوع طريقة التسعير والأسعار بشكل مباشر في مفاوضاتها مع الشركات الإمتيازية، بل تم التطرق إلى جوانب أخرى والتى نتجت في النهاية في تحسين عوائدها النفطية.

فبرغم أن المنظمة لم تتمكن في البداية من استعادة مستويات الأسعار المعلنة (حيث أن أسعار عام 1958 لم يتم استعادتها إلا في عام 1971)، فإن مجرد قيام منظمة أوبك كان عاملاً لمنع الشركات من إجراء تخفيضات سعرية أخرى²³. وبالتالي، فقد اتسمت فترة الستينات باستقرار الأسعار على نفس مستوياتها المثبتة منذ آخر تخفيض عند عام 1960.

كما استطاعت دول المنظمة التوصل إلى عقد اتفاقيات مع الشركات الامتيازية أدت إلى زيادة في عوائدها النفطية. ومن أهم تلك الاتفاقيات، والتي اعتبرت أول مكسب جماعي حصلت عليه منظمة أوبك لأعضائها بعد مفاوضات طويلة وصعبة مع الشركات هي ما سميت بإتفاقية تنفيق الريع (Expensing Royalties) ²⁴ في عام 1964 والتي جرى من خلالها تعديل احتساب عوائد الدولة الضريبية وزيادتها باعتبار فقرة الريع بمثابة تكاليف يجب اقتطاعها قبل إجراء احتساب الأرباح وتوزيعها. هذا بالإضافة إلى الاتفاقيات المتعلقة بعمولة التسويق التي كانت تمنح للمشترين.

بشكل عام، لا تقتصر أهمية تلك الاتفاقيات على المكاسب المادية التي جنتها دول أوبك بشكل مباشر، بل كانت تعتبر بداية لتحرك موازين القوى لصالح الدول المنتجة وأضعاف لموقف الشركات الامتيازية، وبخاصة منذ نهاية الستينات. وبسبب تلك الاتفاقيات أصبح مفهوم السعر المعلن ذات طابع مالي بحت.

1-3: الفترة ما بين عام 1971 و 1973

برغم أن منظمة أوبك استطاعت المحافظة على المستوى العام للأسعار المعلنة خلال فترة الستينات، فإن العائدات الحقيقية المحتسبة على أساس تلك الأسعار فقدت من قيمتها الشرائية جراء التضخم الحاصل في اقتصاديات الدول الصناعية التي كانت المصدر للجزء الأعظم الستيرادات الدول النفطية من سلع وخدمات.

ففي الوقت الذي بقيت فيه الأسعار المعلنة على نفس مستوياتها خلال الفترة 1960 – 1970، ارتفع الرقم القياسي لأسعار صادرات الدول الصناعية إلى 117 في عام 1970 (1960 = 100) وذلك وفق أرقام صندوق النقد الدولي.

ومما زاد من الانخفاض في القيمة الحقيقية لأسعار النفط هو الانخفاض الحاصل في قيمة

^{23 .} Joe Stock, Middle East Oil and Energy Crisis, Monthly Review Press, 1975.

^{24 .} Robert Mabro, Oil Price Concepts, Oxford Institute for Energy Studies, WPM3, 1984.

الدولار الأمريكي (عملة تسعير النفط في الأسواق الدولية) إزاء العملات المحلية للدول الصناعية الأخرى والتي قدرت بحدود 20 % ما بين عامي 1957 و 1970 25.

وبالإضافة إلى الانخفاض الحاصل في القوة الشرائية لعوائد دول أوبك خلال فترة الستينات، طرأت بعض التطورات على السوق النفطية العالمية، وبخاصة في بداية السبعينات، ومن أبرزها ما يلى: -

- 1. انخفاض وتائر نمو الاحتياطيات النفطية العالمية بالمقارنة مع معدلات نمو الاستهلاك، بالإضافة إلى ظاهرة النضوب التي بدأت تعاني منها بعض الحقول النفطية القديمة في الولايات المتحدة وفنزويلا.
- 2. حصول زيادات غير متوقعة في الطلب العالمي على النفط الخام، حيث ارتفع الاستهلاك العالمي بواقع 8.5 % في عام 1970.
- 3. تخفيض في إنتاج النفط الليبي بموجب قوانين المحافظة على الثروة الهيدروكربونية، ما أدى إلى شحه في العرض النفطى في منطقة شمال أفريقيا.
- 4. توقف الضخ في أنبوب التابلاين (TAPLINE) السعودي للتصدير عبر موانئ البحر الأبيض المتوسط في مايو 1970، ما نتج عنه نقيص في الإمدادات النفطية المتجهة إلى أوربا الغربية من منطقة شرق البحر الأبيض المتوسط.

وقد نتج عن التطورات المشار إليها أعلاه تحول نوعي في سوق النفط العالمية لتتحول إلى سوق بائع بعد أن ظلت طيلة السنوات السابقة سوق مشتري، ما هيأ الأرضية المناسبة لدول أوبك للبدء بمرحلة جديدة من العمل وطرح بعض المواضيع من ضمنها الأسعار لمناقشتها مع الشركات الإمتيازية. وقد تكون هذه أحد أهم المراحل في مسار المنظمة، إذ تم في بداياتها التفاوض ولأول مرة بشكل جماعي مع الشركات لتعديل الأسعار المعلنة ذاتها والتي كانت تحددها الشركات.

وبعد دخولها بجولات طويلة من المفاوضات مع شركات النفط العالمية خلال الفترة 1970 - 1971، تمكنت دول أوبك من التوصل إلى عقد اتفاقية في فبراير 1971 سميت بإتفاقية طهران والتي شملت بلدان منطقة الخليج العربي الأعضاء في المنظمة والتي اعتبرت نقطة تحول في الصناعة النفطية. وكان من أبرز سمات تلك الاتفاقية هي زيادة الأسعار المعلنة وزيادة نسبة الضريبة من 50 إلى 55 % من السعر المعلن بالإضافة إلى تحقيق زيادة سنوية ثابتة في السعر المعلن بنسبة %2.5 للتعويض عن التضخم، مع إزالة الفروقات في الأسعار المعلنة بين الدول الأعضاء واختيار النفط العربي الخفيف السعودي كنفط إشارة أو النفط المرجعي (Crude)

وقد أعقب ذلك عقد اتفاقية طرابلس في شهر مارس 1971 بخصوص صادرات النفط من موانئ البحر الأبيض المتوسط وبشروط أفضل نسبياً وزيادة أعلى في الأسعار بالمقارنة مع اتفاقية طهران. علماً بأن فترة سريان الاتفاقيات هي خمس سنوات تنتهي في 1975 وفق ما اتفق عليه في حينه.

^{25 .} فوزي القريش، التطور التاريخي لأسعار النفط الخام حتى عام 1973، مجلة النفط والتنمية، بغداد، عدد (3)، السنة (4)، ديسمبر 1978.

^{26 .} Platts Oilgram News, Vol. 58, September 15, 1980.

وبعد حصول تخفيض في قيمة الدولار الأمريكي مقابل العملات الرئيسية الأخرى، وبخاصة في نهاية عام 1971، عقدت دول أوبك مع الشركات الإمتيازية اتفاقية في بداية عام 1972 باستخدام معادلة سميت «جنيف – 1» تعتمد على معيار لقياس التغيير في سعر صرف الدولار مقابل معدل أسعار تسع عملات رئيسية عالمية والتي تم تعديلها لاحقاً في منتصف عام 1973 لتصبح أحدى عشرة عملة سميت معادلة «جنيف – 2».

وبالنتيجة، فقد تحققت زيادات متسلسلة في أسعار النفط ليرتفع السعر المعلن للنفط العربي الخفيف السعودي من 1.80 دولار/ برميل في أغسطس 1970 ليصل إلى 1.80 دولار/ برميل في أغسطس 67 % خلال تلك الفترة، وكما يتضح من الجدول التالى:

الأسعار المعلنة للنفط العربي الخفيف خلال الفترة أغسطس 1970 لغاية يناير 1974 (دولار/ برميل فوب رأس تنورة)

السعر	الفترة	
1.80	(أغسطس)	1970
2.18 2.285	(فبرایر) (یونیو)	1971
2.479	(يناير)	1972
2.591 2.742 3.011	(يناير) (أبريل) (أكتوبر)	1973
5.176	(نوفمبر)	1973
11.615	(يناير)	1974

بدون شك، تكمن أهمية اتفاقيتي طهران وطرابلس والاتفاقيات اللاحقة ليس فقط في زيادة العوائد النفطية والتي كانت في غاية الأهمية، بل أنها تمثل أيضاً مرحلة جديدة في علاقة دول أوبك بالشركات الامتيازية ليصبح تحديد الأسعار خاضع للتشاور المشترك ما بين الدول المنتجة والشركات، وبالتالي دخول الدول المنتجة للنفط، ولأول مرة في تاريخ الصناعة النفطية، كطرف في مسألة التسعير إلى جانب الشركات وانتهاء مرحلة اقتصار عملية التسعير على الشركات فقط.

ثانياً: منظمة أوبك والأسعار الرسمية

عند تأسيس منظمة أوبك كانت وحدة الهدف التي تربط الدول الأعضاء بعضها بالبعض الآخر تتمثل بالدرجة الأولى في المحافظة على الحقوق المشروعة للمنتجين والمصدرين للنفط وجعل الأسعار مجزية تتناسب مع قيمة هذا النوع من الطاقة في ضوء حقيقة أن النفط الخام مصدر طاقة ناضبة، والتي لم تعير لها الشركات أي اهتمام، بالإضافة إلى اعتبارات لها علاقة بكلفة مصادر الطاقة البديلة. كما تتناسب الأسعار أيضاً مع الأهداف الإستراتيجية لخطط التنمية

والاحتياجات المالية لهذه الدول. وهكذا أصبحت الأسعار والتسعير مركز الثقل في مهمات منظمة أوبك.

1973: قرارات أوبك السعرية في نهاية عام 1973.

برغم الإنجازات التي حققتها بلدان أوبك، منذ تأسيسها، من مكاسب وصولاً إلى اتفاقية طهران والاتفاقيات اللاحقة واشتراك الدول في تحديد الأسعار بالتفاوض مع الشركات منذ فبراير 1971، فقد استمرت الشركات تتمتع بالدور الرئيسي في تحديد السعر نظراً لموقعها المتميز في صناعة النفط الدولية ولاستمرار سريان اتفاقيات الامتياز في معظم الدول المنتجة 27. حيث أن القيود التي تضمنتها تلك الاتفاقيات قد جعلت الأسعار المعلنة تتطور ببطء. وبالتالي، أصبحت زيادات الأسعار السنوية التي تم الاتفاق عليها مع الشركات لا تتناسب مع الزيادات في معدلات التضخم أو ما يحصل في السوق النفطية ذاتها بقدر تعلق الأمر بأسعار المنتجات النفطية أو النفط الخام في السوق الفورية. وكانت النبيجة الهبوط المستمر للقيمة الشرائية لإيرادات الدول المنتجة للنفط.

فمثلاً، قدرت مصادر الأمم المتحدة معدلات التضخم السنوية متمثلة بمتوسط أسعار البضائع الصناعية المستوردة من قبل الدول المنتجة للنفط بحدود 8-10%، وهو مستوى لا يتناسب مع ما نصت عليه اتفاقية طهران من تعويض للدول المنتجة عن الخسائر التي تلحق بإيراداتها جراء التضخم (أي بنسبة 2.5%).

وارتفعت قيمة البرميل المركب من المنتجات النفطية في سوق روتردام في هولندا من 3.903 دولار في الربع الأول من عام 1971 لتصل إلى 6.216 دولار في مايو 1973، ما يعني ارتفاع كبير في أرباح الشركات الامتيازية. كما ارتفعت أسعار النفط الخام في السوق الفورية (برغم محدودية حجم تلك السوق في حينه) بشكل يفوق مستويات الأسعار المعلنة 28 .

هذا بالإضافة إلى التطورات الأخرى التي حصلت خلال تلك الفترة ومنها تأميم المصالح البترولية في الجزائر (1971) والتأميم في العراق (1972) والمفاوضات الخاصة باتفاقيات المشاركة (Participation) والتي هدفت إلى دخول الحكومات شريكاً في امتلاك أصول الشركات العاملة في أراضيها والتي بدأت بشكل تدريجي منذ عام 1973 (لتكتمل لاحقاً 100 % خلال الفترة 1976 – 1977) وظروف الحرب العربية الإسرائيلية في أكتوبر 1973.

عموماً، بضوء الظروف والتطورات المشار إليها أعلاه، التي عكست تغير في موازين القوى لصالح الدول المنتجة، قامت دول أوبك بإلغاء اتفاقية طهران والاتفاقيات اللاحقة وتم دعوة شركات النفط الامتيازية للتفاوض معها وتعديل اتفاقية طهران لتنسجم مع الظروف الجديدة.

وبعد تعثر المفاوضات أيقنت الدول المنتجة عدم جدوى استمرار المباحثات بضوء رفض الشركات لمطالبها. وفي اجتماع الدول الأعضاء في أوبك في منطقة الخليج العربي في مدينة الكويت يوم 16 أكتوبر 1973 اتخذت قرارها التاريخي، الذي يعتبر نقطة تحول رئيسية في صناعة النفط العالمية، وذلك بقيامها بإعلان الأسعار من جانب واحد. ونص القرار على تعديل الأسعار المعلنة وزيادتها

^{27 .} فوزي القريش، التطور التاريخي لأسعار النفط الخام حتى عام 1973، مجلة النفط والتنمية، بغداد، عدد ديسمبر 1978.

^{28 .} Yannis Stournaras, Are Oil Price Movements Perverse? A Critical Explanation of Oil Price Levels, 1950 – 1985, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 6, 1985.

²⁹ J.E. Hartshorn, Government Sellers in a Wider Open Crude Market, MEES, 30 April, 1984.

بالنسبة لنفوط الخليج العربي بمقدار 70 % عما كانت عليه قبل إصدار القرار ليصبح سعر نفط الإشارة (العربي الخفيف) 5.176 دولار/ برميل، وبالنسبة لدول البحر الأبيض المتوسط المنتجة للنفط تجري كل دولة دراسة للعوامل الموضوعية المؤثرة على الأسعار بهدف تحديد الأسعار المعلنة لنفوطها بصورة عادلة $\frac{30}{2}$.

وفي اجتماع لها في نهاية عام 1973، قررت دول أوبك زيادة سعر نفط الإشارة إلى 11.651 دولار/ برميل وذلك اعتباراً من بداية عام 1974، كما في الجدول المشار إليه أعلاه في الفصل الأول. وهكذا أصبح يشار إلى قرارات تعديل الأسعار وزيادتها في عام 1973/ 1974 بالصدمة النفطية الأولى والتي تعتبر بمثابة بدء عهد جديد في صناعة النفط العالمية وبداية الدور المؤثر والفعال لمنظمة أوبك، ولأول مرة عبر تاريخ الصناعة الطويل، في سوق النفط الدولية أي أن هذه المرحلة شهدت انتقال قرار التسعير إلى المنظمة بعد أن كان طوال عقود بيد الشركات. وبالتالي أصبحت مسألة تحديد أسعار نفط أوبك ونسبة الضرائب المفروضة على الشركات العالمية في أراضي أعضائها عملاً من أعمال السيادة الوطنية تقرره دول أوبك وحدها من دون الرجوع إلى الشركات ومن خلال الإرادة الجماعية لدول المنظمة ممثلة في مؤتمراتها الوزارية.

2-2: هيكل الأسعار الرسمية.

أدت التطورات التي شهدتها صناعة النفط العالمية في أوائل سبعينات القرن الماضي إلى تغيير هام في هيكليتها، تمثلت بالدرجة الأساس بتوليّ الدول المنتجة لمهمة تحديد الأسعار بالإضافة إلى تأثيرها المتزايد في العمليات الانتاجية وتحديد الكميات المنتجة وفقاً لقرارات التأميم والمشاركات التي اتخذتها تلك الدول وذلك بدلاً من الشركات، وهذا ما ساعد الدول المنتجة في القيام بمهمتها الجديدة في إدارة عملية التسعير.

بعد تعديل الأسعار وزيادتها في نهاية عام 1973 وبداية عام 1974، اتسم هيكل الأسعار وأقدمت بالارتباك وعدم الوضوح. وحاولت أوبك إعادة النظام والانسجام إلى هيكل الأسعار. وأقدمت على إلغاء ما كان يعرف بنظام السعر المعلن وما يتعلق به من ضريبة وريع وهامش للشركات النفطية الإمتيازية وإحلال نظام السعر الواحد محله أي السعر الرسمي³¹ واستغرقت عملية إعادة ترتيب أو عقلنة السعر فترة حوالي السنة. وعلى وجه التحديد، أصبح السعر المعلن، ومنذ مطلع عام 1975، غير معول عليه وظهرت الأسعار الرسمية التي تحددها الدول لنفوطها (والتي حددت في البداية بنسبة %93 من الأسعار المعلنة) ²³، ما أدى إلى ظهور ما يسمى بسعر نفط الإشارة كأساس لتحديد أسعار النفوط الأخرى. علماً بأن دول أوبك كانت مضطرة لإعادة بيع إنتاجها ثانية إلى الشركات الإمتيازية (برغم إجراءات التأميم والمشاركات التي إتخذتها)، كون الشركات تسيطر على الجزء الأكبر من منظومة التكرير العالمية.

 ^{30 .} حافظ التكمجي، أضواء على النظام الجديد لتسعير النفط الخام، مجلة النفط والعالم، شركة النفط الوطنية العراقية، ديسمبر
 1973 .

^{31 .} تطور فروقات الأسعار بين النفوط الخفيفة والثقيلة واتجاهاتها المستقبلية، منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، الإدارة الاقتصادية، أغسطس 2006.

^{32 .} Robert Mabro, Oil Price Concepts, Oxford Institute for Energy Studies, WPM3, 1984.

يذكر، أن مبيعات النفط من قبل الحكومات أو شركاتها النفطية الوطنية إلى الأطراف الثالثة كانت تتم على أساس الأسعار الرسمية (Official Prices) أو أسعار البيع الحكومية (Government Selling Prices). مع العلم أن مثل تلك المبيعات كانت محدودة جداً في البداية (باستثناء بعض صفقات المقايضة مع دول أوربا الشرقية) لكنها تزايدت في الأهمية في النصف الثاني من السبعينات. كما وجدت بعض الدول المنتجة، وبخاصة تلك التي لم يكن لديها وكالات تسويقية، بأنه من المناسب والأفضل بيع نفوطها إلى ذات الشركات النفطية العاملة في أراضيها. وهذا ما أدى إلى استحداث ما يسمى بأسعار إعادة الشراء (Buy-back Prices).

وبزوال نظام الامتيازات وإتخاذ أوبك لقرارها التاريخي بتحديد الأسعار فقد كان عليها التعامل مع المسائل الخاصة بالأسعار والتسعير وتعقيداتها ومضاعفاتها الاقتصادية والسياسية. وبشكل عام، اشتمل هيكل أسعار أوبك الرسمية على مجموعتين فرعيتين متلازمتين من الأسعار وهما:

- 1. سعر أساس مطلق لنفط الإشارة (العربي الخفيف) باعتباره مرجع للهيكل الكامل للأسعار.
- 2. أسعار رسمية للنفوط الأخرى لدول أوبك التي يتم تحديدها، بعد حسم مسألة سعر نفط الإشارة، باستخدام آلية عامة للتسعير يطلق عليها فروقات الأسعار. فبضوء اختلاف النفوط الخام من ناحية النوعية والموقع الجغرافي تكون الأسعار مختلفة من نفط لآخر.

وسيتم في أدناه التطرق إلى ذلك وبشيء من التفصيل.

2-2-1: تسعير نفط الإشارة

بضوء طبيعة أسعار النفط وتعقيداتها وتعدد وتنوع العوامل التي تؤثر فيها وباتجاهات متفاوتة، فإنه ليس من السهولة بمكان تفسير التغييرات التي تطرأ على الأسعار من مستوى إلى آخر. لكن ما هو أصعب من ذلك محاولة إيجاد التفسيرات والمبررات لكيفية وصول مستويات الأسعار ذاتها إلى ما هي عليه 33 .

عموماً، لم تكن أسعار النفط التي أعلنتها أوبك منذ بداية عام 1974 عفوية بالكامل وإنما استندت إلى بعض الاعتبارات ومنها: -

- 1. القيمة الحقيقية للنفط كمصدر طاقة وكمادة أولية وثروة وطنية آيلة للنضوب. وبعيداً عن كيفية تقييم ذلك، فإن النظريات الاقتصادية الخاصة بالمصادر الناضبة أخذ يتزايد استخدامها، وبخاصة على المستوى الاكاديمي، في تحليل أسعار النفط في الفترة التي أعقبت أحداث 1974/1973، بينما نادراً ما تم استخدامها في الفترة السابقة لذلك، بل كانت الأطراف الرئيسية المؤثرة في السوق النفطية تتصرف خلال الخمسينات والستينات من القرن الماضي وكأن النفط مادة غير قابلة للنضوب 34.
- 2. ربط أسعار النفط بأسعار مصادر الطاقة الأخرى. ويعتقد الكثير في هذا الخصوص بأنه قبيل تعديل الأسعار وزيادتها خلال الفترة 1974/1973، كانت مستويات أسعار النفط منخفضة مقارنة بمستويات أسعار مصادر الطاقة البديلة، وبخاصة الفحم. لكنه بعد تلك

^{33 .} Ralph Cassady, Jr. Price Making and Price Behaviour in the Petroleum Industry, Kennikat Press, 1973.

^{34 .} Yannis Stournaras, Are Oil Price Movements Prevers? A Critical Explanation of Oil levels, Oxford Institute for Energy Studies, WPM6, 1985.

الزيادات أصبحت أسعار مصادر الطاقة البديلة تلحق بأسعار النفط 35.

3. تطور أسعار النفط بالإرتباط مع معدلات التضخم في الدول الصناعية، وذلك للمحافظة على القوة الشرائية الحقيقية للعوائد النفطية، بضوء اعتماد دول أوبك وبشكل كبير في استيراداتها من السلع والخدمات على الدول الصناعية.

ومما زاد من صعوبة مهمة تحديد مستوى سعر نفط الإشارة هو عدم وجود سوق فورية كبيرة للنفط الخام يمكن الركون إليها. فبرغم اعتقاد عدد قليل من الخبراء بأن عدد الصفقات المتحقة بين الشركات النفطية الكبرى والشركات المستقلة كبير بما فيه الكفاية بشكل يجعل أسعار السوق الفورية (أو كما يطلق عليها السوق الحرة Arm's Length) بمثابة أسعار صفقات حقيقية، هناك شبه إجماع بأن أسعار السوق الفورية خلال تلك الفترة لا تمثل أسعاراً تعكس عوامل السوق الحقيقية بضوء النسبة المنخفضة لتلك الصفقات من إجمالي صفقات النفط في السوق الدولية.

وبقدر تعلق الأمر بنفط الإشارة (أي النفط العربي الخفيف بكثافة API 34)، فإن اختياره لم يكن عملية اعتباطية. فهو ينتج ويصدر من قبل دولة عضو في أوبك – السعودية – بكميات كبيرة ويتميز بنوعية متوسطة مقاربة لمتوسط النوعية لنفوط أوبك، ما يمنحه ميزة واضحة في توفير معيار حقيقى لنظام التسعير.

كما أنه يفهم من سعر نفط الإشارة على مستوى منظمة أوبك على أن تحديده يتم من قبل منظمة أوبك برغم أنه نفط سعودي. وهذا ما نتج عن بعض التعقيدات والمشاكل.

فمثلاً، إن مسألة تحديد السعر قد تكون مدخلاً لإثارة موضوع مفهوم السيادة والتي قد تكون على نوعين في حالة نفط الإشارة: -

- السيادة بقدر تعلق الأمر بمنظمة أوبك، والتي يفترض أن تكون الجهة التي تحدد السعر باعتباره السعر المرجعي الوحيد للمنظمة.
- السيادة بقدر تعلق الأمر بالدولة المنتجة والمصدرة لتلك النوعية من النفط - أي السعودية- والتي من حقها ممارسة سيادتها الكاملة على أسعار مصادرها الطبيعية ومن ضمنها النفط الخام الذي حصل وأن اتخذت منظمة أوبك أحد أنواعه كنفط إشارة 36.

إضافة إلى ذلك، برغم أن سعر نفط الإشارة يعتبر سعر رسمي خاص من بين أسعار أوبك الرسمية، فهو بالنسبة للسعودية سعر رسمي لأحد نوعيات نفوطها التي يجب أن تتنافس مع بقية أنواع نفوط أوبك الإخرى في السوق الدولية وأحد المكونات لسلة نفوطها التصديرية التي قد تضطر لتغيير نسب تلك المكونات لأسباب مختلفة، وما يعني ذلك من تأثيرات مباشرة للسعر على عوائدها التصديرية.

وبضوء الاختلاف في الاستراتيجيات التسعيرية والمصالح فيما بين دول أوبك المختلفة تبعاً للتفاوت في الاحتياطيات والظروف الخاصة بكل دولة، فإنه من المنطقي حصول تباين في وجهات النظر بصدد تسعير نفط الإشارة، وبخاصة ما بين السعودية، لوحدها أو مع دول أخرى، من جهة ودول أوبك الأخرى، من جهة أخرى. وجرت العادة على طرح وجهات النظر المتباينة خلال اجتماعات أوبك لمناقشتها تمهيداً للوصول إلى اتفاق.

^{35 .} Middle East Economic Consultants (MEEC), The Price of Oil 1945 – 1983, Report No. 36, July 1984.

^{36 .} Robert Mabro, Oil Price Concepts, Oxford Institute for Energy Studies, WP M3, 1984.

إلا أنه في غياب الوصول إلى اتفاق، كما حصل في بعض المناسبات (ومنها في عام 1979 الذي استمر لفترة سنتين)، فإن ذلك ينتج عن حالة يطلق عليها بازدواجية هيكلة مرجعية أسعار أوبك وظهور ما يسمى "بالسعر المرجعي الاعتباري أو النظري" (Deemed Marker Price) الذي تحدده دول منظمة أوبك الأخرى والذي يقتصر استخدامه كمرجع تحدد على أساسه دول أوبك الأخرى الأسعار الرسمية لنفوطها بمختلف أنواعها. ويختلف ذلك عن السعر المرجعي الحقيقي الأخرى (Actual Marker Crude) الذي تحدده السعودية ويتم استخدامه كسعر حقيقي لصادرات السعودية من النفط العربي الخفيف.

وبشكل عام، كان ينظر إلى حالات ازدواجية الأسعار المرجعية على أنها حالة استثنائية غير مرغوبة من قبل كافة الأطراف وأنه حال بروزها تجرى المحاولات لتوحيد هيكل الأسعار. وفي مثل هذه الحالات ، تعتبر حالة السوق النفطية العالمية من أهم العوامل المؤثرة في مدى امكانية وسرعة التوصل إلى تسوية والاتفاق على سعر موحد لنفط الإشارة.

وقد مرت الأسعار بتطورات مهمة خلال فترة إدارة أوبك لعملية التسعير والتي امتدت من عام 1974 ولغاية عام 1985 وارتبطت بمفهوم الأسعار الرسمية للنفوط الخام التي تحددها الدول المنتجة.

وخلال تلك الفترة، ارتفع سعر نفط الإشارة من 11.51 دولار/برميل في عام 1975 ليصل إلى 34 دولار/برميل كحد أعلى في نوفمبر 1981 لينخفض بعدها، ولأول مرة، إلى 29 دولار/برميل منذ مارس 1983، وكما يتضح من الجدول في أدناه:

تطور أسعار نفط الإشارة (العربي الخفيف) خلال الفترة 1975 - 1985 (دولار/برمبل)

11.51	سبتمبر	1975
11.51		1976
12.09	يناير	1977
12.70	يوليو	
12.70		1978
13.34	يناير	1979
14.546	ابريل	
18.0	يوليو	
24	نوفمبر	
26	يناير	1980
28	ابريل	
30	اغسطس	
32	يناير	1981
34	نوفمبر	
34		(*)1982
29	مارس	1983
29		1985 – 1984

بداية، اتسمت الأسعار، بشكل عام، بالاستقرار خلال الفترة منذ عام 1974 ولغاية عام 1978 والتي أطلق عليها "العصر الذهبي لمنظمة أوبك" 37. فبرغم أن العالم بدأ يشهد انخفاض في استهلاك النفط منذ عام 1975 بالتزامن مع بدء الدول الصناعية في اتباع سياسات من شأنها تقليل اعتمادها على النفط، شهدت الفترة المذكورة أعلاه استقرار نسبي من دون ظهور شحة هامة أو تخمة خطيرة في الإمدادات النفطية العالمية، ما أدى إلى استقرار في مستويات أسعار النفط العالمية لتتراوح ما بين 12.21 إلى 13.55 دولار/برميل وحوالي 12 دولار/ برميل لسعر نفط الإشارة خلال تلك الفترة .

ودفعت ظروف السوق المستقرة نسبياً دول أوبك بالتفكير بإدخال مفهوم الزيادات التدريجية للأسعار لتفادي حدوث أزمة نفطية جديدة كما حصل في بداية السبعينات. وقد اتخذت قرارات بهذا الشأن في نهاية عام 1978، وذلك بزيادة أسعار نفط الإشارة بشكل تدريجي تبعاً لأرباع السنة لعام 1979 وبواقع 5 % للربع الأول على أن تلحقها زيادات إضافية أخرى قدرها 3.8 % للربع الثانى و \$2.50 للربع الثانى و \$2.60 % للربع الربع الربع الربع الربع من العام المذكور.

إلا أن ما حصل كان مختلف وغير متوقع وسادت السوق ظروف أشبه بالفوضى، حيث حصلت الصدمة الثانية للأسعار في عام 1979 والتي تزامنت مع بعض الأحداث السياسية، وبخاصة الثورة الإيرانية والأحداث التي سبقتها والتي أدت إلى تخفيض الإنتاج الإيراني في بداية عام 1979 إلى حوالي 500–700 ألف ب/ي وانقطاع صادراتها النفطية لغاية مارس من العام المذكور. ومما ساعد في تفاقم المشكلة وإطالة ظروف الشحة وتعميقها في السوق العالمية هي نشوب الحرب العراقية الإيرانية في عام 1980 والتي أدت إلى تخفيض إنتاج الدولتين بصورة مجتمعة إلى حوالى مليون ب/ي فقط بالمقارنة مع 6.5 مليون ب/ي قبل عام من ذلك.

وساعدت تلك الأحداث والشحة في الإمدادات إلى إثارة القلق العالمي حول أمن الإمدادات وبخاصة بعد أن أعلنت معظم شركات النفط الكبرى حالة "القوة القاهرة" وتوقف تزويدها للعديد من أصحاب المصافي على أساس العقود الطويلة الأمد التقليدية، ما أدى إلى قيام أصحاب المصافي بالتوجه إلى السوق الفورية للحصول على احتياجاتهم أو الاتصال المباشر بالدول المنتجة. وهذا ما ساعد على زيادة الأسعار الفورية وبخاصة من قبل بعض شركات المصافي المدعومة من قبل الحكومات كالمصافي اليابانية، والتي كانت مستعدة لدفع علاوات على الأسعار لضمان الإمدادات، ما دفع بالأسعار إلى مستويات أعلى 30. وقد أدى ذلك بمجمله إلى تغير جذري في ظروف سوق النفط العالمية لتتحول إلى سوق بائع خلال الفترة 1979 – 1981.

وبالتالي، أصبحت قرارات أوبك التسعيرية التي اتخذت في نهاية عام 1978 غير واقعية لا تتناسب والتطورات الجديدة في السوق. وبدلاً من الزيادات التدريجية في الأسعار، حصلت سلسلة من القفزات السعرية في معظم الدول المنتجة من داخل وخارج أوبك، بشكل يسوده عدم التنسيق

^{37 .} Ali M. Jaida, Oil Pricing: A Role in Search of an Actor, Petroleum Intelligence Weekly (PIW), Special Supplement, September 12, 1988.

⁽وفي أحيان أخرى اطلق على كامل الفترة 1974 - 1982 بالعصر الذهبي للمنظمة «نفس المصدر»)

^{38 .} WRTG Economics, Oil Price History and Analysis, Energy Economics News Letter, 2007. File://c:\users\mhh\Desktop\prices.htm

^{39 .} Yannis Stournaras, Are Oil Price Movements Preserve? A Critical Explanation of Oil Price Level, 1950 – 1985, Oxford Institute for Energy Studies, WPM6, 1985.

في أكثر الأحيان⁴⁰، وذلك برغم استمرار قيام منظمة أوبك بلعب دور هام في التسعير خلال تلك الظروف.

أدت التطورات الجديدة إلى ارتفاعات حادة في الأسواق الفورية للنفط الخام والمنتجات النفطية خلال عام 1979 ليرتفع السعر الفوري للنفط العربي الخفيف من 28 دولار/برميل إلى 35 دولار/برميل خلال الفترة أبريل – يونيو ومن 35 إلى 41 دولار/برميل خلال الفترة سبتمبر 1979، والذي يفوق السعر الرسمي للنفط المذكور بحدود 23 دولار/ برميل خلال شهر نوفمبر من العام المذكور وتبع ارتفاع الأسعار الفورية سلسلة من الزيادات للأسعار الرسمية بدأتها نفوط بحر الشمال في كل من بريطانيا والنرويج بواقع 1.5 - 1.5 دولار/ برميل في يناير 1979. وبالتالي فإنه بدلاً من وصول سعر نفط الإشارة إلى 14.54 دولار/برميل في نهاية عام 1979 وفقاً لقرار اوبك في نهاية عام 1978، وصل السعر الرسمي للعربي الخفيف إلى 24 دولار/ برميل اعتباراً من نوفمبر 1979، أي بزيادة 9.56 دولار/برميل، ما يعادل حوالي 66 % .

بشكل عام، بهدف اللحاق بالتصاعد الحاد في السوق الفورية، فرضت الدول المنتجة زيادات في الأسعار الرسمية، وبأشكال وتسميات مختلفة (منها على شكل علاوات أو إضافات سعرية). بالإضافة إلى تقليص في كميات بعض العقود أو انهائها كلياً وطرح تلك الكميات في الأسواق الفورية للحصول على عوائد أعلى بأسعار أعلى أو من خلال فرض علاوات توقيعSignature (Signature على العقود الجديدة. وقد تفاوتت الزيادات في الأسعار من دولة إلى أخرى نتيجة لاختلاف في الرؤى والسياسات السعرية بين دول أوبك المختلفة خلال تلك الفترة، ما أضطر منظمة أوبك، وفي أكثر من مناسبة، للاتفاق على إزدواجية في التسعير تشمل سعر معين لنفط الإشارة مع وضع حدود عليا لأسعار نفوط أوبك الأخرى، والذي يعني عدم الاتفاق على فروقات الأسعار ما بين النفوط المختلفة والتي سيتم التطرق إليها بشيء من التفصيل لاحقاً.

فمثلاً، خلال اجتماع اوبك في يونيو 1979، تم الاتفاق على سعر 18 دولار/برميل لنفط الإشارة على أن لا تتعدى أسعار نفوط أوبك الأخرى 23.5 دولار/ برميل 6. وفي الاجتماع الذي عقد في نهاية عام 1980، تم الاتفاق على سعر 32 دولار/ برميل لنفط الإشارة الحقيقي مع سعر اعتباري لنفط الإشارة بواقع 36 دولار/ برميل يتم على أساسه تحديد أسعار نفوط اوبك الأخرى وبشكل لا تتعدى 41 دولار/ برميل 42.

ولم تدوم ظروف سوق البائع طويلاً، حيث أن الصدمة الثانية للأسعار والتطورات التي تلتها قد غيرت جذرياً من ظروف السوق لتتحول ومنذ النصف الثاني من عام 1981 إلى سوق مشتري يسودها التخمة في العرض. وكان على منظمة أوبك أن تجابه تحديات كبيرة في إدارة الأسعار والسوق والتي كانت بمثابة تهديد لوجودها بضوء ظروف السوق الجديدة البالغة الصعوبة. ومن بين تلك التحديات ما يلى: -

1. انخفاض هام في الطلب على النفط، حيث انخفض استهلاك الدول الصناعية من النفط بحدود 7 مليون ب/ى ما بين عامى 1973 و 1984.

^{40 .} Steve Roberts, Who Makes the Oil Price? An Analysis of Oil Price Movements 1978 – 1982, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 4, 1984.

^{41 .} MEES, 2 July 1979.

^{42 .} MEES, 22 December 1980.

ويعزي ذلك بشكل رئيسي إلى التباطؤ في النشاط الاقتصادي العالمي الذي نتج عن الأسعار العالية بالإضافة إلى السياسات التي اتبعتها الدول الصناعية منذ أوائل السبعينات بهدف التقليل من اعتمادها على النفط المستورد، وبخاصة من دول أوبك. وقد نتج عن ذلك زيادة في كفاءة استخدام النفط من خلال الترشيد والتطور التكنولوجي، حيث قدر بأن حوالي 50 % من كمية التخفيض أعلاه في استهلاك النفط في الدول الصناعية يعود إلى اجراءات الترشيد وارتفاع كفاءة الاستخدام. كما شجعت الدول الصناعية تطوير المصادر البديلة، حيث حققت في هذا المجال بعض النجاحات، وبخاصة استبدال النفط بالفحم والطاقة النووية في قطاع توليد الكهرباء. فمثلاً، في الوقت الذي انخفض فيه استهلاك العالم من النفط (عدى دول الاتحاد السوفيتي السابق) بحدود 8 %، تزايد الاستهلاك من الفحم بحدود 25 % ما بين عامي 1973 و 1983.

2. وفي جانب العرض، واجهت أوبك منافسة حادة من تزايد امدادات النفط من دول خارج أوبك. ففي بداية ثمانينات القرن الماضي، بدأت الاستثمارات الهائلة في بعض دول خارج أوبك تثمر عن معدلات عالية من الإنتاج 44. حيث ارتفع انتاج دول المجموعة المذكورة من النفط بأكثر من 11 مليون ب/ي، ما بين عامي 1973 و 1983 والذي يعادل حوالي 40 %، لترتفع حصة دول خارج اوبك إلى أكثر من 68 % من إجمالي انتاج النفط العالمي في عام 1983، بالمقارنة مع 47 % في عام 1973، كما يتضح من الجدول (1) في الملحق.

ويعزى ذلك، وبدرجة كبيرة، إلى تشجيع ودعم الدول الصناعية لشركاتها بالاستثمار في تطوير المصادر الهيدروكربونية المحلية وفي مناطق أخرى من العالم خارج دول أوبك. بالإضافة إلى أن دول خارج أوبك غير ملتزمة بتحديدات سعرية، كما في حالة دول أوبك، ما يمنحها مرونة تسويقية أفضل بالمقارنة مع دول أوبك حيث أن لديها كامل الحرية لفرض أسعار تنافسية تقل عن أسعار أوبك لاستغلال كامل طاقتها الإنتاجية.

8. كما وأدت التطورات الجديدة إلى تغييرات هيكلية في أسواق النفط العالمية. ففي الفترة السابقة لعام 1979، كان الجزء الأعظم من تجارة النفط العالمية يتم على أساس عقود طويلة الأمد ضمن علاقات مستقرة بين البائع والمشتري. وبعد أحداث 1980/1979 حصل تحول كبير من العقود الطويلة الأمد إلى العقود القصيرة الأجل والسوق الفورية بشكل عام، لتستحوذ الصفقات الفورية على أكثر من 80 % من تجارة النفط العالمية بحلول عام 1985 بالمقارنة مع 5-10 % خلال الفترة السابقة لعام 1979.

كما تعرضت سوق النفط العالمية إلى مزيد من حالة التجزئة. ففي الوقت الذي كانت فيه دول أوبك هي المصدر للجزء الأكبر من تجارة النفط الدولية وشركات النفط العالمية المستورد للجزء الأكبر من صادرات اوبك قبل عام 1979، تزايد عدد الشركات التجارية والوسيطة والمضاربين في السوق بعد عام 1979 على حساب اضمحلال دور الأطراف الرئيسية، ما جعل من عملية إدارة التسعير أكثر صعوبة من قبل منظمة أوبك.

نتجت عن التطورات أعلاه ليس فقط توسع في سوق النفط الفورية، بل ايضاً انخفاض في الأسعار الفورية، والذي أدى بدوره إلى بدء سلسلة من التخفيضات في الأسعار من قبل الدول المنتجة للنفط في العالم.

^{43 .} Petroleum Economist, October 1985.

^{44 .} MEES, 13 December 1993.

ولمواجهة تلك التحديات، اضطرت اوبك إلى اجراء تغييرات في استراتيجيتها لتتخذ موقف الدفاع عن السعر بدلاً من القيادة. وحاولت المنظمة السيطرة على سوق النفط وادارته باستخدام ما يعرف بالإدارة الدقيقة (Micro managing) للعمل على استقرار الأسعار من خلال إدخال نظام الحصص الانتاجية منذ مارس 1982، إلا أن ذلك جوبه برفض من قبل بعض دول المنظمة في حينه.

وبضوء استمرار تدهور الأسعار الفورية، اتخذت أوبك قرار تاريخي في اجتماعها في لندن في مارس 1983 يقضي، ولأول مرة، بتخفيض أسعارها الرسمية، وذلك بتخفيض سعر نفط الإشارة بواقع 5 دولار/ برميل إلى 29 دولار/ برميل وتعديل فروقات الأسعار تبعاً لذلك. إضافة إلى ذلك قررت المنظمة في اجتماعها المذكور تحديد سقف انتاج دولها بواقع 17.5 مليون ب/ي وتوزيعه على شكل حصص على الدول الأعضاء. علماً بأنه تم الاتفاق على تخفيض سقف إنتاج اوبك إلى 16 مليون ب/ي في أكتوبر 1984 45 .

وهذا يدل على أن قرارات أوبك لم تتكيف بشكل يتناسب والتطورات الجذرية في أسواق النفط العالمية. فبرغم استمرار الأسعار مرتفعة إلى حد ما، دافعت المنظمة عنها من خلال تبني نظام الحصص الانتاجية، أي أنها عملت على تثبيت كل من السعر وحجم الإنتاج في نفس الوقت وهو أمر بالغ الصعوبة، بينما كانت خلال المرحلة السابقة تعمل على تحديد السعر وتترك أحجام الإنتاج تحدد بالطلب على نفوط كل دولة.

ومع التدهور المستمر للسوق أخذ دور الأسعار الرسمية يتقلص تدريجياً وتفقد من موقعها لصالح أسعار السوق الفورية، بضوء الفائض الكبير في العرض النفطي وقيام بعض دول أوبك باتباع أساليب تسويقية مختلفة أدت بدورها إلى اضعاف أكبر لهيكل الأسعار الرسمية. ومن تلك الأساليب منح حسومات سعرية مباشرة أو غير مباشرة على أسعارها، البيع بشكل مباشر أو غير مباشر بالأسعار الفورية، منح كميات أضافية للعقود القائمة وبأسعار مخفضة، البيع وفق ترتيبات التصفية (Processing Deals)، منح فترات أطول لتسديد أقيام شحنات النفط بالمقارنة مع المدة القياسية البالغة 30 يوم، البيع على أساس واصل (CIF) وتحمل جزء من تكاليف النقل، البيع على أساس الصفقة (Package Deals) التي تشمل سلة من النفوط المختلفة والتي قد يكون بعضها مخفضة الأسعار 6.

وبضوء انحسار دور الأسعار الرسمية وتزايد دور السوق الفورية والزيادة في إنتاج نفوط دول خارج أوبك، فقد بدأت بعض النفوط الخام الأخرى، مثل نفط برنت في بحر الشمال، ونفط ألاسكا، ونفط غرب تكساس الوسيط (WTI) في الولايات المتحدة تلعب دور نفوط إشارة، بالإضافة إلى نفط الإشارة التقليدي (العربي الخفيف)⁴⁷.

ومع تراجع الطلب على نفوطها، سجل انتاج دول أوبك أدنى مستوياته السنوية خلال عام 1975 وبدلك وبحدود 16.7 مليون -10 مليون -10 مليون -10 مليون -10 مليون عدول أي حوالي النصف ما كان عليه في عام -10 مليون -10 مليون -10 من إجمالي الإنتاج العالمي بالمقارنة مع -10 من إجمالي المنافعة ومن المنافعة المناف

^{45 .} Fadhil Al- Chalabi, The Role of OPEC in Market Stabilization, Seventh International Colloquium on Petroleum Economics, Laval University, Quebec, Canada, 6-8 November, 1985.

^{46 .} MEES, 6 December, 1982.

^{47 .} PIW, 10 December, 1984.

1977. (تراجع إنتاج السعودية من 10 مليون ب/ي في 1980–1981 إلى 2.3 مليون ب/ي في أغسطس 1985. 48 .

وبضوء الانعكاسات الوخيمة لذلك على عوائدها النفطية، اضطرت منظمة أوبك إلى تبديل جذري في استراتيجيتها للدفاع عن حصتها في السوق بدلاً من الدفاع أو المحافظة على السعر. وقررت في نهاية عام 1985 التوقف عن لعب دور المجهز المتممّ (Residual Producer) في سوق النفط العالمية والدفع باتجاه حصة أكبر في السوق واللجوء إلى أسلوب الطريقة الترجيعية في التسعير في البداية لتحقيق الهدف المذكور، ما يعنى نهاية لمرحلة التسعير الرسمى للمنظمة.

بدون شك، كان لمشكلة فروقات الأسعار وعدم تمكن المنظمة من صياغة نظام متكامل لتسعير نفوطها المختلفة أحد الأسباب الرئيسية لما آلت إليه الأمور وسيتم في أدناه التطرق بشيء من التفصيل للمشكلة المذكورة.

2-2-2: فروقات الأسعار خلال مرحلة الأسعار الرسمية

بداية، إن مسألة تحديد أسعار النوعيات الأخرى من نفوط دول أوبك (باستثناء نفط الإشارة) كانت،عادة، تترك للدول صاحبة العلاقة، إي الدول المنتجة لتلك النوعيات لتحديدها وفقاً لما تراه أفضل لمصلحتها آخذة بنظر الاعتبار سعر نفط الإشارة وحالة موازنة العرض والطلب في السوق ضمن الإطار العام المتفق عليه داخل المنظمة⁴⁹.

جرت العادة على تسمية الفروقات (والتي هي على شكل علاوات أو خصومات) بين سعر نفط خام وآخر بالفروقات النسبية أو بفروقات الأسعار. وبضوء التأثير المباشر والهام لتلك الفروقات على العوائد النفطية للدول المنتجة، فإنه لا غرابه من اهتمام الدول المنتجة بمشكلة فروقات الأسعار.

تاريخياً، لم تكن الشركات النفطية مكترثة كثيراً بمسألة فروقات الأسعار وتقييم النفوط، وكان جلّ اهتمامها يتعلق بتوزيع حصصها من النفط الخام على مراكز التكرير المتعددة التي تمتلكها وبما يتلاءم ونمط الطلب في الأسواق المختلفة التي تقوم تلك المراكز بخدمتها. وبما أن الشركات النفطية لها حق التملك والتصرف الكامل بجميع أنواع النفوط الخام، فقد فقدت النفوط الفردية أهميتها النسبية، على رغم اختلاف نوعياتها.

لقد كان النظام الأكثر شيوعاً، الذي استخدمته الشركات العالمية للمفاضلة ما بين النفوط المختلفة على أساس نوعيتها يقاس بمعيار واحد ألا وهو الكثافة (API). حيث حددت الشركات قيمة قدرها 2 سنت أمريكي/ برميل لكل درجة كثافة كاملة وذلك كقاعدة تقريبية تعكس فروقات النوعية ما بين تلك النفوط 50. علماً بأن تطبيق النظام المذكور اقتصر بصورة واضحة على النفط الأمريكي داخل السوق الأمريكية، أما بالنسبة للنفوط خارج أمريكا وبخاصة في الشرق الأوسط، فلم تستخدم الشركات نظام حقيقي لفروقات الأسعار، وبالتالي لم تكن أسعار نفوط المنطقة مرتبطة بعضها ببعض، وأن مبدأ 2 سنت/ برميل لم يطبق للمفاضلة ما بين النفوط المختلفة، بل

^{48 .} Adrian Lajous, Crude Oil Pricing Formulas, Oxford Energy Forum, November 2006, Oxford Institute for Energy Studies.

^{49 .} Ali Jaida, The ABCs of OPEC's Oil Pricing System, PIW, October 6, 1980.

^{50 .} Ralph Cassady, Jr. "Price Making Behavior in the Petroleum Industry", Kennikat Press, 1973 .

كان تطبيقه على شكل تغيير محتمل في سعر شحنة النفط نفسها إذا ما تغيرت كثافة تلك الشحنة مقارنة بالكثافة القياسية المنشودة للنفط المذكور المتفق عليها في العقد. أما فيما يخص أسعار النفوط المختلفة (وبالتالي الفروقات فيما بين أسعارها) فقد كانت الشركات تزيدها أو تخفضها كما ترى مناسباً لها وبطريقة لا تستند إلى قواعد ثابتة 51.

وفيما يخص المحتوى الكبريتي، فقد كان معروفاً منذ الأيام الأولى لصناعة التكرير بأن الكبريت عامل ملوّت، إلا أن ذلك لم ينعكس على السعر، بحيث يحتسب بالنسبة للنفوط المنخفضة المحتوى الكبريتي كعلاوة. حيث لم تكن هناك في البداية أي قيود حقيقية على المحتوى الكبريتي، إذ لم تبرز هذه القضية إلا في ستينات القرن الماضي عندما أخذت الاعتبارات البيئية تكسب أهمية خاصة. وبالتالي بدأت التشريعات البيئية الخاصة بتحديد المحتوى الكبريتي في المنتجات النفطية، وبخاصة في أمريكا منذ تلك الفترة.

أما بالنسبة لفروقات الموقع الجغرافي، فقد تم التعامل مع الموضوع خلال مرحلة سيطرة الشركات بطرق متنوعة خلال الفترات المختلفة، وكان من الصعوبة بمكان التمييز بينها وبين فروقات النوعية حيث كانتا مدمجتين ضمن حزمة واحدة، في معظم الأحيان

وخلال فترة مشاركة الدول المنتجة كطرف في تحديد الأسعار بالتفاوض مع الشركات (شباط/ فبراير -1971 تشرين أول/ أكتوبر 1973) استطاعت الدول المنتجة إعادة النظر بنظام الأسعار المعلنة والحصول على مكاسب جديدة منها تخصيص علاوة قدرها 10 سنت/ برميل للنفوط ذات المحتوى الكبريتي المنخفض إذا كانت نسبة المحتوى الكبريتي 0.5 % فما دون، كما تم اعتماد نظام جديد في تقييم درجات الكثافة وذلك على أساس إعطاء 2 سنت/ برميل من برميل علاوة على السعر لكل درجة كثافة تزيد عن 40API وخصم 1.5 سنت/ برميل من السعر لكل درجة تقل عن 40 API.

ومع انتقال السيطرة على الأسعار إلى منظمة أوبك برزت مشكلة فروقات أسعار النفوط الخام. وعدت هذه المشكلة جزءاً لا يتجزأ من عملية تسعير النفوط الخام. وعرفت مشكلة اختيار فروقات السعر هذه ضمن أوساط منظمة أوبك بمشكلة القيم النسبية (Relative Values). وسرعان ما اتضح أن فروقات الأسعار هي مشكلة شائكة وبمثابة كابوس بالنسبة لمنظمة أوبك 53.

فبعد سيطرة منظمة أوبك على عملية التسعير، لم تقتصر مهمة أوبك التسعيرية على إيجاد سعر عادل مطلق لنفط الإشارة، بل التوصل أيضاً إلى آلية عامة لتسعير النفوط المختلفة النوعية المنتجة في الدول الأعضاء وفي مواقع جغرافية مختلفة تأخذ بنظر الاعتبار فروقات النوعية والفروقات الجغرافية بطريقة تجعل أسعار النفوط مساوية لقيمها النسبية حسب تقييم مستهلكي النفط – مصافي التكرير في منطقة الاستهلاك. كما يفترض أن تضمن مثل هذه الطريقة العادلة حالة من التنافسية في السوق تقلل من الحافز المالي الذي يمكن أن تجنيه المصافي حرّاء استدال نفط بآخر 54.

 $^{51\ \ .\} A.\ Al-Janabi, "The\ Changing\ Significance\ of\ Price\ Differentials", Opec\ Review, December, 1977.$

^{52 .} د . فوزي القريشي "التطور التاريخي لأسعار النفط الخام حتى عام ١٩٧٣"، مجلة النفط والتنمية عدد"، كانون أول/ديسمبر١٩٧٨.

^{53 .} Robert Mabro, The Reference Pricing System: Origin, Rationale, Assessment, An EU-GCC Dialogue for Energy Stability and Sustainability, Kuwait, 2-3 April 2005.

^{54 .} Ali M. Jaida, "The Pricing of Petroleum", Special Supplement, PIW, October, 2, 1978

والحق أن مشكلة القيم النسبية هذه تتواجد في جميع الأسواق التي تحدد أسعارها عمداً. فإذا لم تتطابق الفروقات المحددة تماماً مع تقويم السوق لتلك النوعية من النفط، فإن حصص السوق تتغير. وبالتالي فإن المحافظة على المركز التنافسي لنفط معين يعتمد على اختيار فروقات أسعاره ومدى مطابقتها مع قيمته النسبية التي تحددها خيارات مصافي التكرير بالمقارنة مع النفوط الأخرى. فإذا تم تسعيره بأكثر مما يجب (Over Priced) انخفض الطلب عليه، وإن تم تسعيره بأقل مما يجب (Under Priced) ازداد الطلب عليه، حيث أن مرونة الطلب السعرية، بصورة عامة، تكون عالية بالنسبة لنفط خام معين في السوق في حالة معرفة سعر الخام الأساس أو الإشارة.

في البداية، وفي المراحل الأولى من سيطرة أوبك على التسعير، كان هناك انطباع لدى دول المنظمة بأن القيم النسبية يمكن تركها لعوامل السوق، وبالإمكان أيضاً تكليف لجنة من الخبراء من دول المنظمة لمراجعة تلك القيم النسبية بصورة دورية وفي ضوء ما تحدده عوامل السوق. لكن سرعان ما اتضح صعوبة تنفيذ مثل هذه الطريقة، خصوصاً وأن الطبيعة غير التنافسية للسوق قد توفر لبعض الشركات المشترية فرصة سانحة للتأثير على نظام التسعير. هذا بالإضافة إلى صعوبة اتفاق الخبراء الذين يمثلون مصالح بلدانهم والتي قد لا تتطابق دائماً، مما حدا بالمنظمة إلى التفكير بالاستعانة بخدمات استشاريين أجانب 55.

وساهمت التطورات الجذرية التي شهدتها سوق النفط العالمية خلال سبعينات وثمانينات القرن الماضي في ازدياد صعوبة مهمة أوبك. لكنه، وبشكل عام، خلال فترات الطلب العالي وارتفاع الأسعار لم يكن هناك اهتمام عال لدى دول أوبك للتوصل إلى نظام تسعير متوازن، بل أبدت أوبك بعض المرونة فيما يخص فروقات الأسعار خلال تلك الفترات في ضوء العوائد العالية نسبيا التي تجنيها دول المنظمة على رغم حدوث اختلال في نظام فروقات الأسعار لنفوطها بعد ارتفاع مستويات الأسعار. بينما حاولت أوبك التشدد في مجال فروقات الأسعار في أوقات الوفرة في المعروض وانخفاض الأسعار تخوفاً من أن المرونة في مثل هذه الظروف قد تفتح الباب لمزيد من التخفيضات في الأسعار.

عموماً، لم يكن التطور الكمي المتمثل بانخفاض منظمة أوبك من النفط الخام، كما تمت الإشارة إليه في الفقرة السابقة، هي المشكلة الوحيدة التي واجهتها المنظمة، وبخاصة في النصف الأول من عقد الثمانينات، وإنما كان هناك اختلال خطير في التركيب النوعي بين المعروض النفطي والطلب العالمي على النفط بسبب التطورات التي حصلت في نمط الطلب العالمي على المنتجات النفطية. حيث ارتفعت نسبة استهلاك المنتجات الخفيفة (الغازولين والمقطرات الوسطية) وانخفضت نسبة استهلاك زيت الوقود. فمثلاً، واصلت نسبة استهلاك الغازولين الوسطية) وانخفضت نسبة المنتجات النفطية العالمية. أما بالنسبة لزيت الوقود فقد انخفضت نسبته من إجمالي استهلاك المنتجات النفطية العالمية. أما بالنسبة لزيت الوقود فقد انخفضت نسبته من إجمالي استهلاك المنتجات النفطية العالمية. أما بالنسبة لزيت الوقود فقد انخفضت نسبته من الشكل والجدول التاليين:

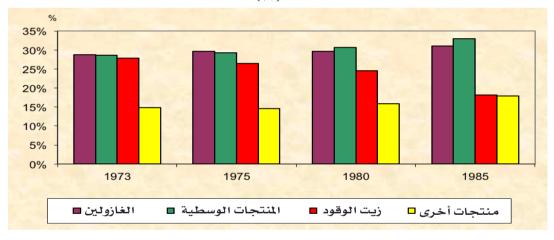
تطور استهلاك المنتجات النفطية في العالم (باستثناء الاتحاد السوفييتي السابق) للفترة 1973-1985 (ألف ب/ي)

%	1985	%	1980	%	1975	%	1973	
31.0	15677	29.0	15418	29.7	14188	28.7	14412	الغازولين
33.0	16744	30.7	16339	29.2	13991	28.6	14349	المنتجات الوسطية
18.1	9175	24.5	13025	26.5	12704	27.8	13952	زيت الوقود
17.9	9083	15.8	8449	14.6	6999	14.8	7453	منتجات أخرى
100.0	50679	100.0	53231	100.0	47881	100.0	50165	مجموع عام

لصدر:

BP Statistical Review of World Energy, Various Issues

تطور استهلاك المنتجات النفطية في العالم (باستثناء الاتحاد السوفييتي السابق) للفترة 1973-1985، (%)



كما تطورت مواصفات المنتجات النفطية وخصوصا على صعيد تخفيض محتواها الكبريتي نتيجة لقوانين الحد من تلوث البيئة التي بدأت معظم الدول المستهلكة الرئيسية بتشريعها. وقد حدثت تلك التطورات بسرعة لم تتح المجال والوقت الكافي لمراكز التكرير في العالم لتطوير وتعقيد مصافيها بشكل يسمح لمعالجة النفوط الثقيلة العالية الكبريت وتحويلها إلى منتجات نفطية بالكمية والنوعية المطلوبة حسب المواصفات الجديدة مما دفع بأصحاب المصافي إلى استعمال كميات متزايدة من النفوط الخفيفة، بصورة عامة، والحلوة، بصورة خاصة، ومعظم هذه النوعية من النفوط يتم إنتاجها في الدول الإفريقية وإندونيسيا، وفي خطوة أخرى يجري مزجها مع نفوط دول الخليج العربي العالية المحتوى الكبريتي للوصول إلى مزيج من النفوط الخام يلائم تلك المتطلبات، وهذا ما أحدث ضغطاً على إمدادات النفوط الخفيفة في العالم وارتفعت أسعارها مقارنة بأسعار النفوط الثقيلة.

ونتيجة لخبراتها المتزايدة في عملية التسويق المباشر، بعد استعادة السيطرة على ثرواتها النفطية ودخولها أسواق النفط العالمية، كمسوق لنفوطها، أصبح لدى دول أوبك شعور عام بتنامي ظاهرة الشحة للنفوط الخفيفة مقارنة بالوفرة النسبية للنفوط الثقيلة نظراً لتفضيل المستهلكين المتزايد للنفوط الخفيفة. ويمكن اعتبار تلك الظاهرة بمثابة بروز مسألة النفوط "الخفيفة" و "الثقيلة" كمشكلة أخرى أحست بها دول أوبك ولأول مرة بصورة واضحة ومباشرة ليصبح أمر تحديد فروقات الأسعار – بالأخص بين نفوط دول الخليج (ممثلة للنفوط الثقيلة الحامضية) ونفوط الدول الإفريقية الأعضاء في أوبك (ممثلة للنفوط الخفيفة الحلوة) – القضية الرئيسية على جدول الاجتماعات الوزارية للمنظمة 56، وتتابع لجنة وزارية متخصصة بالموضوع دراسة هذه القضية.

وشكل ذلك حافزاً لبعض دول أوبك، وبالأخص تلك التي لا يتناسب نمط صادراتها من الأنواع المختلفة من النفوط مع نمط احتياطياتها المعروفة في ذلك الوقت، للقيام بتقليص أو ايقاف التوسع في تصدير النفوط الخفيفة (سواء كانت حلوة أو حامضية) والاعتماد المتزايد على النفوط الثقيلة والمتوسطة وذلك كإجراء لإطالة عمر استغلال النفوط الخفيفة، من جهة، وخلق حافز مالي لمصافي التكرير العالمية للاستثمار في إضافة طاقات تكرير تحويلية لمعالجة النفوط الثقيلة والمتوسطة الأكثر وفرة، من جهة أخرى، إذ أن توسيع الفجوة بين أسعار النفوط الخفيفة والثقيلة يحسن مستوى الجدوى الاقتصادية لمثل تلك المشاريع 57. ولم يقتصر ذلك على دول أوبك، فقد قامت كندا بإيقاف تصدير النفط الخام الخفيف إلى المصافي الأمريكية في تشرين الأول/ أكتوبر 1979 باستثناء بعض الكميات التي تحتاجها العمليات التشغيلية للأنابيب 58.

علماً بأن نسبة الطاقة التحويلية من إجمالي طاقات التقطير الابتدائي للتكرير لم تزدد بصورة كبيرة وملحوظة في الأسواق الرئيسية في العالم إلا قبل منتصف الثمانينات، وبالتحديد عام 1984، لتصل تلك النسبة في أمريكا إلى 67.1 % في ذلك العام بعد أن كانت 58.6 % في عام 1974 في السوق المذكورة وإلى 20.1 % في أوروبا بعد أن كانت 8.4 % وإلى 11.0 % في السوق المنابنية بعد أن كانت 5.4 % خلال الفترة المذكورة على التوالى 50

2-2-2 حركة فروقات الأسعار بين النفوط الخفيفة والثقيلة خلال مرحلة الأسعار الرسمية

لأخذ فكرة عن حركة فروقات الأسعار بين النفوط الخفيفة والثقيلة خلال مرحلة الأسعار الرسمية يتم اللجوء عادة إلى إجراء مقارنة ما بين الفروقات للأسعار الرسمية لأحد النفوط الأفريقي... (كنفط بوني الخفيف النيجيري أو صحارى الجزائري) وأحد نفوط الخليج العربي الثقيلة (بالأخص نفط العربي الثقيل). كما سيتم الاكتفاء بالأسعار الرسمية دون التطرق إلى الفروقات الناجمة عن صيغة الأسعار الفورية للنفوط، ويرجع ذلك لعدم وجود سوق نفط فورية ذات أهمية كبيرة في العالم حتى نهاية سبعينات القرن الماضي.

^{56 .} Mees, July 2, 1979.

^{57 .} فمثلاً قررت الملكة العربية السعودية في عام 1978 تحديد صادراتها من نفط العربي الخفيف بنسبة 65 % كحد أعلى من إجمالي صادراتها بينما كانت النسبة تتراوح بين 70 – 80 % قبل ذلك (September Mees). وسبق لفنزويلا أن سعت بالاتجاه نفسه بتقليص نسبة صادرات نفوطها الخفيفة (النفوط ذات الكثافة الأعلى من 30 API) إلى 28 % في عام 1977 بعد أن كانت 37 % في عام 1975 من إجمالي صادراتها (PIW) AM (13 March).

⁵⁸ EIA, World Oil Market and Oil Price Chronologies", 1970-2004 March, 2005

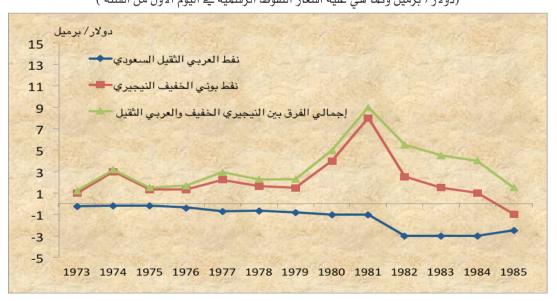
⁵⁹ Mees, January 18, 1985.

يوضح الشكل والجدول التاليين بأن الفروقات بين الأسعار الرسمية للنفوط الخفيفة والثقيلة خلال الفترة 1973-1985 ممثلة بالفرق بين سعر نفط بوني الخفيف ونفط العربي الثقيل اتصفت بالتذبذب الشديد بحيث وصلت إلى حدها الأدنى 1.24 دولار/ برميل في بداية عام 1971 وحدها الأقصى 9.02 دولار/ برميل في بداية عام 1981. وجدير بالذكر أن أحد أسباب ظاهرة التذبذب يرجع إلى أن تلك الأسعار تمثل الحالة في اليوم الأول من السنة (أي بداية العام) وليس المعدلات لتلك السنوات.

فروقات الأسعار بين نفط العربي الثقيل ونفط بوني الخفيف النيجيري من جهة ونفط العربي الخفيف من جهة أخرى للفترة 1973–1985 (دولار/ برميل وكما هي عليه أسعار النفوط الرسمية في اليوم الأول من السنة)

1985	1984	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	
(2.5)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(1.0)	(1.0)	(0.83)	(0.68)	(0.72)	(0.37)	(0.19)	(0.20)	(0.24)	نفط العربي الثقيل السعودي API27
(0.98)	1.02	1.52	2.52	8.02	3.99	1.48	1.63	2.24	1.33	1.34	3.0	1.0	نفط بوني الخفيف النيجيري API37
1.52	4.02	4.52	5.52	9.02	4.99	2.31	2.31	2.96	1.70	1.53	3.2	1.24	إجمالي الفرق بين النيجيري الخفيف والعربي الثقيل

فروقات الأسعار بين نفط العربي الثقيل ونفط بوني الخفيف النيجيري من جهة ونفط العربي الخفيف من جهة أخرى للفترة 1973–1985 (دولار/ برميل وكما هي عليه أسعار النفوط الرسمية في اليوم الأول من السنة)



وعلى رغم أن التغيير في الأسعار الرسمية للنفوط المختلفة يعتمد على مستوى سعر نفط الإشارة بالدرجة الأولى وطبيعة ظروف السوق بصورة عامة والموقف النسبي لحالة الطلب على

كل من النفوط الخفيفة والثقيلة بصورة خاصة، فإن التغييرات في الأسعار تصدر بقرارات حكومية، وبالتالي، فقد كانت السياسات المختلفة لدول أوبك وخارجها بمثابة عامل آخر هام وراء حركة فروقات الأسعار خلال مرحلة الأسعار الرسمية. فمثلاً، قد تأتي قرارات الدول المنتجة متأخرة في بعض الأحيان أو تأتي متأثرة بظروف أخرى مثل حاجة موازنة الدولة للعوائد المالية. كما أن بعض النفوط يسوق على شكل سلة مع نوعيات من النفوط الأخرى وقد يزداد أو ينخفض سعر نفط معين من تلك السلة لتشجيع زيادة تصدير نفط آخر، كما هو عليه في حالة العربي الثقيل. هذا بالإضافة إلى تدخل عوامل أخرى في بعض الأحيان مثل عدم الاتفاق داخل أوبك على سعر نفط الإشارة الأساسى.

وحدث أحيانا ظهور بعض الحالات الاستثنائية وغير المنطقية في العلاقة السعرية حيث انخفض سعر نفط بوني الخفيف مقارنة بنفط العربي الخفيف في بداية عام 1985، على رغم أن الأول هو الأفضل من ناحية الكثافة والمحتوى الكبريتي من الثاني، وتعزى هذه الحالة الاستثنائية إلى التخفيضات الكبيرة التي اتخذتها نيجيريا في أسعارها بسبب ظروف السوق الصعبة في حينه ومنافستها لأسعار نفوط بحر الشمال الخفيفة المشابهة.

2-2-2 أوبك والطرق المقترحة لمعالجة الفروقات

تمثل دور أوبك في التسعير بتحديد سعر مطلق وثابت لنفط الإشارة- نفط العربي الخفيف- الذي يتقرر خلال الاجتماعات الوزارية للمنظمة، بينما تُحدد أسعار النفوط المختلفة والمتنافسة الأخرى قياساً إلى سعر نفط الإشارة آخذين بنظر الاعتبار فروقات النوعية والموقع الجغرافي. لكن محاولات أوبك الهادفة إلى وضع نظام تسعير متكامل يشمل تحديد فروقات الأسعار للنفوط المختلفة لم يكن ناجحاً في يوم من الأيام.

وكانت مشكلة الفروقات تزداد وتشتد صعوبة خلال فترات الكساد الاقتصادي والوفرة وانخفاض الطلب وما يمكن أن ينتج عنه من تخفيضات في الأسعار أكثر مما تبررها ظروف السوق والتي قد تقود إلى منافسة غير صحية بين الدول الأعضاء. وفعلاً برزت مشاكل خطيرة داخل المنظمة خلال بعض تلك الفترات كادت أن تؤثر على وحدتها. وبالتالي يمكن القول بأن مشكلة فروقات الأسعار تكون أكثر وضوحاً في ظروف سوق الوفرة منه في ظروف الشحة 61.

يذكر، اهتمت أوبك بمعضلة فروقات الأسعار وبذلت جهوداً مضنية بالأخص منذ عام 1975 62 للتغلب عليها بصيغة أو أخرى وتم اقتراح العديد من الطرق لاحتساب القيمة النسبية بهدف تحديد الفروقات بيد أنها وعلى اختلافها، لم تلق الموافقة الجماعية للدول الأعضاء. بل جوبه معظمها بانتقادات. علماً بأن معظم تلك الطرق كانت تركز على جانب فروقات النوعية كون فروقات الموقع الجغرافي أقل تعقيداً وأسهل حساباً نسبياً على رغم أنها هي الأخرى لها تعقيداتها ومشاكلها الخاصة.

^{60 .} Robert Mabro, "Opec After the Oil Revolution", International Journal Studies, Volume 4, No.3, Winter 1975/1976.

^{61 .} PIW, October 10, 1980.

^{62 .} Adnan Al-Janabi "Crude Oil Price Differentials", Opec Review, December, 1978.

وفي أدناه بعض الطرق المقترحة:-

أ- المعادلات التسبطة

في إطار معالجتها لمشكلة الفروقات، حاولت أوبك في البداية استخدام معادلات بسيطة تنتج عن أرقام مطلقة وثابتة لفروقات الأسعار على شكل علاوات أو حسومات سعرية تستند إلى احتساب القيم النسبية للنفوط وفقاً للاختلافات الناجمة عن تباين عوامل النوعية (الكثافة والمحتوى الكبريتي) والموقع الجغرافي. إلا أن هذه الطريقة المبسطة لا يمكن أن تأخذ بنظر الاعتبار كافة الميزات ونقاط الضعف للنفوط المختلفة.

ابتداءاً، إن العلاقة بين درجة كثافة النفط الخام وحصيلته من المنتجات الرئيسية المختلفة (غازولين ومقطرات وسطية وزيت الوقود) وهي علاقة غير خطية (non liner) وغير مباشرة. كما أن أسعار المنتجات تختلف من سوق لآخرى، مما يعني بأن التقييم لنفط معين يختلف عادة، ما بين الأسواق المختلفة. إضافة إلى ذلك، فإن سوق النفط يتسم بالدينامية والتغيير المستمر وأن قيمة النفط حتى للمصفاة نفسها تختلف من وقت لآخر تبعاً للتطورات في السوق كالتي تنتج عن التغيرات ذات الطبيعة الهيكلية أو الموسمية في الطلب أو لأسباب أخرى كالتغير في أجور الشحن.

أما بالنسبة للمحتوى الكبريتي، فإن نمط توزع الكبريت اللاحق أو التالي لعملية تكرير النفط الخام في المنتجات النفطية أكثر أهمية من المحتوى الكبريتي في النفط الخام نفسه، حيث وجد بأن طبيعة توزيع المحتوى الكبريتي في النفط الخام على حصيلته من المنتجات المختلفة يختلف من خام إلى آخر تبعاً للظروف الجيولوجية التي تكوّن فيها الخام 63.

عموماً، لا يمكن الاعتماد على درجة الكثافة والمحتوى الكبريتي على تقييم نوعية النفط الخام أو تحديد أفضليات مصافي التكرير على رغم كونهما المؤشرين الأكثر أهمية من بين المؤشرات العديدة الأخرى التي تتحكم بالفروقات النوعية للنفوط الخام. فهناك صفات كيمائية وفيزيائية عديدة في النفط الخام تؤثر تأثيراً مباشراً على تكاليف تكريره وعلى مواصفات المنتجات المتأتية من التكرير وبالتالي على تقييم أصحاب المصافي له من ناحية السعر. فمثلاً، يحتوي النفط على شوائب عديدة مثل النيتروجين والأملاح وبعض المعادن مثل النيكل والحديد والفانديوم والكبريت والتي تتسبب أو تساعد على تآكل وتلف الأجهزة والمعدات التي يعالج فيها النفط الخام. هذا بالإضافة إلى المركبات التي تسبب ضرراً للبيئة بعد انطلاقها نتيجة لاحتراق بعضها وبالأخص الكبريت والنيتروجين وذلك عند استخدام المنتجات النفطية المحتوية على مثل تلك الشوائب.

ب. طرق شبه معقدة (Semi-Sophisticated Methods)

بعد فشل المعادلات البسيطة في تقدير الفروقات بشكل حاسم ودقيق، وبعد الإدراك بأن نظام العلاوات والحسومات السعرية الثابتة يعاني من نقاط ضعف، اتجهت منظمة أوبك إلى دراسة طرق أخرى لحل المشكلة.

فعلى المدى القصير حاولت أوبك إيجاد حلول مؤفتة باستخدام طرق تتسم بالبساطة على رغم أنها أكثر تعقيداً مقارنة بالمعادلات البسيطة. وكانت أهم تلك الطرق المقترحة طريقة القيمة

^{63 .} عبد الإله جميل الحبيب، « الأوبك ومشاكل تسعير النفط الخام»، مجلة النفط والتنمية، عدد ٣، كانون أول/ ديسمبر ١٩٧٨.

الاستبدالية (Replacement Value Method) 64 وبالأخص الصيغة التي تقدمت بها الجزائر وعرفت بالطريقة المنظمة.

تتضمن الطريقة المذكورة تقييم نفوط الدول الأعضاء المختلفة بالمقارنة مع نفط العربي الخفيف من خلال تحديد فرق مركب يعكس عوامل النوعية من جهة، وعامل الموقع الجغرافي من جهة أخرى. إذ يجري أولاً احتساب فروقات قيم تلك النفوط التركيبية المتأتية من حاصل ضرب حصيلة كل منها من المنتجات النفطية الأساسية بأسعار هذه المنتجات في أسواق العالم الرئيسية حيث تختلف طبيعة وتركيبة المصافي في تلك الأسواق (أمريكا وأوروبا واليابان) 65.

ثم يجري ثانيا تقدير فروقات الموقع الجغرافي من خلال مقارنة تكاليف النقل الخاصة بنقل نفط معين بتكاليف نقل نفط الإشارة الخاصة بالسوق أو الأسواق المعنية.

ج . طرق النمذجة (Modelling)

قامت سكرتارية أوبك بالتعاقد مع مؤسسات استشارية عالمية متخصصة لبناء نماذج رياضية باستخدام الحاسبات الالكترونية، وذلك لاحتساب القيم النسبية للنفوط المختلفة آخذة بنظر الاعتبار الصفات الكيميائية والمتغيرات الاقتصادية في السوق العالمية، بهدف إيجاد حلول لمسألة الفروقات على المدى المتوسط والبعيد، على أمل أن مثل هذه الطرق العلمية وما تتضمنه من نماذج رياضية يمكن أن توصل إلى الحل الأمثل. وعلى رغم قابلية الحاسبات الالكترونية لاستيعاب عدد هائل من المتغيرات إلا أن طريقة النمذجة الرياضية تشكل وضعاً مثالياً مبنيا على أساس عدد من الافتراضات ولا يمكن بأي حال من الأحوال أن تصف السوق النفطية المتشابكة والمعقدة وطبيعتها الدينامية وصفاً دقيقاً. وبالتالي فإن هذه الطريقة تعاني من نقاط ضعف شأنها بذلك شأن الطرق الأخرى.

وبرغم محاولاتها، لم يحالف أوبك النجاح في وضع آلية عامة لفروقات الأسعار لنفوطها تنتج عن تسعيرة عادلة مقبولة وقابلة للتطبيق مما أجبرها في النهاية إلى ترك نظام التسعير الرسمي برمته .

ثالثاً: مرحلة أسعار السوق

تخلت أوبك عن نظام الأسعار الرسمية في عام 1986 تاركة أمر تحديد أسعار نفوطها لعوامل السوق. تم في البداية استخدام ما يعرف بالطريقة الترجيعية (Net Back) للتسعير التي تعتمد، بصورة عامة، على حصيلة المنتجات الناتجة عن التكرير مضروبة في أسعارها ومطروحا منها أجور التكرير. وبرغم استعادة إنتاج أوبك لجزء من عافيته وزيادته بنحو 2.7 مليون ب/ي في عام 1986 بالمقارنة مع العام السابق فإنه لم يكتب للنظام المذكور النجاح بسبب إنهيار الأسعار إلى أقل من 10 دولار/ برميل في ذلك العام. وفي كانون الأول/ ديسمبر 1986 قررت المنظمة العودة ثانية إلى نظام السعر الرسمى الثابت واعتماد سعر سلة أوبك 60

^{64 .} عبد الإله جميل الحبيب " ،الأوبك ومشاكل تسعير النفط الخام ،"مجلة النفط والتنمية ،عدد ،3 كانون أول /ديسمبر .1978

^{65 .} Mees, April 26, 1976.

^{66 .} سلة أوبك بصيغتها القديمة هي المعدل البسيط لسبعة نفوط (العربي الخفيف السعودي، مزيج الصحراء الجزائري، خام دبي، تي جي الخفيف الفنزويلي، بوني الخفيف النيجيري، خام ميناس الأندونيسي وخام أزموس المكسيكي). ومنذ عام 2005، تم اعتماد

كمؤشر مرجعي لتسعير بقية نفوط دول المنظمة (أي لتلعب السلة دوراً مشابهاً لدور نفط العربي الخفيف الذي تم إيقاف العمل به كنفط إشارة). وتم فعلاً الاتفاق على تحديد معدل سعر لسلة بواقع 18 دولار/برميل وأن تكون الفروقات بين أسعار النفوط الخفيفة (ممثلة بنفط بوني الخفيف النيجيري) والنفوط الثقيلة (ممثلة بالنفط العربي الثقيل) لا تزيد عن 2.65 دولار/برميل كحد أعلى. إلا أن ذلك لم يدم طويلاً ولم يكتب له النجاح، ما اضطر أوبك في عام 1987 إلى التخلي كلياً عن نظام الأسعار الثابتة التي تحددها المنظمة واعتمدت الدول الأعضاء نظام تسعير مرتبط بالسوق والذي يعتبر بداية فصل جديد في عملية تسعير النفط، أي بداية مرحلة أسعار السوق. وتقوم الدول المصدرة للنفط وفق هذا الأسلوب بالإعلان شهرياً عن طبيعة أسعار البيع لنفوطها وفق صيغ معادلة معينة لمناطق الاستهلاك الرئيسية (أمريكا وأوربا والشرق الأقصى).

وعلى مستوى منظمة أوبك، بدلاً من تحديد الأسعار بشكل مباشر، اتبعت المنظمة استراتيجية السعر المستهدف والاكتفاء بالاتفاق على سقف وحصص للإنتاج كوسيلة لإدارة السوق والتأثير على السعر بشكل غير مباشر بهدف الوصول إلى ذلك السعر المستهدف.

وضمن نظام أسعار السوق تم الاحتفاظ بسعر سلة أوبك كسعر مستهدف وليس مرجعي⁶⁷ (كما كانت عليه الحال مع سعر النفط العربي الخفيف) وأصبح ينظر إلى حركة سعر سلة أوبك على أنه سعر استرشادي لمساعدة المنظمة في إدارتها للسوق واتخاذ قراراتها الخاصة بسقف الإنتاج وتقييم أداء السوق ومعرفة مدى استجابتها لسياسات أوبك الخاصة بتحديد سقف الإنتاج.

أما على مستوى الدول الأعضاء في أوبك فرادى، فقد لجأت معظمها ومنذ نهاية عام 1987، وبخاصة الكبيرة منها إلى استخدام نظام المعادلات السعرية المرتبطة بأسعار السوق (-Market) يتم بواسطتها ربط أسعار النفوط المصدرة المختلفة بأسعار نفوط إشارة معينة والتي هي بدورها تتحدد أسعارها في السوق⁶⁸.

ومما يذكر، هناك بعض الدول المصدرة الأخرى الأعضاء في أوبك أو من خارج المنظمة «مثل قطر والإمارات (أبوظبي) وماليزيا واندونيسيا» لا تستخدم آلية أسعار الإشارة، بل تقوم بتحديد أسعار نفوطها بأثر رجعي (Retroactive) وعلى أساس شهري، أي بعد انقضاء شهر التحميل. كما أن هناك دول تباع نفوطها بالأسعار الفورية كما في حالة نفوط بحر الشمال وروسيا والجزائر وانغولا والفيتنام وكازخستان وكولومبيا. علماً بأن كل من عمان والإمارات (دبي) قد تحولت من نظام التسعير بأثر رجعي إلى نظام تسعير مستقبلي مبني على أساس عقود نفط عمان المستقبلية في سوق دبي المستقبلية 69.

سلة بتشكيلة جديدة لتصبح حالياً وبعد التغييرات التي أجريت عليها منذ ذلك الوقت، المتوسط المرجح الاثناعشر نوعاً من النفوط تمثل أهم نفط منتج في كل دولة عضو (مرجح بإنتاج كل دولة من الإنتاج الكلي الإوبك).

^{67 .} تم الابقاء على سعر السلة المستهدف بواقع 18 دولار/ برميل حتى منتصف عام 1990، وسعر 21 دولار/برميل طوال عقد التسعينات وإتباع نظام النطاق السعري بواقع 22 - 28 دولار/ برميل خلال الفترة 2000 - 2005. وفي نهاية عام 2005 قررت أوبك تعليق العمل رسمياً بمبدأ النطاق السعري، ما يعني التخلي عن سياسة استهداف سعر معين تاركة أمر مستويات الأسعار للسوق.

^{68 .} استخدمت المكسيك نظام التسعير بالمعادلة منذ شهر آذار/ مارس 1986 بدلاً من استخدامها نظام التسعير الترجيعي. علماً بأن الربط يكون بسعر نفط معين، أو أسعار سلة من النفوط أو نفوط ومنتجات نفطية.

^{69 .} أعداد متفرقة من PIW و MEES.

وسيتم في أدناه التطرق إلى نظام المعادلات السعرية بشيء من التفصيل.

1-3: المعادلات السعرية

بشكل عام، تعتبر المعادلات السعرية طريقة لربط سعر نفط مصدر بسعر نفط آخر باعتباره نفط مرجعى أو إشارة. وتهدف المعادلة لتحقيق بعض الأهداف ومنها:

- تحرير الدول المصدرة من عبء مهمة اكتشاف السعر الاقتصادي للنفط وتركه للسوق.
- يضمن المصدر من خلال استخدامه للمعادلة تحقيق الأسعار التي تعكس المستويات العامة لحركة أسعار النفط في الأسواق الدولية.
- ضمان التنافسية ما بين النفط المصدر الذي ترغب دولة ما في تسويقه ومجموعة البدائل القريبة الأخرى من النفوط المصدرة من قبل الدول الأخرى في السوق.

تكون المعادلة السعرية بأبسط صيغها كالتالى: -

$$P_X = P_R = + D$$

حيث أن:

. تمثل سعر نوعية محددة من نفط التصدير: P_{χ}

. تمثل معدل سعر نفط إشارة معين: P_{R}

تمثل قيمة عامل التعديل (أي فروقات سعرية). ${
m D}$

أي أن سعر نفط التصدير المراد تسعيره = سعر نفط (أو نفوط) الإشارة (الفوري أو المستقبلي) مطروح منه (أو مضاف إليه) عامل تعديل (فروقات سعرية)

علماً بأنه لا يشترط أن يكون نفط الإشارة مماثلاً من حيث النوعية للنفط الخام المراد تسعيره. وبالإضافة إلى عناصر المعادلة الرئيسية المشار إليها في أعلاه، فإنه ولكي تكتمل صورة المعادلة يجب أخذ بعض العناصر الأخرى المكملة والتي تثبت في العقد وتؤثر في قيمة المعادلة ومن أهمها:

- نقطة البيع، أي البيع على أساس فوب (Fob) ميناء التحميل أو تسليم (Delivered) ميناء التفريغ والذي يدل على طبيعة مسؤولية كل طرف من أطراف العقد.
- آلية توقيت لاحتساب قيمة المعادلة. وهي تختلف من دولة مصدرة إلى أخرى وحسب الوجهة. وبسبب احتمال تبدل ظروف السوق خلال رحلة الناقلات من ميناء التحميل إلى ميناء التفريغ، وبخاصة بالنسبة للوجهات البعيدة التي قد تصل، مثلاً، إلى 40 50 يوم من موانئ الخليج العربي إلى السوق الأمريكية، وبهدف تقليل مخاطر تغيير السعر بالنسبة للمستورد، فإن جعل فترة الاحتساب أقرب إلى تاريخ التفريغ يعني تقليل عنصر المخاطرة بالنسبة للمشترى.

- عناصر أخرى. قد تشتمل المعادلة السعرية لنفط معين على عنصر فرق كثافة API يتيح تعويض البائع أو المشتري في حالة اختلاف الكثافة الفعلية لشحنة معينة عن الكثافة المتفق عليها في العقد. ويطبق ذلك، عادة، بالنسبة للنفوط التي تتسم بعدم استقرار في نوعيتها. كما قد تشتمل المعادلة السعرية على عنصر فرق أجور النقل لتعويض البائع أو المشتري في حالة اختلاف أجور النقل الفعلية للشحنة عن الأجور المتفق عليها في العقد.

عموماً، طبقاً لنظام التسعير الحالي يتم استخدام أسعار إشارة مختلفة حسب الوجهة النهائية لشحنة النفط المصدر وتلعب ظروف السوق دوراً كبيراً في تحديد أنواع نفوط الإشارة المستخدمة في الوجهات المختلفة 70، وذلك كما في الجدول التالى: -

نفوط الإشارة المستخدمة في المعادلات السعرية لبعض الدول المصدرة حسب الوجهة كما في نهاية عام 2011 (على أساس فوب)

وجهة الولايات المتحدة	وجهة أوربا	وجهة آسيا	الدولة المصدرة
ASCI	BWAVE	متوسط سعر عمان + دبي	السعودية
ASCI	برنت	متوسط سعر عمان + دبي	العراق
ASCI	BWAVE	متوسط سعر عمان + دبي	الكويت
-	برنت		ليبيا
-	برنت		مصر
-	برنت	برنت	اليمن
-	BWAVE	متوسط سعر عمان + دبي	إيران
برنت	برنت		نيجيريا
نفط غرب تكساس (WTI)			فنزويلا
نفط غرب تكساس (WTI)			أكوادور
سلة من النفط أو سلة من النفوط + زيت الوقود	برنت + زيت الوقود	متوسط سعر عمان + دبي	المكسيك

المصدر:

PIW, October 31,2011.

الملاحظات:

ASCI: Argus Sour Crude Index.

BWAVE: Weighted Average of Brent Future Prices.

WTI: West Texas Intermediate.

طبقاً لنظام المعادلة السعرية، يقوم المصدر بتحديد عامل التعديل أي الفرق ما بين سعر النفط المراد تسعيره وسعر الإشارة في السوق المستهدفة (والذي له علاقة بمبدأ فروقات الأسعار والذي سيتم التطرق إليه لاحقاً) لكنه ليس له سيطرة على السعر النهائي للشحنة بالشكل المطلق لأن ذلك

^{70 .} Platts, Backgrounder, Oil, The Structure of Global Oil Markets, June 2010.

تحدده السوق. وبالتالي يختلف السعر النهائي لنفس النوعية من النفط في نفس الوقت من سوق لآخرى ومن وقت لآخر في نفس السوق، على عكس طريقة السعر الرسمي المبني على أساس سعر موحد ثابت لكل نوعية نفط لجميع الأسواق.

وهذا ما يمنح طريقة المعادلة السعرية، مرونة عالية في التطبيق لتمنح الجهة المصدرة حرية المناورة لتجعل نفوطها منافسة في السوق المستهدفة ليس فقط للنفوط المحلية بل أيضاً للنفوط المستوردة لتلك السوق.

ومن الخصائص الأخرى لنظام المعادلة السعرية هي عدم إعطاء أي من الجهة المصدرة أو المستوردة ميزة جوهرية أكثر مما هي متفق عليه ⁷¹.

وبرغم المعرفة المسبقة للمعادلة السعرية قبل موعد الشحن، حيث جرت العادة على قيام الدولة المصدرة بالإعلان عن معادلاتها السعرية خلال الشهر الذي يسبق شهر التحميل⁷²، فإن السعر النهائي لشحنة النفط، عادة، لا يمكن معرفته (أو اكتشافه) قبل عملية الشحن. ويعتمد السعر النهائي، بشكل أساس، على سعر نفط (أو نفوط الإشارة) الفوري أو المستقبلي وذلك حسب شروط العقد.

علماً بأن الأسعار الفورية لنفوط الإشارة يتم تقديرها من قبل أطراف ثالثة متخصصة لا علاقة لها بالجهة المصدرة أو المستوردة ومن أهمها شركتا بلاتس (Platts) وأرغوس (Argus) والتي تستخدم كل منها طرق تقدير مختلفة، ما يؤدي إلى حصول تفاوت في تقديراتهما لأسعار نفس النوعية من النفط في أحيان كثيرة.

أما بالنسبة للأسعار المستقبلية لنفوط الإشارة، فهي تنشر عادة من قبل البورصات أو الأسواق التي يتم فيها متاجرة تلك الأنواع من النفوط ومن أهمها سوق نايمكس (Nymex) وسوق أي بي إي (IPE) في لندن والذي أصبح يعرف لاحقاً (ICE).

وكمثال على المعادلات السعرية، في أدناه المعادلة السعرية التي أعلنتها شركة أرامكو لتغطي العربي الخفيف والعربي الثقيل للأسواق الرئيسية على أساس شهري لعام 2011 مع تبيان طبيعة سعر الإشارة المعتمد وتوقيت احتساب المعادلة للوجهات المختلفة:-

^{71 .} Joe Roeber, Winds of Change in Crude Oil Pricing, MEES, 9 July 1990.

^{72 .} كمثال تقوم السعودية بالإعلان عن معادلاتها السعرية خلال الأسبوع الأول من الشهر الذي يسبق شهر التحميل.

المعادلات السعرية لشركة أرامكو السعودية للأسواق الرئيسية لعام 2011 على أساس فوب ميناء التحميل (دولار / برميل)

الوجهة/ النفط	وجهة آسيا (+ معدل عمان + دبي) نفط العربي الخفيف	نفط العربي الثقيل	وجهة أوريا (+ سعر BWAVE) نفط العربي الخفيف	نفط العربي الثقيل	وجهة الولايات المتحدة (ASCI) نفط العربي الخفيف	نفط العربي الثقيل
توقيت احتساب السعر	کامل شهر ر	التحميل	10 أيام بعد 40 يوم 1.	من البحميل	10 أيام بعد شهر واحد 1.	من التحميل
يناير	1.60 +	2.15 -	2.25 -	6.0 -	0.25 +	3.75 -
فبراير	1.60 +	2.90 -	3.05 –	7.30 -	0.05 +	4.05 -
مارس	1.30+	3.05 -	4.20 -	8.55 -	0.30 +	3.65 -
ابريل	1.95 +	2.55 -	3.40 -	8.45 -	+ 00.00	3.90 -
مايو	2.15 + 1.65 +	3.45 -	4.50 -	9.75 -	0.20 +	4.20 -
تونيو		3.50 -	4.15 -	- 09.6	0.45 +	4.80 -
يوليو	1.45 +	2.65 –	2.45 -	- 08.9	0.25 +	3.90 -
ىس لەس ذا	1.35 +	1.90 –	3.10 -	7.25 –	0.10 +	3.70 -
mizri	0.75 +	3.30 -	2.05 -	- 50.9	0.50 +	4.00 -
أكتوبر	1.65 +	2.15 –	0.70 -	5.00 –	0.20 +	4.45 -
نوفمبر	2.70 +	0.45 -	1.40 -	5.40 -	0.20 -	3.75 -
ديسمبر	2.50 +	0.25 –	1.25 -	5.25 –	0.05 -	3.40 -

- MEES, 12 December 2011. :المادر: - PIW, 31 October 2011.

مالاحظة: تشمل المعادلة السعرية لوجهة اوربا والولايات المتحدة تعديل أجور الشحن لتخفيف آثار التقلبات في تكاليف الشحن.

يتضح من المعادلة المشار إليها أعلاه، بأن الحد الأعلى للفروقات بين نفطي العربي الخفيف والعربي الثقيل تكون خلال أشهر الصيف وبخاصة يونيو/حزيران بسبب الطلب العالي على المنتجات الخفيفة التي تستخلص بنسب أعلى نسبياً من تكرير العربي الخفيف بالمقارنة مع العربي الثقيل، حيث تراوحت تلك الفروقات ما بين 5.05-5.65 دولار/ برميل في تلك الوجهات، بينما تتخفض لتتراوح ما بين 2.75-3.05 دولار/ برميل خلال فصل الشتاء وبخاصة ديسمبر/ يناير.

وبضوء المسافات الطويلة بالنسبة لسوق الولايات المتحدة وشمال غرب اوربا، تمنح شركة أرامكو، عادة، الزبائن في الأسواق، تعديل أجور الشحن للتخفيف من تذبذب تكاليف الشحن.

وبسبب استقرار نوعية النفوط السعودية، لا تشمل المعادلات السعودية، عادة، أي تعديل فيما يخص النوعية (سواء من ناحية الكثافة أو المحتوي الكبريتي) لكنه بالنسبة لبعض النفوط ذات النوعية غير المستقرة في بعض مناطق العالم، قد يضطر المصدر لمنح الزبائن مثل ذلك التعديل .

2-3: نفوط الإشارة في الوجهات الرئيسية المختلفة

لابد من الإشارة بأن مفهوم نفوط الإشارة (أو كما يطلق عليها أحياناً بالنفوط المرجعية أو القياسية) قد اختلف عما كان عليه في السابق. فخلال مرحلة الأسعار الرسمية كان يتم الاتفاق على سعر نفط الإشارة (نفط العربي الخفيف) داخل منظمة أوبك أما بالنسبة لنفط الإشارة ضمن نظام المعادلات السعرية الحالية، فإن سعره خاضع لحركة السوق وليس للمنظمة تأثير مباشر عليه. وتقوم الدولة المنتجة بتحديد الفروقات بين نوعية نفطها المصدر ونفط الإشارة المحدد في السوق المستهدفة.

يعتبر مفهوم نفط الإشارة سمة مركزية للمعادلات السعرية. ومنذ بداية الثمانينات من القرن الماضي، افضت التطورات التي حصلت في أسواق النفط العالمية إلى أن بعض النفوط، وبخاصة برنت وغرب تكساس (تبعهما بعد ذلك نفط دبي)، أخذت تقوم بدور نفوط الإشارة بصورة تدريجية وتطور بعضها ليصبح نفوط الإشارة الفعلية حتى قبل تخلي منظمة أوبك عن نظام الأسعار الرسمية في نهاية عام 1985. ولابد من الإشارة بأن كلاً من نفطي برنت وغرب تكساس تنتجه شركات في دول خارج أوبك وأن من مصلحتها ومصلحة الدول المضيفة (التي هي بالأساس دول صناعية مستهلكة للنفط) تشجيع أسعار السوق ودعم تأسيس أسواق مستقبلية للنفط بأنواعها المختلفة

عموماً، هناك العديد من الخصائص الواجب توفرها في نفوط الأشارة من أهمها: -

- حجم إنتاج عالي ووفرة (أي سيولة) عالية تمنع أي جهة من التلاعب في أسعارها في السوق.
 - حرية الاتجار في السوق وعدم وجود تقييدات بخصوص الوجهة النهائية.
 - نوعية مستقرة.
 - أمن في الإمدادات.
 - تنويع في الجهات المنتجة وقبول عام في السوق⁷³.
 - شفافية في السعر وبشكل واضح للمتعاملين في السوق.

^{73 .} Energy Intelligence, The International Crude Oil Market Handbook, 2010.

وبرغم الإستخدام الواسع لنفوط الإشارة فقد كانت منذ البداية، ولازالت، هناك تحفظات حولها لدى معظم الجهات المصدرة والمستوردة واحساس عام بأنه لا يوجد نفط إشارة مثالي يعتمد عليه. بل أن جميع نفوط الإشارة المستخدمة تعاني من مشاكل ومعوقات لأسباب متعددة والتي من أهمها انخفاض الإنتاج وقلة السيولة، ما قد يؤدي إلى سهولة التلاعب بأسعارها بالإضافة إلى مدى ملاءمتها كنفط إشارة لتسعير نوعيات نفوط التصدير المختلفة. ويجري العمل بشكل مستمر لمجابهة تلك المشاكل للتخفيف من حدة التأثيرات السلبية لتلك التطورات على موقف نفوط الإشارة.

وبضوء ذلك، فقد دأبت بعض الدول المصدرة على إجراء بعض التعديلات على معادلاتها، من وقت لآخر، مثل تغيير نفوط الإشارة ذاتها أو طريقة تسعيرها، آخذة في الاعتبار التطورات التي تطرأ في السوق. ففي المراحل الأولى لنظام التسعير الحالي، كان هناك اصرار من دول اوبك على ربط أسعار نفوطها ضمن آلية المعادلات السعرية بالأسعار الفورية لنفوط الإشارة (أي الجانب الحقيقي للسوق) وليس بأسعارها في الأسواق المستقبلية (أي الجانب الورقي للسوق). وكانت هناك شكوك وعدم ثقة من قبل بعض الدول المنتجة الكبيرة حول طبيعة الأسواق المستقبلية باعتبارها وسيلة للمضاربات.

وهذا له ما يبرره خصوصاً وأن الاتجار بالأسواق الفورية وبشكل الأسعار المطلقة للنفوط كانت المهيمنة في تجارة النفط الدولية أيام البدء بتطبيق آلية المعادلات السعرية في النصف الثاني من عقد الثمانينات، بينما كان سوق نايمكس لا يزال حديثاً ولم يبدأ سوق برنت المستقبلي إلا في عام 741988.

إلا أن ذلك قد تغيّر بمرور الوقت حيث تزايد حجم التداولات في الأسواق المستقبلية وبدرجة عالية من الشفافية، ما يجعل من الصعوبة بمكان خضوعها لإحتكار جهات معينة، كما حصل في بعض الحالات بالنسبة للأسواق الفورية لبعض النفوط التي تعاني من انخفاضات في الانتاج. وقد تزامن ذلك مع انخفاض في تجارة الأسواق الفورية لنفوط الإشارة، وهذا ما قاد إلى تحول بعض دول أوبك لاستخدام الأسعار المستقبلية لنفوط الإشارة في بعض الأسواق في معادلاتها السعرية 75، وبخاصة بالنسبة لنفطي برنت وغرب تكساس. وقد كان ذلك التحول في غاية الأهمية خاصة وأنه وضع الأسواق المستقبلية، والتي هي أسواق للعقود المالية، في صميم نظام التسعير الحالي.

وسيتم التطرق في أدناه إلى نفوط الإشارة وكيفية تطورها في الوجهات الرئيسية للصادرات النفطية من الشرق الأوسط.

2-3: نفط برنت / وجهة أوربا

ظهر نفط برنت في بداية ثمانينات القرن الماضي في الجانب البريطاني من بحر الشمال 6 (كبديل عن نفط "فورتيز" – Forties) الذي كان بمثابة نفط إشارة في حينه. ولأسباب تعود بالدرجة الرئيسية إلى موقعه الجغرافي – ينتج في منطقة مياه بحر الشمال وبالتالي فهو قابل

^{74 .} Paul Horsnell, Oil Pricing Systems, The Oxford Institute for Energy Studies, May 2000.

^{75 .} Bassam Fattouh, Middle East Pricing and the Oman Crude Oil Futures Contract: A Critical Assessment, Oxford Institute for Energy Studies, August 6, 2006.

للتصدير- ونوعيته الجيدة التي تؤهل استخدامه في شريحه عريضة من أنواع مصافي التكرير بالإضافة إلى أنه ينتج من قبل شركات تابعة للدول المستهلكة، أخذ نفط برنت يتوسع في الاتجار ويلعب دور نفط إشارة فعلي عالمي. ومما ساعد في توسع الاتجار بنفط برنت وبخاصة في البداية هو طبيعة النظام الضريبي في بحر الشمال الذي يشجع الشركات المنتجة للنفط إلى بيع شحناتها ومن ثم شراؤها مرة أخرى للوصول إلى سعر منخفض تحسب على أساسه الضريبة وبالتالي تقلص الشركات من الضرائب المدفوعة للحكومة.

وإثر انكماش إنتاجه في نهاية الثمانينات، نتيجة لبعض المشاكل التي هددت وفرته وموقعه كنفط إشارة، تم مزج نفط برنت مع نوعية أخرى مشابهة من النفط المنتج في حقل مجاور وهي " نينيان" (Ninian)، وبالتالي تم طرح "مزيج برنت" (Brent Blend) في السوق في عام 1990 والذي اعتبر حلاً أمثل في حينه لضمان سيولة وكمية كبيرة قابلة للإتجار. لكن كميات المزيج المنتجة بدأت هي الأخرى بالانخفاض، وبخاصة منذ بداية القرن الحالي، وبشكل أخذ يهدد موقع برنت كنفط إشارة ليس فقط في الأسواق المستقبلية (الورقية) والتي زادت أهميتها وتطورت بشكل كبير منذ بداية تداول برنت في تلك السوق في نهاية ثمانينات القرن الماضي.

وكحل لتلك المشكلة، تم زيادة السيولة من خلال توسيع تعريف مزيج برنت ليشمل نفوط أخرى مشابهة في النوعية تنتج في القاطعين البريطاني والنرويجي من بحر الشمال بحيث أصبح عقد برنت المستقبلي يشمل نفوط: برنت، فورتيز، اوزبرغ، وايكوفسك (Ekofisk – BFOE)، وذلك بإجمالي إنتاج حوالي 1.4 مليون ب/ي والذي منح نفط الإشارة حجم مستدام من النفط القابل للإتجار، ما يعنى حماية أكبر من تأثيرات السوق غير المناسبة 77.

ويعني ذلك إمكانية تسليم أي من النفوط الأخرى التي يغطيها العقد بدلاً عن نفط برنت. وقد أدت تلك الخطوة إلى زيادة كبيرة في السيولة وتنويع أكبر في الجهات المنتجة لتلك النوعيات، ما أدى بدوره إلى قبول أكبر في السوق لمزيج برنت كنفط إشارة.

وبتطور وزيادة تعقيد أسواق برنت بطبقاتها المختلفة سواء كان ذلك في الأسواق الفورية الحقيقية أو المستقبلية الورقية، تزايدت هيمنة برنت ليصبح نفط إشارة على المستوى العالمي بصورة مباشرة أو غير مباشرة لتسعير نفوط في العقود الفورية والقصيرة الأمد وفي العقود الطويلة الأمد بشكل يفوق أية نوعية أخرى من نفوط الإشارة. وفي الوقت الذي يتم استخدامه، بشكل رئيسي، كنفط إشارة مرجعي لتسعير النفوط المتجهة إلى وجهة أوربا، أخذت بعض الدول تستخدمه كقاعدة لتسعير صادراتها النفطية المتجهة إلى وجهات أخرى أيضاً، بحيث أصبح برنت يستخدم كنفط إشارة لتغطية معظم تجارة النفط الدولية خارج الولايات المتحدة وآسيا. فمثلاً، تزايد خلال السنوات الأخيرة استخدام برنت كنفط إشارة في السوق الآسيوية بدلاً من نفط "تابس" (Tapis) الماليزي و "ميناس" (Minas) الأندونيسي وهي النفوط المستخدمة تقليدياً كنفوط إشارة في تسعير النفوط الخفيفة الآسيوية وذلك بسبب الانخفاض المستمر في إنتاج النفطين المذكورين 78 كما أن نفوط غرب افريقيا وبحر الشمال إلى السوق الأمريكية تسعر عادة بالربط بأسعار برنت 79 .

^{77 .} Platts, Market Issue: Oil, Dated Brent: The Pricing Benchmark for Asia-Pacific Sweet Crude Oil, May 2011.

^{78 .} PIW, Aprill 11, 2011.

^{79 .} Bassam Fattouh, An Anatomy of the Crude Oil Pricing, The Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40,

وبقدر تعلق الأمر بوجهة أوربا، بدأت الدول المصدرة الرئيسية للنفط في الشرق الأوسط، ومنذ التحول إلى نظام المعادلات السعرية، باعتماد سعر برنت الفوري (أي برنت – تسليم الشهر الأول أو ما يسمى برنت – الخط الأول) المنشور من قبل نشرة بلاتس والذي كان يطلق عليه أحياناً وما يسمى برنت – الخط الأول) المنشور من قبل نشرة بلاتس والذي كان يطلق عليه أحياناً بكمية (15-day Brent) كنفط إشارة، حيث يتم التداول في تلك السوق على شكل عقود قياسية بكمية 500 ألف برميل، في البداية، للعقد الواحد «ومفتوحة (Open) بقدر تعلق الأمر بتاريخ التسليم ولكن خلال شهر متفق عليه» أق ويكون التعامل ما بين الشركات البائعة والمشترية بشكل مباشر من دون توسط أية جهة، وهي شكل من أشكال أسواق التسليم المستقبلي غير النظامية (Forward Market)، وطبقاً للقواعد التي تحكم تلك العقود يكون للبائع الحق في تعيين تاريخ التحميل قبل 15 يوم قبل بداية التحميل. وحالما يتم تحديد تاريخ تحميل أية شحنة ويصبح تسليمها أكيد وبتاريخ محدد فإنها تصبح تحمل صفة الفورية وبتاريخ تسليم محدد أو ما يسمى (Dated Brent).

وبسبب التلاعب الكبير الذي حصل في سوق برنت للتسليم المستقبلي غير النظامية، إرتأت الدول المصدرة للنفط في الشرق الأوسط خلال عام 1989 بالتوقف عن ربط أسعار نفوطها بالسوق المذكورة والتحول إلى استخدام أسعار سوق برنت الفورية التي تقتصر على الشحنات التي أصبحت تواريخ شحنها محددة (Dated Brent).

لكنه، ومنذ شهر يوليو 2000 بدأت كل من السعودية والكويت (تبعتهما إيران في يناير 2001) بربط المعادلات السعرية لوجهة أوربا، بأسعار السوق المستقبلية لنفط برنت في بورصة لندن وعلى أساس المعدل الموزون لسعر برنت المستقبلي (Brent Weighted Average – BWAVE) . ويعود سبب التحول إلى تجنب المضاربات التي باتت تتعرض لها سوق برنت الفورية نتيجة لاحتكار بعض الشركات لمعظم الشحنات الفورية المتوفرة في السوق في بعض الحالات خلال عامي 1999 بعض الشركات خلال عامي 2000 / وقد أدى ذلك إلى تقلبات كبيرة في أسعار برنت الفورية بشكل تبدو غير واقعية في بعض الأحيان خلال تلك الفترة، خصوصاً وأن مزيج برنت يعاني هو الآخر من انخفاض مستمر في الإنتاج فقد انخفض إجمالي الإنتاج في بحر الشمال من أكثر من 6 مليون ب/ي في مستوى الذروة في عام 2006 وإلى 3.39 مليون ب/ي في عام 2010 .

ويعود تحول الدول المذكورة أعلاه إلى استخدام أسعار السوق المستقبلية أيضاً إلى أن تلك الأسعار تتحدد بوساطة تعاملات في السوق المستقبلية وليست على أساس تخمينات تجري من قبل بعض الوكالات المتخصصة. كما تتميز تلك الأسعار بشفافية عالية وبإمكان البائع والمشتري متابعة تطور الأسعار في الأسواق المستقبلية في أي وقت واستخدامها في العقود 82.

January 2011.

⁽²¹⁻day BFO) أصبح يطلق عليه لاحقاً . 80

المصدر:

Marcello Giampiero ,Efficiency of the Pricing Mechanism in the World Oil Market19 ,th World Energy Congress, Sidney, September 5-9, 2004.

^{81 .} Robert Bacon, The Brent Market: An Analysis of Recent Developments, Oxford Institute for Energy Studies. WPM8, 1989.

^{82 .} Bassam Fattouh. Middle East Crude Pricing and Oman Crude Oil Futures Contract: A Critical Assessment, Oxford Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies, August 2006.

2-2-3: نفط غرب تكساس (WTI) / وجهة الولايات المتحدة

بدأ استخدام نفط غرب تكساس (أو ما يسمى بالخام الأمريكي الخفيف)، وهو نفط خفيف النوعية (API 38.7) ومنخفض المحتوى الكبريتي - حلو (0.45 %)، كنفط إشارة بعد اختياره في عام 1983 النوعية المرجعية الرئيسية لعقد نايمكس المستقبلي الجديد للنفط الخام في بورصة نيويورك وبعد التوسع الكبير في الاتجار بالنوعية المذكورة والذي تعود جذوره إلى سبعينات القرن الماضي. حيث كان هناك تمييز في الولايات المتحدة بين النفط "القديم" الذي كان سعره مسيطر عليه من قبل الحكومة والنفط "الجديد" الذي كان خاضعاً لأسعار السوق والذي أدى بدوره إلى حركة بيع وشراء لسلسلة من الصفقات لاستغلال ذلك التمييز إلى الحد الأعلى، وبالتالي التوسع في حركة الاتجار.

واتخذت مدينة "كوشينغ" (Cushing) في ولاية اوكلاهوما بمثابة نقطة التسعير الأساسية لعقد غرب تكساس المستقبلي لكونها مركز تقاطع (hub) لمجموعة كبيرة من أنابيب النفط وسكك الحديد التي تمكن من نقل النفط إلى مختلف أنحاء الولايات المتحدة، بما في ذلك الموانىء الأمريكية. ومنذ ذلك الحين، بدأت سوق نايمكس المستقبلية تنمو بسرعة، ما ساعد في تسليط الضوء على مسألة الاتجار بنفط غرب تكساس.

فترة طويلة، أخذ نفط آخر وهو نفط ألاسكا (Alaska North Slope-ANS)، يحتل مركز فترة طويلة، أخذ نفط آخر وهو نفط ألاسكا (Alaska North Slope-ANS)، يحتل مركز الأفضلية كنفط إشارة، بالنسبة لتسعير نفوط الشرق الأوسط المتجهة إلى السوق الأمريكية بحجة أن نفط ألاسكا مشابه لتلك النفوط من ناحية النوعية (بكثافة API 32.3) برغم أن محتواه الكبريتي المتوسط (البالغ 0.88 %) أفضل من معظم تلك النفوط.

إلا أن انخفاض إنتاج نفط ألاسكا لأسباب ناتجة عن ظاهرة النضوب الطبيعي لمكامنها وزيادة استخدامه في الساحل الغربي للولايات المتحدة، قلل من وفرته في السوق، ما دفع بعض الدول المصدرة إلى السوق الأمريكية بالتوقف عن استخدامه كنفط إشارة في تلك الوجهة 83 وقامت بتجربة استخدام نفوط إشارة مختلفة ومنها سلة من النفوط الأمريكية، إلا أن الوضع استقر في النهاية لصالح نفط غرب تكساس كنفط إشارة إلى الوجهة الأمريكية، بالأخص بعد النجاح الكبير الذي اتسم به العقد المستقبلي لنفط غرب تكساس في بورصة نيويورك.

لكن نفط غرب تكساس يعاني هو الآخر من محددات ومشاكل خصوصاً أنه يعتبر نفط ذات طبيعة مغلقة لا يظهر في تجارة النفط الدولية ويستهلك بالكامل تقريباً داخل السوق الأمريكية وبالتالى ينحصر دوره في منافسة النفوط المستوردة إلى السوق الأمريكية.

وبرغم طبيعته المحلية نحو السوق الأمريكية والخلل الذي يعاني منه نفط غرب تكساس، وبخاصة انخفاض كبير في إنتاجه، فإن الحجم الهائل للمبادلات اليومية التي تتم في سوق نايمكس المستقبلية، والتي وصلت إلى حوالي 6 أضعاف حجم إجمالي انتاج النفط في العالم 84، كان الدافع

^{83 .} تخلّت السعودية والكويت عن استخدام نفط ألاسكا كنفط إشارة في السوق الأمريكية في بداية عام 1994 تبعتهما كل من المكسيك والأكوادور في بداية عام 1996

Energy Intelligence ,The International Crude Oil Market Handbook 2010,

⁸⁴ Bassm Fattouh, An Anatomy of the Crude Oil Pricing System, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40, January 2011.

الرئيسي وراء استمرار استخدامه كنفط إشارة، بضوء ما يوفر من درجة عالية من الشفافية السعرية المباشرة وساحة لجميع المشاركين للاستجابة لآخر الاتجاهات في السوق.

تجدر الإشارة، أن شروط العقد تسمح بتسليم نفوط اخرى عوضاً عن نفط غرب تكساس منها بعض النفوط المحلية المشابهة في النوعية 85، وذلك بالإضافة إلى بعض النفوط الأجنبية منها مزيج برنت ونفوط نيجيرية ونرويجية وكولومبية.

إلا أنه ومنذ عام 2007، بدأت مشاكل نفط غرب تكساس تظهر بشكل أكبر لأسباب تعود بالدرجة الأساس إلى محددات لوجستية نتيجة للتغييرات الخاصة بالأنابيب، وبخاصة بعد تبديل إتجاه أنبوب (Spearhead Pipeline) منذ مارس 2006 ليصبح بإتجاه الجنوب (أي شمال جنوب) لنقل النفط من ولاية البرتا الكندية بإتجاه الجنوب إلى منطقة "كوشينغ" في خليج المكسيك. وتاريخياً كان الأنبوب بإتجاه الشمال (أي جنوب – شمال) لنقل النفط من منطقة "كوشينغ" وليس إليها. ويعود السبب الرئيسي في تبديل إتجاه الأنبوب إلى التوسع في الطاقة الإنتاجية لصناعة الرمال النفطية الكندية وزيادة صادراتها إلى السوق الأمريكية باعتبارها المنفذ الوحيد تقريباً لتلك الصادرات. هذا بالإضافة إلى إمكانية نقل الإنتاج الجديد المتزايد من النفط غير التقليدي، وبخاصة من تشكيلة "باكن" (Bakken) في وسط الولايات المتحدة إلى منطقة خليج المكسيك 68.

وقد نتج الفيض في تلك النفوط إلى زيادة مفرطة في المخزونات في "كوشينغ" وبخاصة في الأوقات التي تكون فيها بعض المصافي في المنطقة تحت الصيانة الدورية 87. فمثلاً، تزايدت الاستيرادات الأمريكية من النفوط الكندية من 1.35 مليون ب/ي في عام 2000 لتصل إلى 1.94 مليون ب/ي في عام 2000، ما أدى إلى تقليص الواردات الأمريكية من مصادر أخرى من العالم، وبخاصة من منطقة الشرق الأوسط88.

نتجت المشكلة اللوجستية بالإضافة إلى الزيادة في الإمدادات من جهة الشمال عن انخفاض وحالة من التذبذب في أسعار نفط غرب تكساس بشكل لا يعكس حالة الأسعار في الأسواق العالمية، وهذا ما حدى بالسعودية، ومنذ بداية عام 2010 (ثم لحقتها كل من الكويت والعراق) بفك ارتباط تسعير نفطها بأسعار نفط غرب تكساس الصادرة عن سوق نايمكس والتحوّل إلى استخدام قاعدة جديدة في معادلاتها السعرية لوجهة السوق الأمريكية مرتبطة بمؤشر "أرغوس".

ويمكن إجمال أهم المبررات لهذا التحول في التسعيرة كما يلى: -

1. تسبب الانخفاض والتذبذب الشديد في أسعار النفط طبقاً لمؤشر غرب تكساس في سوق نايمكس في ضرر شديد بأسعار شحنات النفط المصدرة من دول الشرق الأوسط إلى السوق الأمريكية وانخفاض وتذبذب في العوائد النفطية لتلك الدول بالمقارنة مثلاً مع صادراتها المرتبطة بأسعار نفط برنت إلى الوجهات الأخرى.

وبضوء أهمية الموضوع فإنه سيتم تناوله بشيء من التفصيل من ناحية تطور الفروقات ما بين سعر نفط غرب تكساس وسعر برنت.

^{. 35 .} تشمل نفوط:

Low Sweet Mix, New Mexico Sweet, North Texas Sweet, Oklahoma Sweet, South Texas Sweet.

^{86 .} Oil and Gas Journal, 18 July 2011.

^{87 .} Mohammed Sadeqh Memorian, WTI - Brent Decoupling: A Different Perspective, MEES, 17 September 2007.

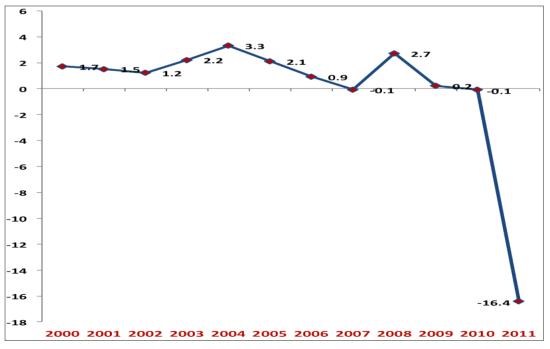
^{88 .} Energy Economist, March 2011.

فبرغم أن نفطي غرب تكساس وبرنت متشابهان في جودتهما العالية – أي كل منهما هو نفط خفيف ومنخفض المحتوى الكبريتي – إلا أن الفروقات التقليدية في الأسعار بينهما خلال الثمانينات والتسعينات كانت عادة لصالح نفط غرب تكساس 89. وخلال الفترة 2000 – 2005 كانت المعدلات السنوية لأسعار نفط غرب تكساس تفوق أسعار برنت بمقدار يتراوح ما بين 1.20 إلى 3.25 دولار/ برميل. لكنه حصل بعد ذلك تغير جوهري وفك ارتباط ما بين أسعار نفط غرب تكساس والنفوط الأخرى في السوق، وبخاصة نفط برنت، وانخفاضات فجائية كبيرة في أسعار غرب تكساس أمام أسعار برنت وبمعدلات قياسية بشكل لا تعكس أساسيات السوق.

ففي عام 2006 تقلصت الفروقات بين أسعار غرب تكساس وبرنت إلى 0.9 دولار/برميل، تحول الفرق بعد ذلك لصالح نفط برنت ليصبح سالب (0.1) دولار/برميل في عام 0.7 لتعاود الفروقات بينهما موجبة وبواقع 0.7 دولار/برميل في عام 0.7 لتتخفض الفروقات إلى 0.7 دولار/برميل في عام 0.7

أما $\underline{\underline{\mathcal{L}}}$ عام 2010 فقد بلغ معدل الفروقات سالب (0.1) دولار/برمیل ثم تطور الفرق بشکل ملفت وکبیر خلال عام 2011 إلى سالب (16.4) دولار/برمیل، کما یتضح من الشکل التالی: –

تطور الفروقات ما بين سعر نفط غرب تكساس وبرنت على أساس المعدلات السنوية للفترة 2000 - 2011 (دولار/ برميل)



ملاحظة: الفرق هو سعر غرب تكساس مطروح منه سعر برنت.

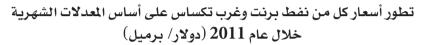
المصدر:

EIA, Petroleum and Other Liquids Data, Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products, January, 2011. http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/leafHandler5

^{89 .} EIA, This Week in Petroleum, February 24, 2011.

ولدى إلقاء نظرة على التطورات التي حصلت لكل من أسعار نفط غرب تكساس وبرنت على أساس المعدلات الشهرية خلال عام 2011 يتضح بأن الفروقات لصالح برنت قد توسعت من 7.4 دولار/برميل خلال شهر كانون الثاني/يناير وبشكل مستمر خلال الأشهر اللاحقة لغاية وصولها إلى مستوى قياسي 27.3 دولار/برميل خلال شهر أيلول/ سبتمبر (وإلى 29.7 دولار/ برميل على المستوى اليومي في الثاني والعشرين من الشهر المذكور) 90 .

لكن الفروقات أخذت تتقلص بعد ذلك لتصل إلى 9.3 دولار/ برميل خلال شهر كانون الأول/ ديسمبر والتي تفوق بقليل ما كانت عليه الفروقات في بداية العام، وكما يتضح من الشكل التالي: -





المصدر:

EIA. Petroleum and Other Liquids Data. Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products. 5 January. 2011. http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/leafHandler

لا يمكن تفسير تطور حالة الفروقات السعرية بين نفطي غرب تكساس وبرنت خلال عام 2011 بالمشاكل ونقاط الاختناق التي يعاني منها نفط غرب تكساس فقط. بل أن العامل الأهم وراء ذلك يعود إلى توقف صادرات النفط الليبية ذات النوعية الخفيفة والمحتوى الكبريتي المنخفض بعد ثورة فبراير وتركيز تأثيرها على السوق الأوروبية – الوجهة الرئيسية لتلك النفوط- والتي تجسدت في ذيادة الطلب على النفوط الخفيفة منخفضة المحتوى الكبريتي في أوربا ومنها نفط برنت. ويعتبر ذلك أحد العوامل الرئيسية وراء زيادة أسعار برنت ووصوله إلى الحد الأعلى البالغ 123.3 دولار/ برميل خلال شهر نيسان/ أبريل 2011.

وبعد عودة الإنتاج والصادرات الليبية إلى السوق، ابتداء من شهر أيلول/ سبتمبر كان التأثير واضحاً في انخفاض أسعار برنت وتقليص الفروقات ما بين سعر غرب تكساس وبرنت خلال الأشهر الأخيرة من العام، هذا بالإضافة إلى بعض الإشارات التي مفادها أن اختناقات النقل إلى خارج

^{90 .} EIA, Today in Energy, 5 December 2011.

منطقة غرب الوسط الأمريكي - السوق الرئيسية لنفط غرب تكساس - بدأت تخف نوعاً ما 91.

وعند النظر إلى مسار تطور الفروقات ما بين أسعار نفط غرب تكساس وبرنت خلال العامين السابقين (2010 - 2011) وبخاصة خلال أشهر عام 2011 يتضح بأن توقيت التحول عن استخدام نفط غرب تكساس كنفط إشارة من قبل بعض الدول الأعضاء في أوابك، في بداية عام 2010، كان موفقاً.

2 - تتأثر أسعار نفط غرب تكساس وبشكل كبير بحالة المخزونات في مدينة "كوشينغ" كونه نفط مغلق ومنعزل عن السوق العالمية. وقد وجهت انتقادات إلى محطات تخزين النفط في مدينة كوشينغ لمحدودية طاقتها التخزينية وما يؤدي إليه ذلك من تذبذبات في أسعار غرب تكساس ودفعها نحو الارتفاع والانخفاض وفقاً لحجم استيعاب المخزون، ما يؤثر على مدى ملاءمة النفط المذكور كنفط إشارة على مستوى العالم.

وبضوء ذلك فإنه في كثير من الأحيان يحصل انخفاض في أسعار النفوط المصدرة من الشرق الأوسط إلى السوق الأمريكية لمجرد انخفاض الطلب على الخام في مدينة كوشينغ لعدم وجود طاقة تخزين كافية لاستيعاب الكميات الواردة من الخارج مما يؤدي إلى انخفاض في الأسعار في وضع لا يعكس حالة أسواق النفط العالمية.

- إن نفط غرب تكساس ليس نوعية واحدة بل هو مزيج يتألف من عدة نفوط محلية أمريكية والتي تتشابه في نوعياتها – وتنتج في عدة ولايات أمريكية (تكساس ونيوميكسيكو واوكلاهوما وكانساس) 92 . كما ينتج النفط المذكور من قبل عدد كبير من الجهات المنتجة.

عموماً، عندما تم إطلاق عقد نايمكس المستقبلي في عام 1983 كان معدل إنتاج نفط غرب تكساس حوالي 1.3 مليون 1.3 مليون 1.3 إلا أن معدل الإنتاج أخذ يعاني من الانخفاض المستمر خلال السنوات اللاحقة ليصل إلى حوالي 300 ألف 1.3 إلى جانب تناقص احتياطياته المستمرة، الأمر الذي يجعل منه مؤشر إقليمي لا تنطبق عليه صفة المؤشر العالى.

4 – تعتبر النفوط الثلاثة التي يتألف منها مؤشر "ارغوس" أكثر تعبيراً عن نوعية نفوط الشرق الأوسط كون أغلبها من الخامات المتوسطة والثقيلة والعالية المحتوى الكبريتي «نفط (Mars) الأوسط كون أغلبها من الخامات المتوسطة والثقيلة والعالية المحتوى الكبريتي API 30.9 ومحتوى كبريتي كبريتي 28.7 % ونفط (Southern Green Canyon) بكثافة 28.7 % ونفط (Southern Green Canyon) بكثافة 23.7 % ونفط (236 % بالناطق المغمورة، وبالتالي فهي لا تعاني من مشاكل في البنية التحتية أو اختناقات لوجستية في ظروف الطقس الطبيعي (وهي المشكلة التي يعاني منها نفط غرب تكساس). كما أن تزايد إنتاج تلك النفوط في منطقة خليج المكسيك جعل من حجم قاعدة التجارة الفورية للنفوط المؤلفة للمؤشر كبيراً 60، حيث بلغ إجمالي النوعيات الثلاثة حجم قاعدة التجارة الفورية للنفوط المؤلفة للمؤشر كبيراً 60، حيث بلغ إجمالي النوعيات الثلاثة

⁹¹ EIA, Today In Energy, 5 Dec 2011.

^{92 .} Bassam Fattouh, An Anatomy of the Crude Oil Pricing System, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40, January 2011.

^{93 .} IEA, Oil Market Report, 12 August 2009.

^{94 .} Argus, Argus Sour Crude Index (ASCI), November 2011, www.argusmedia.com.

^{95 .} Bassam Fattouh, An Anatomy of the Crude Oil Pricing System, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40, January 2011.

نحو 650 ألف ب/ي في عام 2010 %.

إلا أنه لابد من الإشارة إلى أن تلك النفوط تعاني من بعض المشاكل. فهي تنتج في منطقة خليج المكسيك ويجري نقلها بوساطة الأنابيب إلى المناطق اليابسة، وبالتالي فهي معرضة لحوادث الأعاصير التي عادة ما تضرب المنطقة المذكورة خصوصاً وأن تلك النفوط لا تمتلك قاعدة سوق مستقبلية ورقية كبيرة كما هو الحال بالنسبة لنفط غرب تكساس.

3-2-3: نفطى دبى وعمان / وجهة آسيا

لقد تطورت سوق فورية وتسليم مستقبلي غير نظامية (Forward Market) لنفط دبي، بشكل أو بآخر، منذ حوالي عام 1984 ⁹⁷ وذلك مع التقلص ومن ثم التوقف التام لتجارة نفط العربي الخفيف في السوق الفورية. وبالتالي، أخذ نفط دبي يحل وبشكل تدريجي، محل نفط العربي الخفيف كنفط خام فوري رئيسي في منطقة الشرق الأوسط، برغم أن نفط دبي لا يمتلك مواصفات نفط الإشارة المثالي ⁹⁸. وهناك أسباب أخرى ساهمت في دفع استخدام نفط دبي كنفط إشارة منها عدم وجود تقييدات حكومية على الاتجار أو إعادة بيع النفط المذكور.

وبعد تخليّ بلدان أوبك عن نظام الأسعار الرسمية، بدأت بعض تلك الدول بإعتماد سوق دبي كمعيار في تسعير نفوطها المتجهة إلى الشرق. وخلال فترة وجيزة أصبح نفط دبي مسؤول عن تسعير ملايين البراميل يومياً من نفط الشرق الأوسط إلى السوق الآسيوية ليصبح دبي معروفاً برنت الشرق "99".

وبعد مرور أكثر من ربع قرن، فإن معظم الشحنات المصدرة من الشرق الأوسط إلى سوق آسيا لازالت تسعر على أساس نفط دبي أو نفط عمان أو متوسط النفطيين. وتتخذ حالياً الدول المصدرة الرئيسية في الشرق الأوسط (السعودية والعراق والكويت وإيران) متوسط سعر نفطي دبي وعمان كسعر إشارة لتسعير نفوطها المصدرة للسوق المذكورة.

في المراحل الأولى لتطبيق نظام التسعير الحالي، كان نفط دبي الإشارة يتضمن النفط المنتج من حقول دبي فقط إلا أن حجم إنتاج نفط دبي قد انخفض بشكل كبير من حده الأعلى 400 ألف ب/ي خلال الفترة 1990 - 1995 ليصل إلى أقل من 120 ألف ب/ي في عام 2004 وإلى حوالى 60 ألف ب/ي في عام 2010.

إن الانخفاض في إنتاج دبي أضعف من مكانته كنفط إشارة موثوق ولكنه وبرغم محدودية إنتاجه، لازال سعر نفط دبي يوفر إشارة سعرية حيوية للنفوط عالية المحتوى الكبريتي. ومن أهم الأسباب الرئيسية لنجاح ذلك خلال العقد السابق هو الحاجة لوجود سعر إشارة شرق أوسطي وسعر فوري لنوعية نفط ثقيلة عالية المحتوى الكبريتي في التجارة الدولية. وقد قدمت بعض الجهات التي لها علاقة بنفط دبي بعض الابتكارات وبذلت جهوداً حثيثة للإبقاء على نفط دبي كفط إشارة.

^{96 .} Energy Intelligence, The International Crude Oil Market Handbook, 2010.

^{97 .} Petroleum Argus Limited, Petroleum Argus Guide to Arab Gulf Oil Pricing, 1991.

^{98 .} Energy Intelligence, The International Crude Oil Market Handbook, 2010.

^{99 .} Horsnell, P. and R. Mabro (1993), Oil Markets and Prices: The Brent Market and the Formation of World Oil Prices, Oxford University press,

ومن إحدى الطرق للإبقاء على دبي كنفط إشارة هو الإبتكار الذي تقدمت به نشرة بلاتس الذي يقضي بقبول نفط عمان كنوعية بديلة للعقود المسعره على أساس نفط دبي وذلك منذ عام 2001 أدر 2004 طرحت نشرة بلاتس ابتكاراً آخر للتخفيف من مشكلة تدني الاتجار بنفط دبي يتمثل بإمكانية الاتجار بأجزاء من الشحنة أي بتقسيم الشحنة إلى عدد من القطع أو الأجزاء، حيث تم تحديد الحد الأدنى للقطعة بواقع 25 ألف برميل 101.

إن الإنخفاض الحاد في إنتاج دبي قد أدى إلى زيادة أهمية نفط عمان في تسعير النفوط الخام إلى السوق الأسيوية. وبعد عدم تجديد عقود الامتياز للشركات الأجنبية العاملة في إنتاج نفط دبي في عام 2007، فقد نفط دبي أحد المعايير الضرورية لنفوط الإشارة ألا وهو تنوع الملكية 102.

وبالتالي، أخذ نفط عمان بمحاولة الهيمنة كنفط إشارة في المنطقة. وهناك بعض التوقعات التي تشير إلى إمكانية تفوقه بالكامل على نفط دبي قريباً. ومما زاد من الميل نحو نفط عمان هو إطلاق عقد عمان المستقبلي (Oman Crude Oil Futures Contract-DME Oman) في بورصة دبي للطاقة (DME) وذلك اعتباراً من حزيران/ يونيو 2007.

وقد لاقى العقد الجديد قبولاً عاماً في الصناعة النفطية، ما يؤكد الأهمية المتزايدة لنفط عمان. وتعمل بورصة دبي للطاقة جاهدة للارتقاء بنفط عمان إلى منزلة نفط إشارة. وبرغم التطور الكبير الذي حصل في حجم التعاملات في السوق المذكورة وبشكل مستمر ليعبر في بداية عام 2010 عتبة الـ 4000 عقد لليوم الواحد، فإن المعدل السنوي لعام 2011 بلغ 3505 عقداً والذي لازال يعتبر منخفضاً بالمقارنة مع الأسواق المستقبلية الأخرى مثل سوق لندن 103

وفي كل الأحوال، بعد الإطلاق الناجح لعقد عمان المستقبلي في سوق دبي للطاقة، أصبح نفط عمان مرشحاً رئيسياً ليتطور إلى نفط الإشارة الوحيد، وبخاصة بعد أن أصبحت السوق المذكورة الأساس لتحديد السعر الرسمي لنفط عمان (بعد أن كانت أسعاره تحدد بأثر رجعي).

مما يذكر، يتمتع نفط عمان ببعض الخصائص التي تمكنه من لعب دور نفط الإشارة من أهمها حجم السيولة الحقيقية، حيث وصل إنتاجه إلى 815 ألف ب/ي في عام 2009. كما أن عمان ليست دولة عضو في منظمة أوبك، وبالتالي فإن الإنتاج غير خاضع لنظام الحصص الخاص بالمنظمة. إضافة إلى ذلك فإن المبيعات ليست خاضعة لتحديدات الوجهة النهائية كما هي الحال في معظم عقود الدول المصدرة الرئيسية في الشرق الأوسط. كما أن الشركة المشغلة في عمان المسؤولة عن أكثر من 90 % من إنتاج النفط في الدولة مملوكة من قبل كل من الحكومة العمانية (60 %) وشركة شل (34 %) وتوتال (4 %) وشركة بارتكس (2 %)، ما يعطي بعض التنوع في الملكية وإن كانت الدولة تسيطر على الجزء الأكبر والذي يعتبره البعض عامل سلبي يحد من دور نفط عمان كنفط إشارة موثوق.

^{100 .} MEES, 4 April 2005.

^{101 .} Bassam Fattouh, Middle East Crude Pricing and the Oman Crude Oil Futures Contract: A Critical Assessment, Oxford Energy Comment, August 2006, Oxford Institute for Energy Studies.

^{102 .} Bassam Fattouh, An Anatomy of the Crude Oil Pricing System, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40, January 2011.

^{103 .} Bassam Fattouh, The Dubai Benchmark and its Role in the International Oil Pricing System, Oxford Comment, March 2012, Oxford Institute for Energy Studies.

من جهة أخرى يعاني نفط عمان هو الآخر من انخفاض في الإنتاج برغم أن ذلك لا يعتبر مشكلة ملحة في الوقت الحاضر 104.

3-3: عامل التعديل (Adjustment Factor)

يعتبر عامل التعديل (أو الفروقات) العنصر الأساسي في المعادلة السعرية الذي تحدده الدول المنتجة، عادة، على اساس شهري ويختلف من نفط لآخر ومن سوق لأخرى. إلا أن الدولة المنتجة لا تسيطر على السعر النهائي المطلق لنفوطها والذي يعتبر ذات طبيعة عائمة، كونه يعتمد على سعر نفط الإشارة المستخدم في المعادلة السعرية والذي يحدد عادة في السوق.

وتهدف الفروقات بين سعر النفط المصدر وسعر نفط الإشارة في المعادلة السعرية بالأساس إلى ضمان المنافسة بين النفط المصدر والنفوط الأخرى، وبخاصة المشابهة للنفط المصدر في السوق المستهدفة .

وتشتمل الفروقات عادة على المكونات التالية: فروقات النوعية+ فروقات جغرافية + فروقات تجارية وكما يلى: -

إجمالي قيمة المنتجات للنفط المصدر مطروح منها قيمة المنتجات لنفط	فروقات النوعية :
الإشارة.	
تكاليف نقل نفط الإشارة مطروح منها تكاليف نقل النفط المصدر.	فروقات جغرافية :
والتي تتأثر بعوامل متعددة ومتنوعة منها سياسة الدولة المنتجة، حجم الإنتاج	فروقات تجارية :
والتصدير ومدى موثوقيته، مواقف مصافي التكرير والتوقعات المستقبلية	
والموقف اللوجستي فيما يخص النفط المصدر.	

-3-3: حركة الفروقات بين أسعار النفوط الخفيفة والثقيلة خلال مرحلة أسعار السوق

في ضوء إنتشار استخدام أسعار نفوط الإشارة في التجارة العالمية، وإزدياد حجم الاتجار العالمي لتلك النفوط في الأسواق الفورية والمستقبلية، وما نتج عن ذلك من أسعار ذات درجة عالية من الشفافية في تلك الأسواق والتي يمكن متابعتها والإطلاع المباشر عليها من قبل الجميع، أصبح من المعتاد، وحتى داخل أروقة أوبك، استخدام الفروقات بين أسعار برنت ودبي أو غرب تكساس ودبي (على رغم أن دبي متوسط الكثافة عالي الكبريت) لتمثل حركة الفروقات بين أسعار النفوط الخفيفة والثقيلة. علماً بأن معظم دول أوبك، وبخاصة الدول المنتجة الكبيرة، تضع عادة في عقودها، شروطاً تحد من إمكانية إعادة بيع نفوطها مما يقلل من حجم تداولها في الأسواق الرئيسية ويحد من استخدامها كنفوط إشارة.

تجدر الإشارة، بأن من السمات المهمة لنظام التسعير الحالي خلال السنوات الأخيرة هي التغيرات الواسعة في فروقات أسعار النفط ووصولها إلى مستويات عالية أو منخفضة جداً في بعض الأحيان.

^{104 .} Bassam Fattouh, Middle East Crude Pricing and the Oman Crude Oil Futures Contracts: A Crtical Assessment, Oxford Energy Comment, August 2006.

وتشير أحدى الدراسات بهذا الخصوص بأن فروقات الأسعار بين أزواج متنوعة من النفوط تتميز بديناميكية مختلفة معتمدة على جوانب متعددة منها نوعيات النفط الخام وبالتالي طبيعة حصيلة المنتجات عند التكرير ، بالإضافة إلى عوامل أخرى. ومع ذلك، ترتبط أسواق النفط ببعضها البعض، ما يمنح سوق النفط صفة العالمية والذي يشبهه البعض بمثابة بركة كبيرة واحدة 105

وبهدف المزيد من التوضيح لطبيعة حركة الفروقات وأخذ فكرة عن مسبباتها سيصار فيما يلي إلى تناول الفروقات بين أسعار النفوط الخفيفة والثقيلة خلال مرحلة أسعار السوق عبر بعض الفترات الزمنية والإشارة إلى بعض التطورات الهامة في السوق خلال تلك الفترة. ولتجنب التكرار سيتم التركيز في أدناه وبصورة رئيسية، على الفروقات ما بين نفط برنت (ممثلاً للنفوط الخفيفة الحلوة) ونفط دبي (ممثلاً للنفوط الثقيلة الحامضية على رغم أنه متوسط الكثافة وعالي المحتوى الكبريتي) حيث أن الفروقات بينهما تستخدم وعلى نطاق واسع كإشارة لطبيعة الفروقات بينهما تستخدم وعلى نطاق واسع كإشارة لطبيعة الفروقات بين النفوط الخفيفة والثقيلة والثقيلة .

أ - الفترة الأولى : 1987 - 1991

بدأت الفترة بإرتفاع متواصل في الفروقات ليصل معدل الفرق ما بين سعر برنت ودبي إلى بدأت الفترة برميل خلال عام 1991 مقارنة بمستوى 1.49 دولار/ برميل في عام 1987، أي بزيادة 1.98 دولار/ برميل والذي يمثل أكثر من 130 %. كما يتضح من الجدول (2) في الملحق.

ويذكر في هذا السياق أن الفترة شهدت بعض التطورات في سوق النفط العالمية. حيث انخفضت حصة زيت الوقود بصورة طفيفة من حوالي 17.4 % في عام 1987 إلى 17.1 % من إجمالي استهلاك العالم (خارج الاتحاد السوفيتي السابق) من المنتجات النفطية خلال عام 1991. أما نسبة الستهلاك الغازولين والمنتجات النفطية الخفيفة الأخرى فقد ازدادت بصورة طفيفة أيضاً من 64.4 % خلال الفترة المذكورة .

واتسمت الفترة أعلاه بازدياد في حصة إنتاج دول أوبك لتشكل حوالي 38 % من إجمالي إنتاج النفط العالمي في عام 1991 بدلاً من 31.6 % في عام 1987 وبالمقابل انخفاض في حصة إنتاج دول خارج أوبك من 68.4 % إلى حوالي 62 % خلال الفترة نفسها، كما في الجدول (1) في الملحق المشار إليه أعلاه.

وعلى رغم أن ازدياد نسبة إنتاج دول أوبك توحي بازدياد في حصة النفوط الثقيلة، لا توجد طريقة سهلة لقياس نوعية النفط الخام المنتج خلال تلك الفترة. ومن خلال المصادر المتوفرة حول الموضوع، اتضح صعوبة التوصل إلى احتساب دقيق لمعدل نوعية النفوط المنتجة في العالم ولفترات تاريخية بعيدة بسبب قلة درجة الشفافية في البيانات النفطية وغياب البيانات الضرورية، بصورة عامة، أو عدم اكتمالها بالنسبة لبعض الدول. وهذا ما حدا ببعض المصادر إلى اللجوء إلى اتخاذ نسبة إنتاج ست دول يغلب على إنتاجها النوع المتوسط / الثقيل (السعودية، الكويت، إيران، فنزويلا والغابون والإكوادور) كإشارة للتغير في تركيبة مزيج الإنتاج العالمي. حيث ارتفعت نسبة إنتاجها

^{105 .} Bassam Fattouh, The Dynamics of Crude Oil Price Differentials, January 2008, Centre for Financial and Management Studies (SOAS) and Oxford Institute for Energy Studies.

^{106.} CGES, Global Oil Report, - Market Watch, June 12, 2003.

من حوالي 16.5 % من إجمالي الإنتاج العالمي في عام 1987 لتصل إلى 24 % في عام 1991 بعد أزمة الخليج 107 . علماً بأن أحد الأسباب المهمة وراء ازدياد الإنتاج لبعض الدول ذات النفوط الثقيلة والمتوسطة خلال تلك الفترة هو للتعويض عن نقص الإمدادات التي حصلت في السوق نتيجة لتوقف إنتاج النفط العراقي الذي يتصف بنوعية أفضل من معدل النوعية لصادرات نفط أوبك. من جهة أخرى، فإن حصة النفوط السعودية بكثافة 31API أو أقل ازدادت من 28 % في عام 1989 لتصل إلى 33 % في عام 1991.

وقد كان ذلك واضحاً من التغييرات التي طرأت على معدل النوعية للنفوط المكررة في المصافي الأمريكية حيث انخفض معدل كثافتها من 31.64API في عام 1987 ليصل إلى 31.64API في عام 1991 وارتفع معدل المحتوى الكبريتي من 0.99 % إلى 1.13 % خلال الفترة المذكورة % .

وتقوم عادة، المصافح الحدّية (Marginal Refineries) في الحالات التي تزداد فيها حصة النفوط الثقيلة الحامضية ضمن مزيج الإمدادات العالمية بإنتاج كميات أكبر نسبياً من المنتجات الثقيلة، وبالأخص زيت الوقود، مما يؤدي إلى تخفيض في أسعار تلك المنتجات ويقود بالتالي إلى ارتفاع في أسعار النفوط الخفيفة نسبة إلى الثقيلة 110.

من جهة أخرى، شهدت صناعة التكرير العالمية إضافة طاقات تكرير تحويلية (معقدة) جديدة قدرت بحوالي 3.0 مليون ب/ي على مستوى العالم خارج دول الاتحاد السوفيتي السابق خلال الفترة 1985–1990 بناء على فروقات الأسعار الواسعة التي سادت السوق خلال منتصف الثمانينات والتي بررت اتخاذ قرارات بإجراء تعقيد وترقية (Upgrading) لمصافيها القائمة أو بناء مصافح تكرير جديدة تحويلية مطورة بدلاً من النوع البسيط. وبالتالي فإنه بالإمكان القول بأن العامل الرئيسي وراء توسع فروقات الأسعار في نهاية الفترة المذكورة آنفاً، كان يعود بالدرجة الأولى للتغيير الذي حصل في نوعية مزيج إمدادات النفط العالمية خصوصاً وأنه لم يطرأ تغيير كبير وتحول مهم في نمط الطلب العالمي على المنتجات النفطية خلال الفترة المعنية. علاوة على ذلك فإن الإضافات التي حصلت في الطاقات التحويلية كانت عاملاً محدداً لذلك التوسع في الفروقات بسبب زيادة الطلب على النفوط الثقيلة ورفع أسعارها نسبياً.

ب - الفترة الثانية: 1999-1999

بعد المستويات العالية التي وصلتها في عام 1991، بدأت فروقات الأسعار بالانخفاض طوال فترة التسعينات (باستثناء عام 1996) ليصل معدل الفرق بين سعر نفط برنت ودبي 0.91 دولار/ برميل خلال عام 1995، أي حوالي ربع ما كان عليه خلال عام 1991. وقد خلق ذلك مشكلة بالنسبة لمشاريع التكرير التحويلية ذات التكاليف العالية بالتأثير سلباً على ربحيتها. ومما خفف من تلك المشكلة الارتفاع الذي شهدته الفروقات في عام 1996، ووصولها إلى 2.12 دولار/ برميل، أي بزيادة 133 % مقارنة بعام 1995، إلا أن ذلك لم يستمر طويلاً حيث عادت الفروقات لتعاني من الانخفاض ثانية في عام 1997 حيث وصل معدلها إلى 0.56 دولار/ برميل في عام 1998 من الانخفاض ثانية في عام 1997 حيث وصل معدلها إلى 0.56

^{107 .} CGES, Global Oil Report, July –August, 1992.

^{108.} CGES, Global Oil Report, January - February, 1995

^{109 .} EIA, US API Gravity and Sulfur Content of Crude Input to Refineries, 15March, 2006.

^{110 .} CGES, Global Oil Report, July - August, 1992.

وهـو أدنى مستوى لها خلال الفترة والذي يمثل حوالي 16 % من مستوى عام 1991 ثم استمر الفرق منخفضاً في عام 1999 بواقع 0.67 دولار/ برميل.

من جهة أخرى، استمر الاتجاه العام لحصة زيت الوقود بالانخفاض، خلال تلك الفترة، على رغم التذبذب في بعض السنوات، بالتزامن مع ارتفاع في نسبة الغازولين والمنتجات الخفيفة الأخرى ضمن نمط الطلب العالمي على المنتجات النفطية. فقد وصلت نسبة زيت الوقود إلى 15.2 % في عام 1995 وإلى 13.4 % في عام 1995 من إجمالي الاستهلاك العالمي للمنتجات النفطية باستثناء دول الاتحاد السوفيتي السابق بالمقارنة مع 17.1 % في عام 1991. بينما ازدادت نسبة المنتجات الخفيفة (الغازولين والمقطرات الوسطية) إلى 65.9 % خلال عام 1995 وإلى 66.7 % خلال عام 1995 بالمقارنة مع 64.6 % بالنسبة لعام 1991.

كما، اتسم إنتاج أوبك بالنمو خلال تلك الفترة (باستثناء عام 1999) حيث ازداد من 24.7 مليون برميل/يوميا في عام 1991 ليصل إلى 30.97 مليون برمي في عام 1998، أي بزيادة حوالي 25 % بينما انخفض إلى 29.56 مليون بري في عام 1999 ، أي بانخفاض 4.6 % مقارنة مع مستوى عام 1998 111 . كما يتضح من الجدول (1) في الملحق المشار إليه أعلاه.

أما إنتاج دول خارج أوبك، فقد شهد انخفاضاً في البداية ولغاية عام 1993 ثم ما لبث وأن تحرك باتجاه معاكس ليرتفع في عام 1994 بنسبة فاقت التوقعات في حينه ليصل إلى 39.69 مليون ب/ي في ذلك العام. استمر إنتاج خارج أوبك بعدها بالنمو حتى نهاية الفترة في عام 1999 وذلك يعود بالدرجة الأولى إلى التباطؤ في انحدار الإنتاج في الحقول المنتجة القديمة في بعض تلك الدول، بالإضافة إلى بدء الإنتاج في بعض الحقول الجديدة، بالأخص المنتجة للنفوط الخفيفة، في بحر الشمال ومناطق أخرى في العالم 112 .

وبالتالي استطاعت دول خارج أوبك التعويض عن الانخفاض الذي طرأ على إنتاجها في بداية التسعينات حيث وصل إنتاجها إلى 42.5 مليون ب/ي في عام 1999مقارنة بمستوى 40.48 مليون ب/ى في عام 1991 أى بزيادة حوالى 5 %.

أما بالنسبة لنوعية النفوط، فإنه بعد الزيادة التي حصلت في إنتاج النفوط الثقيلة في عام 1991 بدأت حصة تلك النفوط بالانخفاض وذلك لعدة أسباب، منها قيام بعض دول أوبك بإعادة النظر في سياستها الإنتاجية السابقة وذلك بزيادة ضخ النفوط الخفيفة العالية السعر على حساب النفوط الثقيلة 113 بهدف تعظيم مردود البرميل المصدر بعد الانخفاض الذي شهدته أسعار النفط في حينه والمنافسة الشديدة التي واجهتها دول المنطقة من إنتاج دول خارج أوبك، وبالأخص نفوطها الخفيفة التي حلت محل نفوط أوبك الثقيلة.

وبقدر تعلق الأمر بتركيبة مزيج امدادات النفط العالمية، فقد تزايدت حصة النفوط الثقيلة النوعية (أي أعلى من 10 API وأقل من 26 API) بشكل طفيف من 31.1 إلى 31.5 % ما بين عامي 1994 و 1999. بالمقابل، حصل انخفاض في حصة النفوط المتوسطة (أي أعلى من API 26 وأقل من API 35 إلى 55.8 % وتزايدت حصة النفوط الخفيفة (أعلى من API 26

¹¹¹ BP Statistical Review of World Energy, Various Issues 1994.

¹¹² CGES, Global Oil Report, November-December, 1994.

^{113 .} ضمن نفس السياق قامت السعودية بطرح نوعية نفط جديدة خفيفة جداً (Light Super) عالية النوعية في نهاية عام 1994.

API 35) من API إلى 12.7 % خلال ذات الفترة ، وكما يتضح من الجدول (3) في الملحق.

أما بالنسبة للمحتوى الكبريتي، فقد حصل انخفاض في حصة النفوط عالية المحتوى الكبريتي (أي أعلى من 1%) من 56.1 إلى 54.4 %، بالمقابل تزايدت حصة النفوط منخفضة المحتوى الكبريتي (أقل من 0.5%) من 35.1 إلى 36.2 % وكذلك الحال بالنسبة لحصة النفطوط متوسطة المحتوى الكبريتي (أي أعلى من 0.5% وأقل من 1%) التي ازدادت حصتها من 8.8 إلى من مزيج امدادات النفوط العالية خلال الفترة المذكورة أعلاه، وكما يتضح من الجدول (4) في الملحق:

من جهة أخرى، استمرت صناعة التكرير العالمية بإضافة طاقات تحويلية خلال الفترة 1990-1995 وأن الجزء الأكبر من تلك الطاقة تم تنفيذه خلال عام 1994. حيث ارتفعت نسبة الطاقة التحويلية إلى طاقة التقطير الابتدائي في العالم وكما في بداية عام 1995 إلى 36.3 % مقارنة بنسبة 33.1 % في بداية عام 1994 التقلص في بداية عام 1994 نظراً لأن استغلال الطاقات التحويلية الجديدة يستلزم زيادة في الطلب على النفوط الثقيلة وبالتالى زيادة في أسعارها.

علماً بأن الاتجاه الانخفاضي لفروقات الأسعار بعد عام 1991 كان بالعكس من التوقعات السابقة. حيث كان الانطباع السائد بالأخص في منتصف الثمانينات هو استمرار الاتساع في الفروقات السعرية بين النفوط الخفيفة والثقيلة، ووفقاً للتوقعات حينذاك، باستمرار ارتفاع نسبة النفوط الثقيلة ضمن مزيج إمدادات النفط العالمية متزامناً مع ازدياد الطلب على المنتجات الخفيفة على حساب زيت الوقود، والتي هي الأخرى لم تتحقق بنفس النسب المتوقعة السابقة.

أما بالنسبة للتوسع في الفروقات خلال عام 1996 فإنه قد يعزى بالدرجة الأولى إلى عوامل موسمية وبالأخص المناخ البارد الذي ساد خلال الأجزاء الأولى من تلك السنة والذي أدى إلى انخفاض مستوى المخزون وازدياد الطلب على النفوط الخفيفة في كل من أمريكا وأوروبا.

ج-الفترة الثالثة: 2010-2011

بدأت الفترة بإرتفاع في فروقات الأسعار إلى 2.19 دولار/ برميل بعد مستوياتها المتدنية في عام 1999، تلى ذلك فترة من الاستقرار النسبي تراوحت خلالها الفروقات ما بين أسعار نفط برنت و دبي ما بين 1.20 و 2.20 دولار/برميل خلال عامي 2000 – 2003.

بعد ذلك، شهدت الفترة أعلاه درجة عالية من التذبذب في فروقات الأسعار بين النفوط الخفيفة والثقيلة وسجلت الفروقات بين أسعار نفط برنت ودبي أرقاماً قياسية غير مسبوقة في الاتجاهين.

حيث ارتفعت الفروقات بين أسعار النفطين المذكورين لتصل إلى 4.57 دولار/ برميل في علم 2004 أي بزيادة 124 % بالمقارنة مع عام 2003. ثم تبعتها زيادة بحدود 11 % خلال عام 2005 بالمقارنة مع عام 2004 لتتخفض بعد ذلك إلى 3.62 دولار/برميل في عام 2006 أي ما يعادل انخفاض حوالي 29 % بالمقارنة مع عام 2005، لحقتها زيادة بحدود 15 % في عام أي ما يعادل انخفاض حوالي 29 % بالمقارنة مع عام 2005، لحقتها زيادة بحدود 15 % في عام

2007 لتتخفض بعد ذلك بنحو 16 % في عام 2008 ولتصبح الفروقات سالب 2009 دولار/ برميل (أي أن سعر نفط دبي الأقل جودة يفوق سعر نفط برنت الأفضل جودة) في عام 2009. ثم عادت الفروقات إلى حالة الموجب وبواقع 1.5 دولار/ برميل في عام 2010 لتنهي الفترة بأعلى المستويات من الفروقات وبواقع زيادة سعر برنت بنحو 5.2 دولار / برميل بالمقارنة مع سعر دبي في عام 2010 أي بزيادة حوالي 247 % بالمقارنة مع عام 2010. وقد تزامن ذلك مع حصول تغيرات كبيرة في سوق النفط العالمية خلال الفترة المذكورة.

ابتداءاً منذ بداية القرن الحالي، وبالأخص منذ عام 2004، حصل ارتفاع متواصل لأسعار النفط العالمية لتعبر حواجز متتالية خلال السنوات اللاحقة لأسباب متعددة ومتشابكة لها علاقة مباشرة بالعوامل الأساسية لميزان العرض والطلب – بالأخص الزيادة غير المتوقعة التي طرأت على الطلب العالمي على النفط في كل من الصين وأمريكا وبعض الدول الأخرى كالهند وبخاصة في عام 2004 – بالإضافة إلى عوامل أخرى ذات طبيعة جيوسياسية ومناخية والمضاربات في الأسواق المستقبلية والاختناقات التي تعاني منها طاقات التكرير العالمية، حيث ارتفعت المعدلات الاسمية للنفوط الخام إلى مستويات قياسية غير مسبوقة من قبل. فقد وصلت أسعار برنت إلى 28.50 دولار/برميل في عام 2000، بزيادة حوالي 37 % بالمقارنة مع عام 1999. ووصل سعر برنت إلى 38.23 دولار/ برميل خلال عام 2004، ثم استمر بالزيادة لغاية وصوله 38.85 دولار/ برميل في عام 2008 (برغم الانخفاض الحاد في الأسعار خلال النصف الثاني من العام المذكور بسبب الأزمة المالية العالمية). وانخفض بعد ذلك معدل سعر برنت إلى 61.83 دولار/ برميل في عام 2010 بضوء الانخفاض في الطاب العالمي على النفط بسبب الأزمة المالية العالمية، ثم عاد للارتفاع إلى 78.1 دولار/ برميل في عام 2010 برغم التباطؤ الاقتصادي وإلى 2010 المال العام المذكور.

ومما يذكر، حصلت في الولايات المتحدة في عام 2005 أسوأ كارثة مناخية، متمثلة بإعصار كاترينا الذي اجتاح منطقة خليج المكسيك وأدى إلى تعطيل سلسلة متكاملة من مرافق الصناعة النفطية الأمريكية بدءاً بمنصات الإنتاج ووحدات معالجة الغاز ومنظومات الأنابيب وصولاً إلى مجموعة مهمة من المصافي في تلك المنطقة.

وشهدت الفترة ارتفاعاً في نسبة المنتجات الخفيفة (غازولين ومقطرات وسطية) وصلت إلى 67 % في عام 2004 وإلى 68.4 % في عام 2011 من إجمالي استهلاك المنتجات النفطية في العالم بالمقارنة مع 66.3 في عام 2000، وانخفضت نسبة زيت الوقود من 11.7 % في عام 2000 وانخفضت نسبة زيت الوقود من 2001 % في عام 2011 % في الجوانب البيئية وتشديد عام 2011 المنتجات النفطية تبعاً لذلك.

من جهة أخرى، قامت دول خارج أوبك بتوفير الجزء الأكبر من الزيادة في امدادات النفط العالمية خلال تلك الفترة وبواقع 4.04 مليون ب/ي والتي تمثل نسبة 56 % من إجمالي الزيادة في الإمدادات ما بين عامي 2000 و 2000. أما دول أوبك فقد كانت المصدر لحوالي 3.2 مليون ب/ي من الزيادة أي ما يعادل حوالي 44 % من إجمالي الزيادة خلال تلك الفترة.

مما يذكر، حصلت زيادة في حصة النفوط الخفيفة (من 13.3 % إلى 14.4 %) ما بين عامي 2000 و 2010. كما ارتفعت وبشكل طفيف حصة النفوط المتوسطة (من 55.6 % إلى 56.8 %)

وحصل انخفاض في حصة النفوط الثقيلة من (31.1 % إلى 28.9 %) خلال تلك الفترة. وارتفعت خلال الفترة المذكورة حصة النفوط متوسطة المحتوى الكبريتي بينما انخفضت حصة النفوط عالية المحتوى الكبريتي ومنخفضة المحتوى الكبريتي خلال الفترة أعلاه وكما يتضح من الجدولين (3) في الملحق.

وبقدر تعلق الأمر بتركيبة مصافي التكرير العالمية، فقد تحققت زيادة في نسبة طاقات التكرير التحويلية لترتفع من 39 % في عام 2000 إلى 49 % في نهاية عام 2010.

بشكل عام، إن التوسع الذي حصل في فروقات الأسعار بين النفوط الخفيفة والثقيلة خلال الفترة أعلاه، وبخاصة منذ عام 2004 يعود بالدرجة الأولى إلى الاختناق الذي عانت منه صناعة التكرير العالمية، وبالأخص في السوق الأمريكية، والمتمثل بعدم وجود طاقات تكرير تحويلية كافية لمعالجة النفوط الثقيلة الحامضية لإنتاج المنتجات النفطية الخفيفة المطلوبة كما ونوعاً ضمن المواصفات المطلوبة، نظراً للتشديد في تلك المواصفات من جهة وقلة وفرة النفوط الخفيفة من جهة أخرى.

أما بالنسبة لتقليص الفروقات لتصبح سالبة ما بين أسعار نفط برنت ودبي في عام 2009، فإن ذلك يعود وبشكل أساسي إلى الانخفاض الكبير الذي حصل في الطلب على النفط في الدول الصناعية بسبب ظروف الانكماش الاقتصادي بعد الأزمة المالية العالمية. حيث بدأ استهلاك دول تلك المجموعة من النفط بالانخفاض المستمر بعد بلوغه الحد الأعلى بنحو 50 مليون - على 2005 ووصوله إلى نحو 46 مليون - على عام 2009، أي بانخفاض حوالي 4.0 مليون - يأي ما يعادل 8 % بالمقارنة مع عام 2000. وانخفض استهلاك دول الاتحاد الأوروبي بأكثر من 1.0 مليون - على النفط بشكل عام. وبخاصة، النفوط الخفيفة مثل نفط برنت.

من جهة أخرى حققت الدول الناشئة، وبخاصة في آسيا باعتبارها قاطرة الطلب العالمي، زيادة في الطلب على النفط. هذا بالإضافة إلى الطلب المتزايد باستمرار في منطقة الشرق الأوسط، ما يعني زيادة في الطلب على نفوط الشرق الأوسط ومنها نفط دبي وارتفاع أسعارها.

كما يعود التحسن في أسعار النفوط الثقيلة عالية المحتوى الكبريتي أيضاً إلى الإجراءات التي اتخذتها أوبك القاضية بتخفيض الإنتاج منذ بداية عام 2009 لمواجهة الانخفاض في الطلب على النفوط والتي عادة ما تؤثر على النفوط الثقيلة منخفضة القيمة بشكل أكبر بالمقارنة مع النفوط الخفيفة عالية القيمة، ما يعنى التقليص في إنتاجها وارتفاع أسعارها 115.

أما بالنسبة للتوسع غير المسبوق في الفروقات بين أسعار النفوط الخفيفة والثقيلة في عام 2011، فإن ذلك يعود بالدرجة الأساس إلى الانقطاع الذي حصل في إنتاج النفط الليبي لفترة حوالي ثمانية أشهر والتي امتدت بعد بداية الثورة الليبية في شهر شباط/ فبراير 2011 إلى شهر أيلول/ سبتمبر من العام المذكور. وبضوء أن معظم النفوط الليبية هي من الأنواع الخفيفة مثل منخفضة المحتوى الكبريتي، فقد اثر انقطاعها بشكل أكبر على الطلب على النفوط الخفيفة مثل نفط برنت وبالتالي زيادة أسعارها لتصل إلى مستويات قياسية، ما أدى إلى توسع في الفروقات ما بين أسعار نفط برنت ونفط دبي خلال العام المذكور لتصل إلى مستويات غير مسبوقة.

^{115 .} Energy Intelligence, The International Crude Oil Market Handbook, 2010.

رابعاً: الاتجاهات المستقبلية المحتملة للتسعير

تاريخياً، طرحت على مر السنين العديد من الأفكار والمقترحات في مجال التسعير ومن جهات مختلفة من المهتمين بشؤون الصناعة النفطية من المحللين والمراقبين للسوق والأكاديميين والعاملين في الصناعة النفطية. وأنه لمن الصعوبة بمكان حصر جميع تلك الأفكار والمقترحات لكنه سيتم الاقتصار على بعض منها فقط في أدناه.

لافكار والمقترحات في مجال التسعير 1-4: لمحة تاريخية حول بعض الأفكار والمقترحات في مجال التسعير

1 – مرونة في التسعير

منذ تولي منظمة أوبك مهمة التسعير الثابت وبروز المشاكل، عبر البعض عن الاعتقاد بصعوبة ديمومة النظام المذكور لأسباب متعددة منها افتقاره للمرونة. وقد تم تشبيه نظام التسعير الثابت بنظام تبادل العملات العالمية وفق اتفاقية «برتن وودز» (Bretton Woods) الذي بدأ في أربعينات القرن الماضي وانهار في السبعينات تحت وطأة التطور المتنامي للتجارة العالمية وصرف العملات.

ولمعالجة بعض المشاكل التي جابهت منظمة أوبك في تحديد الأسعار الرسمية وإضفاء طابع من المرونة على نظام التسعير تم طرح بعض المقترحات بأشكال مختلفة من بينها مقترح يقضي بتخلي منظمة أوبك عن نظام السعر الثابت الواحد باتجاه سعر مستهدف من خلال اعتماد آلية نطاق سعري وكما يلي 116: -

- تحدد منظمة أوبك نطاق سعري لنفط الإشارة (أي العربي الخفيف) مثلاً ما بين 17 إلى 19 دولار/ برميل
- اعتماد آلية لدعم النطاق السعري تتمثل باحتفاظ دولة، أو أكثر من دول أوبك، بكميات من المخزون النفطي خارج بلدانها في أسواق النفط الرئيسية (روتردام والكاريبي وسنغافورة) والعمل على تصريف كميات محددة من ذلك المخزون بشكل يومي بهدف المحافظة على سعر نفط الإشارة ضمن النطاق السعرى المتفق عليه.
- من جهتها تقوم دول أوبك، بشكل عام، بالبيع وفق الشروط التي ترتأيها شريطة بقائها ضمن حدود حصتها الإنتاجية.

تم إعادة طرح الفكرة المذكورة مع بعض التعديلات خلال المراحل اللاحقة من قبل بعض المختصين، وبخاصة بعد الأزمة الآسيوية في عام 1997. ومن بين تلك المقترحات ما يلي 117

- تحدد أوبك نطاق سعرى معين.

<u>المصدر</u>:

[.] مقترح للسيد "سلفن روبنسون" (Robinson Silvan) الرئيس الأسبق لشركة شل للتجارة العالمية (SITCO) المصدر: Robinson Silvan) المصدر: January 4 ،MEES.

^{117 .} من اللذين نادوا بمثل هذا المقترح هو السيد روبرت مابرو من معهد أكسفورد لدراسات الطاقة والسيد نور الدين آية الحسين، وزير طاقة جزائري سابق.

Robert Mabro, Rethinking OPEC, Oxford Energy Forum, May 1998, Oxford Institute for Energy Studies.

- تقوم المنظمة بتغيير حجم صادراتها بشكل تلقائي في حالة تحرك سعر السوق خارج النطاق السعري، أي بزيادة حجم التصدير إذا ارتفع سعر السوق فوق الحد الأعلى للنطاق السعري، وتخفيض حجم التصدير إذا انخفض سعر السوق عن الحد الأدنى للنطاق السعرى المتفق عليه.
 - اعتماد آلية للتحقق من كمية الصادرات الحقيقية لدول أوبك.

وكما هو معلوم، قامت منظمة أوبك بتطبيق نظام النطاق السعري خلال الفترة 2000 – 2005 وفق ما يلى:

- النطاق السعري لمعدل سعر سلة أوبك 22 28 دولار/ برميل.
- آلية للمحافظة على السعر تقوم بموجبها منظمة أوبك وبشكل تلقائي بزيادة إنتاجها بكمية 500 ألف ب/ي في حالة استمرار سعر سلة أوبك أعلى من الحد الأعلى للنطاق السعري لفترة عشرين يوم عمل متتالية وتخفيض الإنتاج بنفس الكمية في حالة استمرار سعر سلة أوبك أقل من الحد الأدنى للنطاق السعرى لفترة عشرة أيام عمل متتالية.

وخلال فترة تطبيق نظام النطاق السعري من قبل أوبك، اقترح السيد روبرت مابرو إعادة النظر بالنظام وكما يلي:¹¹⁸

- إعادة تعريف حدود النطاق السعرى.
- عدم ربط انطلاق العمل بآلية تغيير الإنتاج بعدد الأيام التي تكون فيها الأسعار خارج النطاق السعرى بل بمعدلها خلال فترة أربعة أسابيع.
 - تكون كمية التخفيض أو الزيادة متدرجة تبعاً لمدى الانحراف عن النطاق.
 - بالإمكان أعادة النظر بالنظام بشكل دوري كل ستة أشهر.

مما يذكر، في البداية كان هناك انتقاد لفكرة النطاق السعري من قبل الدول الصناعية، لكنه بعد نجاح منظمة أوبك في تطبيق النظام المذكور واستقرار الأسعار قام بعض رؤساء الدول الصناعية بتغيير مواقفهم بإتجاه دعم النظام المذكور 119

علماً بأنه تم تعليق العمل بنظام النطاق السعري في عام 2005 بعد التصاعد المستمر للأسعار منذ عام 2004 وعبورها حواجز متتالية تزيد عن الحد الأعلى للنطاق السعري.

وبعد التقلبات الحادة في الأسعار خلال الفترة 2008 - 2009 تم إعادة طرح مقترح العمل بالنطاق السعري كوسيلة لتخفيف حدة تذبذب الأسعار، وقد عبر بعض القادة من الدول المستهلكة الرئيسية علناً عن دعمهم لفكرة السعر المستهدف.

فمثلاً حث الرئيس الفرنسي (نيكولا ساركوزي) ورئيس الوزراء البريطاني (غوردن براون)، في مقالة مشتركة نشرت لهما، الدول المنتجة للاتفاق على سعر مستهدف مبني على تفهم أوضح لأساسيات السوق على المدى البعيد والذي يجب أن لا يكون بمستوى مرتفع بحيث يضر بالاقتصاد

^{118 .} Robert Mabro, Oil Pricing Regions, OPEC/ CWC Sponsored Seminar on "OPEC and the Global Energy Balance", Vienna, 28 – 29 September, 2001.

^{119 .} OPEC Bulletin, February, 2002.

العالمي أو بمستوى منخفض يؤثر سلباً على الاستثمارات 120. علماً بأنه سبق لذات المسؤولين أن وجها اللوم والانتقاد لمنظمة أوبك باعتبارها مسؤولة عن تصاعد الأسعار إلى المستويات القياسية في عام 2008 121.

وخلال اجتماع وزراء الطاقة من الدول المنتجة والمستهلكة الرئيسية في كانكون في المكسيك في آذار/مارس 2010، كان هناك اتفاق ضمني على نطاق سعري للنفط يتراوح ما بين 70 إلى 80 دولار/ برميل 122 .

وقد فتح ذلك الباب لمناقشة مسألة دور الدول المنتجة والمستهلكة في تخفيض حدة التذبذب في الأسعار كونها غير مرغوبة وتؤثر في زيادة عدم اليقين وتعيق عملية النمو الاقتصادي وتقوض الاستثمارات في القطاع النفطى.

ويمثل ذلك تغيير جذري في مواقف الدول المستهلكة خصوصاً إذا ما علمنا بأن وكالة الطاقة الدولية كانت ترفض تقليدياً أية جهود تبذل من قبل أوبك لإدارة السوق وتحديد أسعار مستهدفة مدعية بأن ذلك من شأنه خلق قدر أكبر من عدم اليقين ويؤثر سلباً على أمن الطاقة 123 وبالتالي فإن الأسعار يجب أن تترك لعوامل السوق.

2 – موازنة السوق

تم طرح بعض المقترحات وبصيغ مختلفة تهدف إلى موازنة سوق النفط العالمية. في البداية وبهدف إيقاف تنامي السوق الفورية وإعادة هيمنة العقود الطويلة الأمد نوقشت في عام 1985 العديد من الأفكار والمقترحات داخل منظمة أوبك من دون إمكانية التوصل إلى اتفاق حولها ومنها استحداث وكالة تسويق مركزية على مستوى منظمة أوبك لتصريف كامل إنتاج دول المنظمة من النفط 124.

وطرح مقترح آخر من شأنه أن تقوم شركة تسويق أو وكالة تجارية مركزية، على مستوى منظمة أوبك، بتصريف نسبة من صادرات دول المنظمة (مثلاً 5 إلى 10 %) في السوق الفورية وبشكل مستمر لغرض موازنة السوق ودعم الأسعار الرسمية. وتقوم الدول الأعضاء من جهتها بتصريف حصصها من الإنتاج ضمن القنوات الاعتيادية على أساس عقود بيع طويلة الأمد وبالأسعار الرسمية.

وطرحت لاحقاً صيغ أخرى مشابهة لجعل وكالة التسويق المركزية المقترحة بمثابة بيت مقاصة تعمل كقناة تمر من خلالها طلبات التجهيز من المستهلكين إلى شركات النفط الوطنية لدول أوبك ذات العلاقة 125.

^{120.} Gordon Brown and Nikolas Sarkozy, "We Must Address Oil Market Volatility", The Wall Street Journal, 8 July, 2009.

^{121.} Robert Mabro, The Oil Price Crises of 1998 – 9 and 2008 – 9, Oxford Energy Forum, Issue 76, May 2009, Oxford Institute for Energy Studies.

^{122.} PIW, April 12, 2010.

^{123.} Alexander's Gas and Oil Connections, IEA Finds OPEC's Management of Oil Market Not Sustainable, Vol. 8, Issue 19 October 2, 2003, http://www.gasandoil.com/goc/news.

^{124.} MEES, 15 July, 1985.

^{125 .} Bassam Fattouh and Christopher Allsop, The Price Band and Oil Price Dynamics, Oxford Energy Comment, July 2009, Oxford Institute for Energy Studies.

3 – عملة تسعير النفط

تم طرح بعض المقترحات للتخفيف أو للتخلص من تأثير تذبذب سعر صرف الدولار (عملة تسعير النفط) على أسعار النفط وعوائد دول أوبك. ففي بداية سبعينات القرن الماضي تم التوصل إلى اتفاقيات جنيف -1 وجنيف -2 مع شركات النفط العالمية لتعديل الأسعار وتعويض دول أوبك عن جزء من انخفاض قيمة الدولار، كما تمت الإشارة إليه في الدراسة.

وبعد سيطرة أوبك على عملية التسعير نوقشت بعض المقترحات من شأنها استخدام عملة بديلة للتسعير بدل الدولار، وتم في حينه اقتراح حقوق السحب الخاصة (Rights-SDR) لصندوق النقد الدولي لكنه تم التوصل إلى قناعة بأن ذلك ليس البديل الأفضل لدول أوبك 126، خصوصاً وأنها تشكل نسبة منخفضة من الاحتياطيات النقدية العالمية وهي ليست عملة تقليدية ولا يوجد اتفاق عالمي حول وظيفتها وكيفية توزيعها بين الدول.

وبعد ظهور اليورو كعملة رئيسية في العالم تستخدمها دول الاتحاد الأوربي، طرحت فكرة استخدام عملة اليورو لتسعير النفط بدل الدولار، لكن الفكرة لم تلق الإجماع داخل منظمة أوبك، خصوصاً وأن للموضوع جوانب سياسية بالإضافة إلى الجوانب الاقتصادية 127.

4 - التعاون والتنسيق بين الدول المنتجة والمستهلكة حول الأسعار

بهدف استقرار الأسعار، وبخاصة بعد التقلبات الحادة التي شهدتها أسواق النفط خلال الفترة 2008 - 2009، طرحت خلال السنوات الأخيرة بعض المقترحات التي تتضمن تعاوناً مشتركاً وتنسيقاً ما بين الدول المنتجة والمستهلكة حول الأسعار وبدرجات مختلفة.

ومن بين المقترحات بهذا الشأن هو حصول اتفاق ما بين الدول المنتجة والمستهلكة على سعر مستهدف على شكل نقطة بؤرية (Focal Point) للسعر 128. واقترح البعض قيام الدول المنتجة والمستهلكة بإدارة سعر النفط وبصورة مشتركة عن طريق تزويد السوق بمؤشرات استرشادية عامة للسعر. كما تم اقتراح تشكيل لجنة من الدول المنتجة والمستهلكة الرئيسية تكون مهمتها التفحص وإبداء الملاحظات حول أساسيات السوق وبالتالي تحديد سعر مرجعي خلال فترات دورية. ويتطلب أن يكون النظام المقترح مدعوماً بطاقات فعلية للتدخل في الوقت المناسب.

كما ذهب البعض مثل شركة إيني الإيطالية، إلى حد طرح اقتراح تأسيس وكالة دولية للطاقة لتمثيل كلاً من الدول المنتجة والمستهلكة والتي ستكون مهمتها تقديم معلومات كاملة وشفافة وفي الوقت المناسب عن حالة سوق النفط، على أن تكون الوكالة المقترحة مدعومة بآلية لاستقرار السوق النفطية تشتمل على طاقة إنتاجية فائضة وخزين نفطي عالمي 129 . وهذا يعني إعادة صياغة حوار المنتجين والمستهلكين ليكون أكثر فاعلية ومدعوماً بآلية بحثية تعاونية مع ميكانيكية تدخل وقت الحاجة.

^{126 .} Massood V. Samii and Others, Euro Pricing of Crude Oil: An OPEC's Perspective, January 19, 2008. http://cc.msnscache.com/cache.aspx .

^{127 .} Energy Bulletin, January 11, 2004.

^{128 .} Bassam Fattouh and Christopher Allsop, The Price Band and Oil Dynamics. Oxford Energy Comment, July 2009, Oxford Institute for Energy Studies.

^{129 .} Bassam Fattouh and Paul Segul, Oil price Volatility, Oxford Energy Forum, Issue 79, November 2008, Oxford Institute for Energy Studies.

5 – إعادة النظر بنظام التسعير الحالى

وجهت انتقادات واسعة لنظام التسعير الحالي بعد ظاهرة تقلبات الأسعار خلال السنوات الأخيرة، وبرغم أن البعض اقترح العودة إلى نظام تحديد الأسعار من قبل أوبك إلا أن ذلك لم يكن إلا إجراء مؤقت لحين تحسن الأوضاع .¹³⁰ وفي هذا المجال صدرت العديد من الدعوات إلى الدول المنتجة للقيام بمسؤولية أكثر في مجال عملية تكوين السعر. وتم اقتراح استخدام بعض نفوط اوبك الرئيسية، وبخاصة نفط العربي الخفيف، كنفط إشارة فيما لو توفرت بعض الشروط.

ولأجل التغلب على المشاكل والمحددات التي تعاني منها نفوط الإشارة المستخدمة حالياً، اقترح البعض قيام دول أوبك الرئيسية بإنشاء سوق لنفوطها عن طريق إجراء جولات دورية منتظمة من المزادات العلنية لنفوطها، كما في حالة عملية بيع السندات الحكومية، وذلك للمساعدة في تأسيس أسعار مرجعية لصادراتها النفطية 131.

ويتطلب أن يقترن ذلك مع السماح بإنشاء أسواق ثانوية لنفوطها والذي يتطلب بدوره رفع القيود المفروضة على الوجهة النهائية، ما يعني السماح بإعادة بيع الشحنات في عقود البيع لخلق سوق لنفوطها تمكنها من اكتشاف السعر بشكل أفضل. علماً بأن ذلك الشرط تم اقتراحه من قبل العديد من المحللين النفطيين منذ فترة طويلة 132، إلا أن الدول المنتجة لازالت غير مقتنعة في المبدأ لأسباب عديدة من أهمها أن العملية تؤدى في النهاية إلى تخفيض في أسعار نفوطها.

2-4: مستقبل نظام التسعير

لمحاولة أخذ فكرة عن بعض الاتجاهات المحتملة لنظام تسعير النفط الخام المستقبلي في الأسواق الدولية، قد يكون من المفيد الإشارة أولاً إلى ما يجري من تطورات وتحولات في أسواق النفط العالمية وآفاقها المستقبلية والتي قد تكون دافعاً لإجراء بعض التغييرات والتعديلات في عملية التسعير. وسيتم الاقتصار في أدناه الإشارة إلى بعض من تلك التطورات والتحولات الرئيسية:

1- تغيير خارطة التوزيع الجغرافي للطلب.

ويتجسد ذلك في اكتساب الدول غير الصناعية، وبخاصة الآسيوية منها أهمية متزايدة على حساب الدول الصناعية من إجمالي الطلب العالمي على النفط. فمثلاً، ارتفع طلب الدول غير الصناعية خلال الفترة 2000 - 2010 بما يقارب من 13 مليون ب/ي، كانت آسيا مصدر حوالي 58 % منها تلتها دول الشرق الأوسط بنسبة 19.2 % 19.3 . بالمقابل انخفض طلب الدول الصناعية بحدود 2 مليون ب/ي خلال ذات الفترة.

وبضوء الانخفاض في إنتاج الدول الآسيوية، فقد ازدادت وارداتها من النفط من 16.3 مليون باري، ما يعادل 37.4 % من إجمالي الواردات العالمية في عام 2002 لتصل إلى 25.2 مليون باري، ما يعادل 47.1 % من الإجمالي العالمي في عام 2010. كما استحوذت السوق الآسيوية

^{130.} Robert Mabro ,Oil Pricing Regimes ,MEES 8 ,October.2001 ,

[.] جياكومو لوشياني، المملكة العربية السعودية والسوق العالمية للنفط من القبول بواقع الأسعار إلى المشاركة في تحديدها، بعوث الرحمانية 3، منتدى الرحمانية السنوى، يناير 2010.

^{132 .} Joe Roeber, Winds of Change in Crude Oil Pricing, MEES, 9 July, 1990.

^{133 .} ENI, Energy Specials - Ten Years of Demand, http://www.eniscuola.net

على 75.6 % من إجمالي صادرات النفط من منطقة الشرق الأوسط في عام 2010 بالمقارنة مع 62.5 % عام 2002 $\frac{134}{2002}$.

وتشير المعطيات الحالية، إلى استمرار نفس الاتجاه في المستقبل، وبالتالي يتوقع ارتفاع حصة الدول غير الصناعية إلى حوالي 62 % من إجمالي الطلب العالمي بحلول عام 2035 بالمقارنة مع أقل من 47 % في عام 2010 . بالمقابل، تتخفض حصة الدول الصناعية من حوالي 53 % إلى حوالي 38 % خلال ذات الفترة 135 %.

وفي هذا السياق تتزايد حصة الدول الآسيوية (بضمنها الصين والهند) من 22 % إلى 34 % من إجمالي الطلب العالمي على النفط الخام خلال الفترة المذكورة. إن مثل هذه التطورات في هيكلية السوق وزيادة حجم تجارة النفط باتجاه السوق الآسيوية، قد تتطلب بعض التعديلات في نظام التسعير وربما إثارة بعض الأسئلة حول مدى استمرار ملاءمة نفوط الإشارة المعتمدة في السوق المذكورة.

2 - تركيز أكبر في استخدام النفط في قطاع النقل.

يعتبر قطاع النقل القاطرة الرئيسية للطلب على النفط في العالم وقد كان مصدر ما يقارب 85 % من إجمالي الزيادة في الطلب على النفط ما بين عام 2000 و2009. ويتوقع أن يكون المسؤول عن أكثر من الزيادة في الطلب على النفط ما بين عامى 2009 و 2035.

مما يذكر، شكل قطاع النقل ما يقارب من 62 % من إجمالي استهلاك النفط العالمي في عام 2009 بالمقارنة مع 57.6 % في عام 2000. ومن المتوقع أن تتزايد حصته لتصل إلى أكثر من 66 % في عام 2035 وإن مصدر تلك الزيادة هي الدول غير الصناعية وبخاصة الدول الناشئة، خصوصاً وأن الطلب على النفط في الدول الصناعية يشهد انخفاضاً في كافة القطاعات ومنها قطاع النقل.

بالمقابل، استحوذ النفط على 93.5 % من إجمالي الوقود المستخدم في قطاع النقل في عام 2009 بالمقارنة مع 95.5 % في عام 2000 ومن المتوقع أن تتخفض النسبة إلى أقل من 88 % في عام 2035 وذلك بضوء سياسات الطاقة للدول المستهلكة التي تشجع وتدعم التوسع في وقود النقل البديل مثل الوقود الحيوي ووسائل النقل البديلة بالإضافة إلى ارتفاع كفاءة استخدام الوقود في القطاع المذكور وكما يتضح من الجدول أدناه: -

تطور حصة النفط في قطاع النقل ونسبة استهلاك القطاع المذكور من إجمالي استهلاك النفط النفط العالمي 2000 و 2009 والمتوقع لعام 2035 (%)

2035	2009	2000	
87.9	93.5	95.5	حصة النفط من إجمالي الوقود المستخدم في قطاع النقل
66.2	61.7	57.6	نسبة استهلاك قطاع النقل من إجمالي استهلاك النفط

:11

IEA, World Energy Outlook, Various Issues.

^{134 .} BP Statistical Review of World Energy, Various Issues.

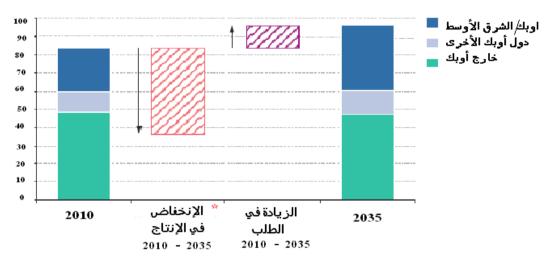
^{135.} OPEC, World Oil Outlook, 2011.

3- تغيير في أهمية المناطق والدول من إجمالي إنتاج النفط العالمي

هناك إجماع بأن دول أوبك، وبخاصة الدول الأعضاء في الشرق الأوسط، ستكون المصدر للجزء الأكبر من الزيادة في الطاقات الانتاجية الجديدة للنفط لغرض التعويض عن الانخفاض في الإنتاج من الحقول المنتجة الحالية بسبب ظاهرة النضوب الطبيعي 136، بالإضافة إلى زيادة صافية في الإنتاج لتلبية الزيادة المستقبلية في الطلب العالمي على النفط.

وفي هذا السياق تتوقع وكالة الطاقة الدولية تزايد الإنتاج في دول أوبك بواقع 13.9 مليون براي ما بين عامي 2010 و 2035 وإن حوالي 88 % منها مصدرها الشرق الأوسط، وكما في الشكل التالى: -

توقعات تطور إنتاج النفط لدول أوبك وخارجها في عام 2035 (مليون ب)



* للحقول المنتجة كما في عام 2010

يذكر، أن منطقة الشرق الأوسط وشمال أفريقيا تمتلك حوالي 60 % من إجمالي احتياطيات النفط المثبة في العالم كما في عام 2010 لكنها ساهمت بأقل من 36 % من إجمالي الإنتاج العالمي خلال السنة المذكورة 137، مما يدل على الامكانيات الهائلة لزيادة طاقاتها الإنتاجية خصوصاً وأن تكاليف الإنتاج هي الأقل في العالم في المنطقة المذكورة.

وضمن دول أوبك، تتوقع وكالة الطاقة الدولية أن المساهمة الأكبر في زيادة الإنتاج ما بين عامي 2010 و 2035 مصدرها العراق (5.2 مليون ب/ي) تليها السعودية (3.5 مليون ب/ي) ثم الإمارات (1.1 مليون ب/ي) والكويت (1.0 مليون ب/ي). وهذا يعني تزايد أهمية الدول المنتجة الكبيرة في المنطقة في السوق العالمية وما يمكن أن يكون لذلك من انعكاسات على عملية التسعير.

^{136 .} تقدر وكالة الطاقة الدولية وفق سيناريو السياسات الجديدة انخفاض انتاج النفط في العالم من الحقول المنتجة في عام 2010 من 69 مليون ب/ي خلال السنة المذكورة إلى 22 مليون ب/ي في عام 2035، أي بانخفاض 47 مليون ب/ي.

IEA، World Energy Outlook، 2011

^{137 .} BP Statistical Review of World Energy, 2011.

أما بقدر تعلق الأمر بمجموعة دول خارج أوبك، تشير توقعات ذات المصدر بأن مجموع إنتاجها من النفوط التقليدية يتراجع بواقع سالب (6.1) مليون ب/ي خلال الفترة 2010-2035 والذي يعود بالدرجة الأساس إلى ظاهرة النضوب الطبيعي التي تعاني منها المكامن النفطية في معظم دول المجموعة المذكورة باستثناء دول قليلة مثل البرازيل وكازخستان.

من جهة أخرى، تشهد دول المجموعة تزايد في إنتاجها من النفوط غير التقليدية يقدر بحدود 5 مليون 1.1 مليون م

الزيادة (أو النقصان) المتوقعة في إنتاج النفط حسب المناطق والدول الرئيسية ما بين عامي 2010 – 2035 – الزيادة (أو النقصان)

رمنيون بري					
الزيادة (أو النقصان)	المنطقة / الدولة				
11.5 تقليدي 2.4 غير تقليدي	أولاً: دول أوبك : ومنها				
12.2	 الشرق الأوسط ومنها 				
5.2	• العراق				
3.8	• السعودية				
1.1	• الإمارات				
1	• الكويت				
1.2 – تقليدي	• فنزويلا				
لـــــــــــــــــــــــــــــــــــــ					
(1.1)- تقليدي 5 غير تقليدي	ثانياً: دول خارج أوبك ومنها:				
<u>صفر</u>	 الدول الصناعية ومنها: 				
0.5	• الولايات المتحدة				
2.3	• کندا				
- (2.3)	• اوربا				
- (0.1)	• آسيا/باسفك				
-(1.1)	 الدول غير الصناعية ومنها: 				
- (0.8)	• روسیا				
2.3	• كازخستان				
- (1.8)	• الصين				
3.1	 البرازيل 				

138 . تتوقع منظمة أوبك زيادة طفيفة (0.4 مليون ب/ي) في الإنتاج الروسي خلال الفترة أعلاه. OPEC، World Oil Outlook،2011 .

إن تزايد أهمية منطقة الشرق الأوسط في صادرات النفط العالمية مقرونة بتزايد أهمية الدول الآسيوية في استيراد النفط المستقبلية يعني بالضرورة تزايد تركيز صادرات نفط الشرق الأوسط، بشكل أكبر، باتجاه السوق الاسيوية، وما يمكن أن يكون لذلك من تداعيات على عملية التسعير، خصوصاً إذا ما أخذنا بنظر الاعتبار استمرار انخفاض الإنتاج في السوق الاسيوية التي تتميز نفوطها، عادة، بمحتواها الكبريتي المنخفض، هذا بالإضافة إلى درجة الاعتمادية العالية الحالية لصادرات النفط من منطقة الشرق الأوسط على السوق الآسيوية.

4- تطور نوعية النفوط المنتجة في العالم

تتميز سوق النفط العالمية بحركة ديناميكية تتمثل باستمرار دخول أنواع جديدة من النفوط الخام إلى السوق من حقول جديدة بالتزامن مع انخفاض في إنتاج نوعيات نفوط أخرى من حقول تعاني من ظاهرة النضوب الطبيعي. وتؤثر تلك الحركة بمجملها على عمليات التكرير العالمية ونمط تجارة النفط وأسعاره في الأسواق المختلفة.

وبرغم تفاوت المصادر المختلفة في احتساب الأرقام الخاصة بمعدل نوعية مزيج النفوط المنتجة في العالم بسبب افتراضاتها المختلفة، فإنه يمكن القول، وبشكل عام، بأن مزيج امدادات النفط العالمية قد شهد انخفاضاً تدريجياً في معدل النوعية خلال العقود الأخيرة تتمثل بتخفيض الكثافة بحدود API وارتفاع المحتوى الكبريتي بما يقارب من 0.4 % كبريت خلال الفترة 0.90 وفق احتسابات بعض المصادر 0.90.

وبخصوص المستقبل البعيد، فإنه وبشكل عام، يتوقع أن تتطور نوعية النفوط المنتجة في العالم بإتجاه انخفاض في معدل كثافتها (API) وارتفاع في معدل محتواها الكبريتي 140، خصوصاً وأن الجزء الأكبر (وبحدود 70 %) من احتياطيات النفط العالمية تصنف على أنها نفوط ثقيلة 141. وتشير المعطيات الحالية بأن معدل كثافة النفوط المنتجة في العالم يتوقع أن تتحسن بشكل طفيف على الأمد القريب لتصل إلى API 33.5 في عام 2015 لينعكس اتجاهها قبل نهاية العقد الحالي وتتراجع لتصل إلى API 33 بحلول عام 2035، وذلك وفق توقعات منظمة أوبك 1.12 وهناك نمط مشابه بالنسبة للمحتوى الكبريتي، حيث أن الزيادة في إنتاج النفوط الاصطناعية (Syncrudes) والمتكثفات والنفوط الخفيفة يتوقع أن تعمل على تخفيض لمعدل المحتوى الكبريتي لمزيج النفط العالمي لغاية عام 2015 لينعكس الاتجاه بعد ذلك ليصل المحتوى الكبريتي إلى حوالي 1.16 % بحلول عام 2035 بالمقارنة مع حوالي 1.16 % في عام 2010.

وعلى مستوى المجموعات الدولية، فإنه بإستثناء مجموعة الدول المستقلة، فإن زيادة الإنتاج من المجموعات الدولية المختلفة سيؤدي إلى تخفيض في معدل كثافة النفوط المنتجة منها (أي زيادة نسبة النفوط الثقيلة)، كما يرتفع معدل المحتوى الكبريتي في كل من الشرق الأوسط وأوربا وأمريكا الشمالية، في الوقت الذي ينخفض فيه معدل المحتوى الكبريتي في كل من أمريكا اللاتينية وأفريقيا ومجموعة الدول المستقلة خلال العقد الحالى 143.

^{139 .} U. Venkata Ramana, Crude Oil Characteristics and Refining Products, Workshop on "Refining and Petrochemicals", Industry – Academia, New Delhi, 25 – 28 August, 2010.

 $^{140.} Geof \ Houltan, Global \ Grude \ Oil \ Supply \ and \ Quality \ Trends, COQA-San \ Antonio, February \ 24, 2011.$

^{141 .} مجلة النفط ، عدد 24، مايو 2009، وزارة النفط، دولة الكويت.

^{142 .} OPEC, World Oil Outlook, 2011.

^{143.} Geoff Houlton, Crude Demand to Increase Feed-Quality Changes in Store, Oil and Gas Journal, December

وكما هو معلوم، فإن الجزء الأكبر (حوالي 76 %) من النفوط المنتجة في منطقة الشرق الأوسط تصنف على أنها ذات نوعية متوسطة الكثافة وعالية المحتوى الكبريتي، علماً بأن إنتاج المنطقة قد شهد زيادة في حصة كل من النفوط الخفيفة والثقيلة جداً خلال العقد الأخير 144.

ووقفاً لتقديرات إدارة المسح الجيولوجي الأمريكية (USGS)، فإن مصادر النفوط الثقيلة في العالم (بإستثناء البتيومين الطبيعي) تصل إلى 3.4 تريليون برميل، تمتلك دول الشرق الأوسط حوالى 28 % منها.

ومن مشاريع تطوير النفوط الثقيلة في الشرق الأوسط، هو مشروع حقل منيفا في السعودية بالإضافة إلى مشروع في المنطقة المحايدة ما بين السعودية والكويت. أما على المدى البعيد، فقد يصبح العراق الدولة المنتجة الأكبر لتلك النوعيات من النفوط في المنطقة 145.

5- التقليات الحادة لأسعار النفط خلال السنوات الأخيرة.

بشكل عام، تتسم أسعار السلع الأساسية بالتقلبات، وينطبق ذلك على أسعار النفط التي ليست بمنأى عن ذلك. لكن مسيرة حركة أسعار النفط وتقلباتها الحادة خلال السنوات الأخيرة فتحت باب الجدل واسعاً حول الدوافع المؤثرة وراء حركة الأسعار.

وعزى بعض المحللين تلك التقلبات في أسعار النفط إلى التغيرات في أساسيات السوق وتوقعاتها المستقبلية. بينما يعتقد البعض الآخر، ومن بينهم منظمة أوبك، بأنها ترجع، وبشكل أساسي، إلى السلوك التضاربي والاستراتيجيات التجارية لبعض اللاعبين الماليين والتدفق الكبير للصناديق الاستثمارية في أسواق النفط المستقبلية، بضوء الدور المزدوج الذي أخذ يلعبه النفط خلال السنوات الأخيرة بصفته كسلعة حقيقية ومالية في ذات الوقت.

بدون شك، لازالت العوامل التقليدية لأساسيات السوق، من عرض وطلب وطاقة إنتاجية فائضة وحركة المخزونات النفطية، تلعب دوراً في تحديد الأسعار. لكنه يصعب على المرء التصور بأن يقود عدم التوازن في أساسيات السوق إلى زيادة في أسعار النفط العالمية من نحو 50 دولار/ برميل في بداية عام 2007 إلى حوالي ثلاثة أضعاف هذا المستوى في تموز/ يوليو 2008 ومن ثم انهيارها إلى دون 40 دولار/ برميل قبل نهاية العام المذكور. بل يعزى ذلك إلى تأثير عوامل أخرى تزايد تأثيرها خلال السنوات الأخيرة، وبخاصة التطورات الجيوسياسية وحالة الاقتصاد العالمي، هذا بالإضافة إلى تعاظم دور الأسواق المستقبلية وما صاحب ذلك من تزايد في أنشطة المضاربات والاستثمارات، بضوء تزايد اعتبار النفط كسلعة مالية ليس لأغراض المضاربات فحسب بل أيضاً لأغراض الاستثمارات من قبل صناديق استثمارية متنوعة باعتبار النفط ملاذ آمن للاستثمار، بالإضافة إلى الإنتشار الواسع في استخدام المشتقات، والتي أدت بمجملها إلى الاسهام في تفاقم الوضع وتضخيم حدة تقلبات الأسعار خلال السنوات الأخيرة.

^{6, 2010.}

^{144 .} ENI, World Oil and Gas Review, 2011.

^{145 .} Kristina Klavers and Laura Atkins, Global Heavy Crude Oil Outlook to 2030, 20th World Peroleum Congress, Doha, 2011.

وبينما تتفاوت الآراء حول المساهمة لكل من أساسيات السوق والمضاربات في تحديد أسعار النفط، برز إجماع متزايد يعزي حركة الأسعار إلى توليفة من عوامل تشمل أساسيات السوق الحقيقية وتوقعاتها المستقبلية بالإضافة إلى شبكة معقدة من الدوافع المالية والاقتصادية 146. كما يسود الاعتقاد بأن هناك علاقة ترابط ما بين أسواق النفط الورقية والأسواق الحقيقية إلى درجة أنه يصعب فصل تأثير أي منها بشكل منفرد على حركة أسعار النفط العالمية. وتشير بعض الدراسات التي أجريت في هذا المجال إلى الصعوبة بمكان معرفة فيما إذا كانت الأسواق الورقية هي الدافع للأسواق الحقيقية أم العكس 147.

في كل الأحوال، هناك اتجاه عام يقضي بضرورة إعادة النظر بالقواعد الخاصة بتنظيم أسواق الطاقة والذي يعتبر جزء من الجهود العالمية الرامية إلى إصلاح الأطر التنظيمية المالية بعد الأزمة المالية العالمية. وتهدف تلك الجهود بشكل عام إلى ضمان عدم السماح للمتلاعبين والمضاربات المفرطة لتشويه عمل الأسواق الرئيسي المتعلق بإكتشاف السعر وتحويل المخاطر من خلال استهداف ثلاثة جوانب من الأسواق المستقبلية للسلع والتي تشمل شفافية المعلومات ووضع حدود للمواقف التضاربية والمشتقات غير النظامية والتي تسمى مشتقات فوق الطاولة (Over) من المفرطة في الأسواق المستقبلية السياق اتخذت الولايات المتحدة إجراءات من شأنها منع المضاربات المفرطة في الأسواق المستقبلية المناربات المفرطة في الأسواق المستقبلية.

4-3: بعض الاتجاهات العامة المحتملة لنظام التسعير المستقبلي

إبتداءاً، برغم الدعوات التي صدرت عن بعض المهتمين بشؤون الصناعة النفطية إلى منظمة أوبك للعودة إلى تطبيق نظام السعر الرسمي الثابت الذي سبق وأن مارسته المنظمة، هناك شبه إجماع عام على أن مفهوم إعادة النظر بنظام التسعير لا تعني، بأي شكل من الأشكال، العودة إلى نظام السعر الثابت لأسباب عديدة منها:

- 1. من ناحية منظمة أوبك، لم تكن فترة تجربة السعر الرسمي الثابت سلسة وخالية من المشاكل، بل تميزت الفترة بصعوبات كبيرة سواء كان ذلك على مستوى تحديد سعر نفط الإشارة أو فروقات الأسعار الخاصة بتسعير نفوط أوبك الأخرى، نتجت عن فترات من عدم الاتفاق فيما بين الدول الأعضاء كما تمت الإشارة إليه في الأجزاء السابقة من الدراسة.
- 2. بشكل عام، يعاني نظام التسعير الثابت من انعدام المرونة، وبالتالي قد يتعرض المشتري لشحنة النفط لخسائر في حالة تبدل ظروف السوق خلال فترة ابحار الناقلة من ميناء التحميل إلى ميناء التفريغ، خصوصاً وأن الفترة قد تمتد إلى عدة أسابيع والتي تعتبر طويلة نسبياً بالنسبة لظروف سوق النفط العالمية.
- 3. إن التحولات التي يشهدها العالم بإتجاه تشجيع انفتاح الأسواق وحرية التجارة العالمية قد

^{146.} IEA, Medium - Term Oil and Gas Market Report, 2010.

^{147.} Bassam Fattouh, The Anatomy of the Crude Oil Pricing System, WPM40, January 2011, Oxford Institute for Energy Studies.

^{148.} OPEC, World Oil Outlook, 2011.

^{149.} PIW, October 24, 2011.

تجعل من الصعوبة بمكان سهولة تقبل مبدأ تحديد أسعار النفط بصيغة ثابتة، خصوصاً بعد أن جرب العالم نظام سعر السوق ولسنوات طويلة.

- 4. تزايد التكامل ما بين مصادر الطاقة المختلفة، حيث لم تعد أسعار النفط والفحم والغاز الطبيعي والوقود الحيوي والمصادر المتجددة الأخرى مستقلة عن بعضها البعض كما كان عليه الحال قبل سنوات قليلة، بضوء تزايد مرونة التحول من مصدر طاقة إلى آخر في القطاعات الرئيسية المختلفة وبدرجات متفاوتة. وبالتالي، فإن تحديد سعر ثابت للنفط قد يعزله عما يجرى في أسواق مصادر الطاقة الأخرى التي تخضع أسعارها لعوامل السوق.
- 5. مع تحول النفط إلى صنف الأصول، لا يمكن معاملة النفط كسلعة صناعية فقط بل نوع من الأصول المالية أيضاً. حيث تطورت ظاهرة الربط بين أسعار النفط واسواق العملات والأسهم منذ اندلاع الأزمة المالية العالمية في عام 2008 150.

وبناء على ما تقدم، فإنه يتوقع استمرار الإطار العام لنظام التسعير المبني على أساس أسعار السوق على الأمد المنظور، وإن المقصود بإعادة النظر بنظام التسعير هو التطوير والتحسين ضمن ذلك الإطار العام.

من جهة اخرى، ولدت تجربة الأسعار خلال السنوات القليلة الأخيرة قناعة لدى كل من الدول المنتجة والمستهلكة على أن أسعار النفط من الأهمية بمكان بحيث يصعب تركها بشكل كامل لعوامل السوق الصرفة لوحدها كونها تقود إلى تقلبات سعرية حادة وعدم استقرار في السوق والتي هي ليست في صالح البائع أو المشتري. وبالتالي، فإن استقرار السوق قد يتطلب إدارة الأسعار والانتاج 151. فمثلاً، أصبح واضحاً بأنه من الضروري اتخاذ بعض الإجراءات التنظيمية بقدر تعلق الأمر بعمل السوق، وبخاصة بعد الترابط الذي حصل ما بين أسواق النفط وأسواق المال والتوسع الهائل لأسواق النفط المستقبلية بأنواعها المختلفة، والتي أصبحت أدوات مفيدة لإدارة المخاطر التي لها علاقة بالربط ما بين القيمة الحقيقية وقيمة السوق.

يذكر، تركز الجزء الأكبر من الانتقادات لنظام التسعير الحالي على جانب نفوط الإشارة بإعتبارها عدد قليل من النفوط الهامشية تستخدم لتسعير كميات كبيرة من تجارة النفط الدولية. هذا بالإضافة إلى انتقاد عملية اكتشاف أسعار نفوط الإشارة ذاتها.

ومع حركة السوق الديناميكية وتطوراتها، فإن مشكلة نفوط الإشارة قد تتفاقم في بعض الأسواق إلى درجة قد تجعل من الضروري اتخاذ بعض الإجراءات للتخفيف من حدة تلك المشاكل لنفوط الإشارة المستخدمة أو استبدالها بالكامل بنفوط إشارة جديدة كما حصل في مناسبات سابقة. وسيتم تناول مستقبل التسعير في الأسواق الرئيسية وفق المعطيات الحالية وكما يلى: -

4-3-4: التسعير لوجهة أوربا

يظهر بأن هناك قبول عام بخصوص استخدام مزيج برنت بمكوناته الحالية كنفط إشارة في السوق الأوروبية. إلا أن أوربا تعانى من ظاهرة انخفاض الإنتاج في حقولها وبضمنها برنت

^{150 .} Aziz yahya and Douglas Linton, Oil Market Stability: Learning the lessons of 2008, Energy and Geopolitical Risk. Volume 2, No. 6 June 2011.

^{151 .} Ramzi Salman and Robea Ferroukhi, Managing Commodity Markets: The Case of OPEC, OPEC Review, Spring 1993,

والنوعيات الأخرى المشكلة لسلة مزيج برنت. وهذا ما دعى نشرة بلاتس إلى الإعلان في عام 2009 عن نيتها لإدخال نوعيات نفوط أخرى ضمن سلة نفوط مزيج برنت وذلك خلال الخمسة سنوات القادمة 152 .

من جهة أخرى، في ظل الانخفاض المستمر للطلب الأوربي على النفط، يتوقع أن تجابه الدول الأعضاء منافسة متزايدة في السوق الأوربية وبدرجات متفاوتة، ما قد ينعكس على نواحي التسعير والأسعار.

بشكل عام، تعتبر الدول الأعضاء في شمال افريقيا في موقع أفضل نسبياً بالنسبة للسوق الأوروبية بالمقارنة مع الدول الموردة الأخرى للسوق المذكورة لأسباب تعود بالدرجة الأساس إلى قربها الجغرافي وملاءمة نوعيات نفوطها – الخفيفة – للتعويض عن الإنتاج الأوروبي من تلك النوعيات المشابهة من النفوط والتي تهيمن على الإنتاج في اوربا، ما يخفف من حدة انعكاس انخفاض الطلب على دول شمال افريقيا. كما يتوقع استمرار استخدامها لمزيج برنت بسلته المعدلة كنفط إشارة لتسعير صادراتها إلى السوق المذكورة شريطة استمرار توفر السيولة للسلة المعدلة.

أما بالنسبة للدول الأعضاء في الشرق الأوسط فإن الموضوع سيكون أكثر تعقيداً. حيث أن الطلب المتناقص في السوق الأوروبية يعني تزايد حدة المنافسة في السوق المذكورة من الإنتاج المتزايد من بعض الدول الأعضاء نفسها ومن النفوط الروسية، وبخاصة نفط يورال المشابه في النوعية لنفط كركوك، ونفوط دول بحر قزوين، خصوصاً وأن تلك النفوط تعتبر أفضل من معظم نفوط الشرق الأوسط، من ناحية المحتوى الكبريتي المنخفض، بالإضافة إلى أن الجزء الأكبر منها من النوعيات الخفيفة أو متوسطة الكثافة.

وتجدر الإشارة، أن حدة المنافسة يتوقع أن تكون أكثر في سوق البحر الأبيض المتوسط بضوء توقع زيادة صادرات نفط كركوك من العراق عبر ميناء جيهان التركي وربما البدء بالتصدير عبر سوريا أيضاً. كما يتوقع زيادة صادرات دول بحر قزوين سواء كان ذلك عبر ميناء جيهان أو بوساطة الناقلات التي تمر عبر مضيق البسفور. هذا بالإضافة إلى الصادرات الروسية والصادرات عبر سوميد من دول الشرق الأوسط.

من جهة أخرى، إن التوسع في التصدير عبر ميناء جيهان قد يعني بالضرورة زيادة في أهمية الميناء المذكور كمركز تصديري عالمي، والذي قد يعود إلى تحوله في مرحلة لاحقة وعلى الأمد البعيد إلى مركز تسعيري أيضاً من خلال اعتماد أحد النفوط (أو سلة من النفوط) المصدرة عبر ميناء جيهان كنفط إشارة لتسعير النفوط المتجهة إلى السوق المذكورة، وبخاصة إلى منطقة البحر الأبيض المتوسط 153. إلا أن المشكلة في ذلك هو الاختلاف في نوعيات النفوط المصدرة عبر الميناء المذكور كما تمت الإشارة سابقاً.

تجدر الإشارة، أن نفط يورال الروسي يلعب حالياً دوراً مهماً وبشكل غير مباشر في عملية تسعير بعض نفوط الدول الأعضاء المشابهة له في النوعية، وبخاصة المتجهة إلى منطقة البحر الأبيض المتوسط حتى أصبح يشار إليه، في بعض الأحيان، على أنه نفط إشارة غير رسمي للصادرات النفطية إلى تلك المنطقة.

^{152 .} Energy Economist, Issue 353, March 2011.

^{153 .} Energy Economist, Issue 292, February 2006.

2-3-4: التسعير لوجهة أمريكا

تعتبر سلة نفوط "أرغوس" مؤشر تسعيري جديد نسبياً في السوق الأمريكية بالنسبة للدول المصدرة الكبيرة في الشرق الأوسط، والتي يعتمد مستقبلها على كيفية تطور موقف السيولة للنفوط المشكلة للسلة المذكورة بالإضافة إلى التطورات الأخرى في السوق الأمريكية. فمثلاً، قد تساعد بعض الإجراءات التي تتخذ حالياً أو مستقبلاً للتخفيف من المشكلة اللوجستية التي يعاني منها نفط غرب تكساس ومن تلك الإجراءات زيادة الطاقة التخزينية في مدينة "كوشينغ"، أو مد أنبوب بإتجاه الشمال.

من جهة أخرى، أن التطورات الأخيرة في استغلال مصادر النفط (والغاز) غير التقليدية بالإضافة إلى التوسع في تطوير المناطق البحرية العميقة وفائقة العمق قد قلبت الموازين في واقع ومستقبل صناعة النفط (والغاز) الأمريكية. فبدلاً من الانخفاض المستمر في الإنتاج الأمريكي، تمكنت صناعة النفط الأمريكية تحقيق زيادة خلال عامي 2009 و 2010. أما على الأمد البعيد، فإنه يتوقع أن يتزايد إنتاجها بنحو 0.5 مليون ب/ى بحلول عام 2035 بالمقارنة مع عام 2010.

بالمقابل، يتوقع استمرار الانخفاض في الطلب على النفط في الولايات المتحدة نتيجة للإرتفاع في كفاءة الاستخدام بالإضافة إلى التوسع في إنتاج واستخدام البدائل، وبخاصة الوقود الحيوي بالإضافة إلى الغاز الطبيعي في قطاع النقل.

وقد تقود تلك العوامل مجتمعة إلى تقليل حاجة السوق الأمريكية إلى النفط المستورد، وبالأخص من الدول الأعضاء، بضوء تشجيع الإدارة الأمريكية على تزايد اعتمادها على نفوط الدول المنتجة القريبة، وبخاصة كندا التي يهيمن على إنتاجها النفوط الثقيلة والثقيلة جداً وعالية المحتوى الكبريتي، والتي تعتبر منافساً قوياً للنفوط المتوسطة والثقيلة العالية المحتوى الكبريتي من الدول الأعضاء في الشرق الأوسط.

3-3-4: التسعير لوجهة آسيا

تشير المعطيات الحالية إلى تزايد درجة تركيز صادرات الدول الأعضاء النفطية المستقبلية في السوق الآسيوية نتيجة لتزايد الطلب على النفط في السوق المذكورة بالتزامن مع انخفاض الطلب في كل من السوق الأوربية والأمريكية، من جهة، والزيادة المتوقعة في إنتاج الدول الأعضاء من النفط، وبخاصة بعض الدول الكبيرة في الشرق الأوسط، من جهة أخرى. وهذا ما يحتم على الدول الأعضاء المراقبة المستمرة عن كثب للتطورات الحاصلة في تلك السوق من ضمنها جانب التسعير، وذلك بضوء تزايد أهمية السوق المذكورة واستحواذها على حصة متزايدة من نفوط الدول الأعضاء، حيث أن ملاءمة وعقلانية التسعير في السوق الآسيوية المتنامية تعد في غاية الأهمية لتطور سوق نفط سليمة 154.

وكما تمت الإشارة إليه أعلاه، تستخدم معظم الدول المصدرة الكبيرة في منطقة الخليج العربي معدل نفطي دبي وعمان كسعر إشارة لتسعير صادراتها النفطية إلى السوق الآسيوية. وكما حصل في الماضي، يتوقع اتخاذ بعض الإجراءات في المستقبل لتخفيف تأثير انخفاض إنتاج كل من نفطي دبي وعمان بغية المحافظة على درجة مقبولة من السيولة لاستمرار استخدامها، أو ربما الاقتصار على نفط عمان فقط، للتسعير في السوق المذكورة.

^{154 .} Ken Koyama, A Thought on Crude Oil Pricing in Asia, Special Bulletin, IEEJ, March 2011, http://eneken.ieej.or.jp/eu/whatsnews/JPOIEL.html

من وجهة نظر الدول المنتجة في الشرق الأوسط، يعتبر استخدام نفوط محلية (أي دبي وعمان) كنفوط إشارة في آسيا، خطوة مشجعة بالمقارنة مع استخدامها لنفوط أجنبية لغرض التسعير في كل من السوق الأوروبية والأمريكية.

أما من وجهة نظر المشترين في السوق الآسيوية، فقد يكون ذلك مصدر قلق وبخاصة في المستقبل. حيث أن نفطي دبي وعمان هي نفوط منتجة خارج دول السوق. بالإضافة إلى ذلك فإن سعر نفط دبي يتأثر وبدرجة كبيرة بحركة الفروقات ما بين أسعار برنت ودبي خصوصاً وأن سعر دبي غالباً ما يعتبر تابعاً أو مرتبطاً بشكل وثيق بأسعار برنت آخذين بنظر الإعتبار بعض الظروف الخاصة التي تؤثر في كل من برنت أو دبي .

بالإضافة إلى ذلك، بالنسبة للدول الآسيوية، تعتبر التسعيرة التي تعتمد على نفطي دبي وعمان – المنتجة في الشرق الأوسط – بمثابة عملية تنافسية ما بين النفوط الشرق أوسطية ذاتها. وبالتالى، قد تمثل مشكلة بضوء درجة الاعتماد العالية للسوق المذكورة على نفوط الشرق الأوسط.

مما يذكر، حققت الدول الاسيوية تنويع أكبر في مصادر امداداتها النفطية خلال العقد الأخير. فبرغم تزايد وارداتها من الشرق الأوسط من حوالي 11.3 مليون ب/ي في عام 2000 لتصل إلى 15.9 مليون ب/ي في عام 2010، أي بزيادة أكثر من 41 % خلال الفترة المذكورة، فإن درجة اعتمادها على نفوط الشرق الأوسط قد انخفضت من 70 % إلى حوالي 57 % خلال تلك الفترة أذرى، وبخاصة من دول الاتحاد السوفيتي السابق وشمال وغرب وشرق افريقيا بالإضافة إلى أمريكا اللاتينية.

أما بالنسبة للمستقبل، قد تتمكن الدول الآسيوية من زيادة الواردات النفطية من دول بحر قزوين وكذلك من روسيا بضوء توقع زيادة تركيز روسيا على السوق الآسيوية بضوء انخفاض الطلب في أوربا. وبرغم ذلك ، يتوقع أن يكون الجزء الاكبر من أية زيادة مستقبلية في الواردات النفطية إلى السوق الآسيوية مصدرها دول الشرق الأوسط من النفوط المتوسطة والثقيلة عالية المحتوى الكبريتي. وهذا ما قد يقود إلى تفاقم في مشكلة التسعيرة لتلك الوجهة، خصوصاً وأن تسعيرة النفوط في السوق الآسيوية تلعب دوراً محورياً في تسعيرة استيرادات المنطقة من الغاز الطبيعي المسال المرتبط بأسعار النفط على أساس معدل سعر استيرادات اليابان من النفط الخام أو ما تسمى بالمعادلة اليابانية أو "كوكتيل النفط اليابانية" (JCC).

وفي هذا السياق، ظهرت تطورات جديدة جديرة بالملاحظة في المنطقة خلال السنوات الأخيرة تمثلت بدرجة رئيسية بتزايد هام في إنتاج روسيا من النفط من شرق سخالين في إقليم سيبيريا. وقد تضمن ذلك زيادة في الامدادات النفطية الروسية إلى السوق الآسيوية عبر أنبوب "إي إس بي أو" (East Siberia-Pacific Ocean-ESPO) الممتد من سيبيريا إلى المحيط الهادي، حيث بدأ التصدير عبر ميناء كوزمينو الروسي على المحيط الهادي في نهاية عام 2009 بطاقة حيث بدأ النصدير عبر ميناء كوزمينو الروسي على المحيط الماسين في بداية عام 2011 بطاقة 600 ألف ب/ي. هذا بالإضافة إلى إكمال أنبوب فرعي بإتجاه الصين في بداية عام 1011 بطاقة 300 ألف ب/ي. ومن المتوقع زيادة كميات صادرات النفط الروسي الجديد في السوق الآسيوية

^{155 .} BP Statistical Review of World Energy, Various Issues.

^{156 .} Ken Koyama, A Thought on Crude Oil Pricing in Asia, Special Bulletin, JEEJ, March 2011, http://enekeu.iees.or.jp/en/whatsnews/JPOIEL.htm/

على حساب انخفاض تصدير نفط يورال 157 نتيجة لانخفاض الطلب الأوربي على النفط وانسحاب روسيا جزئياً من سوق البحر الأبيض المتوسط بضوء تزايد المنافسة في السوق المذكورة من نفوط دول بحر قزوين ونفط كركوك من العراق 158.

يذكر، أن النفط الروسي ESPO يشكل منافساً لا يستهان به لنفوط الشرق الأوسط في السوق الآسيوية نتيجة للقرب الجغرافي والمرونة المتمثلة بعدم وجود تحديدات على الوجهة النهائية في عقود بيعه، علماً بأنه يسعر حالياً على أساس أسعار نفط دبي.

اقتصرت في الوقت الحاضر تأثيرات النفط الروسي على الجانب الخاص بعامل التعديل من المعادلة السعرية لنفوط الشرق الأوسط إلى آسيا. لكن يعتقد البعض بأنه بالإمكان استخدام النفط الروسي الجديد كنفط إشارة في السوق الآسيوية 159. إلا أن ذلك يتطلب قبول عام في السوق والذي يتأثر كثيراً بالتطورات المستقبلية في السوق المذكورة والسياسة الروسية التي تؤثر في استراتيجيات دول الشرق الأوسط في السوق المذكورة.

خلاصة القول، اتخذت في السابق بعض الإجراءات الهادفة إلى تحسين عمل نظام التسعير الحالي ولازال هناك مجال لمزيد من التحسين والذي بدوره يتطلب مزيد من التفكير واستكشاف بعض المقاربات الجديدة التي يمكن أن تعكس وبشكل أفضل حقائق وواقع السوق النفطية العالمية، خصوصاً وأن التطورات التكنولوجية الهائلة التي يشهدها العالم بالأخص في مجالات الاتصالات ومعالجة المعلومات قد تؤدي في النهاية إلى استخدام طرق جديدة في تجارة النفط وتسعيره.

بشكل عام، لا توجد أسباب اقتصادية أو سياسية مقنعة تبرر استمرار الاعتماد على عدد قليل من نوعيات النفوط الهامشية المنتجة معظمها في دول أخرى، والتي تحدد أسعارها وبدرجة كبيرة من قبل عدد قليل من اللاعبين أو المضاربين، كنفوط مرجعية لتسعير كميات هائلة من تجارة النفط الدولية.

إن تزايد أهمية الدول الأعضاء، وبخاصة في منطقة الخليج، باعتبارها المصدر للجزء الأكبر من أية زيادة مستقبلية في إنتاج النفط في العالم، يعني بالضرورة زيادة أهمية الخليج العربي كمركز تصديري رئيسي عالمي، والذي قد ترى دول المنطقة بأنه من مصلحتها تحويله على الأمد البعيد إلى مركز تسعيري رئيسي من خلال إنشاء أسواق لنفوطها بطريقة أو بأخرى، لتكون المرجع لتسعير صادراتها النفطية إلى الأسواق العالمية. وبضوء احتياطياتها النفطية الهائلة، فإنه من المنطقي أن تصبح منطقة الخليج ليس فقط مركزاً للصناعة النفطية العالمية، بل أيضاً مركزاً عالمياً للتسعير 160 وهذا ما دعى البعض للتكهن ببروز سلة من النفوط الشرق أوسطية، عاجلاً أم آجلاً، كمرجع تسعيري لنفوط المنطقة 161.

^{157.} Geof Houlton, Global Crude Oil Supply and Quality Trends, COQA-San Antonio, February 24, 2011.

^{158 .} MEES, 24 October, 2011.

^{159 .} Ken Koyama, A Thought on Crude Oil Pricing in Asia, Special Bulletin, IEEJ, March 2011, http://eneken.iees.or.jp/en/whatsnews/JPOIEL/htm/

^{160 .} Joe Roeber, Winds of Change in Crude Oil Pricing, MEES, 9 July, 1990.

^{161.} Fereidun Fesharaki and Hassaan Vahidy, Middle East Crude Oil Trade Formula Pricing, MEES, 22 October, 2001.

إن ما يشجع بإتجاه ذلك هو أن عدداً قليلاً من الدول الأعضاء في منطقة الخليج سيكون بمقدورها تحقيق زيادة كبيرة في إنتاجها المستقبلي. وإن معظمها يركز في الوقت الراهن على زيادة الطاقة الإنتاجية للنفوط الثقيلة بالتعاون مع شركات النفط العالمية التي تمتلك التكنولوجيا المتطورة والضرورية لتطوير مثل تلك النوعيات الصعبة من النفوط. وهذا ما قد يدفع بإتجاه المزيد من التنسيق فيما بين تلك الدول حول الطرق الأفضل لاستغلال نفوطها بضمنها موضوع التسعير.

ملاحظات ختامية واستنتاجات

- 1. بشكل عام، مر تسعير النفط الخام في الأسواق الدولية بمراحل مختلفة وذلك استجابة للتغييرات الجذرية في اتجاهات الهيكلة الاقتصادية والسياسية وموازين القوى والتحولات الاقتصادية والسياسية العالمية التي بدلت، وبشكل جذري، هيكلة سوق النفط وسلسلة إمداداته.
- 2. بدأ تطبيق الأسعار المعلنة، وبشكل رسمي، في منطقة الشرق الأوسط منذ خمسينات القرن الماضي واستمرت لغاية عام 1973، وقد كان النظام المذكور يتلاءم ومصالح شركات النفط العالمية التي كانت مسؤولة عن قرارات التسعير والمسيطرة على كافة مراحل الصناعة النفطية في تلك المنطقة.
- 3. ساعدت بعض التطورات ومنها بدء التدهور التدريجي في قوة الشركات النفطية في السوق بالإضافة إلى زيادة الطلب العالمي على النفط في تقوية موقف منظمة أوبك وتمكنها من الحصول على بعض المكاسب ومن أهمها زيادات في الأسعار المعلنة لنفوطها طبقاً لإتفاقية طهران والاتفاقيات اللاحقة في بداية سبعينات القرن الماضي.
- 4. بدأت مرحلة أوبك والأسعار الرسمية بانتقال قرار التسعير بشكل كامل من الشركات النفطية إلى دول منظمة أوبك في نهاية عام 1973 وبداية عام 1974، ما مكن دول المنظمة من تصحيح مسار أسعار نفوطها ليزداد سعر العربي الخفيف (نفط الإشارة) من 3.01 دولار/برميل في يناير 1974.
- 5. لم تفلح الإجراءات التي اتخذتها منظمة اوبك، ومنها تخفيض السعر وإدخال نظام الحصص في عام 1983، في إيقاف التدهور المستمر في السوق، ما اضطر المنظمة إلى إجراء تبديل في إستراتيجيتها والتوقف عن التسعير الرسمي والاعتماد على أسعار السوق في نهاية عام 1985.
- 6. يعتمد نظام أسعار السوق الذي لازال نافذاً لغاية تاريخه، على استخدام معادلات سعرية من خلال ربط أسعار نفوط التصدير بأسعار نفوط إشارة مختلفة حسب الأسواق المستهدفة، ما يعني اختلاف السعر النهائي لنفس النوعية من النفط من سوق لآخرى ومن وقت لآخر في نفس السوق.
- 7. هناك تحفظات حول نفوط الإشارة واحساس عام بأنه لا يوجد نفط إشارة مثالي يعتمد عليه، حيث تعاني جميع نفوط الإشارة من مشاكل ومعوقات، ما اضطر بعض الدول المصدرة إلى اجراء تعديلات على معادلاتها السعرية من حين لآخر.

- 8. من أهم التعديلات التي أجرتها الدول المصدرة الكبيرة في الشرق الأوسط على معادلاتها السعرية خلال السنوات الأخيرة هي تحول كل من السعودية والكويت وايران إلى استخدام أسعار نفط برنت في السوق المستقبلية بدلاً من أسعاره الفورية في معادلاتها السعرية في السوق الأوروبية. كما تحولت كل من السعودية والكويت والعراق إلى استخدام مؤشر «ارغوس» بدلاً من نفط غرب تكساس كنفط إشارة في السوق الأمريكية.
- 9. بخصوص الاتجاهات المستقبلية المحتملة للتسعير وفق المعطيات الحالية يمكن الإشارة إلى ما يلى:
- إن مفهوم اعادة النظر بنظام التسعير لا يعني ، بأي شكل من الأشكال، العودة إلى نظام السعر الثابت.
- ولدت تجربة التقلبات السعرية الحادة خلال السنوات القليلة الأخيرة قناعة لدى كل من الدول المنتجة والمستهلكة بأنه يصعب ترك أسعار النفط لعوامل السوق الصرفة لوحدها.
- يتوقع استمرار الإجراءات الحالية القاضية بإضافة نوعيات نفوط جديدة، قدر الإمكان، إلى نفوط الإشارة المستخدمة حالياً لمعالجة الانتقادات الموجهة إلى تلك النفوط وتبرير استمرار استخدامها كنفوط إشارة في الأسواق المختلفة.
- يبدو بأنه ليس هناك مخاوف جدية، وبخاصة على الأمد القريب، حول استمرار استخدام مزيج برنت كمؤشر تسعيري في السوق الأوروبية، بينما لازال مؤشر «أرغوس» جديداً في السوق الأمريكية يعتمد مستقبله على كيفية تطور السيولة للنفوط المشكلة لسلة «أرغوس» بالإضافة إلى التطورات في السوق الأمريكية.
- إن تزايد درجة اعتماد الدول الأعضاء على السوق الآسيوية المتنامية، يحتم عليها المراقبة المستمرة عن كثب للتطورات الحاصلة في تلك السوق وانعكاساتها على عملية التسعير، خصوصاً وأن تسعيرة النفوط المستوردة لآسيا تلعب دوراً محورياً في تسعير استيرادات السوق المذكورة من الغاز الطبيعي المسال المرتبطة باسعار النفط.

خلاصة القول، إن تزايد أهمية الدول الأعضاء، وبخاصة الكبيرة منها في منطقة الخليج العربي، في سوق النفط العالمية في المستقبل، يعني بالضرورة زيادة أهمية الخليج كمركز تصديري رئيسي في العالم. وبالتالي، قد ترى تلك الدول بأنه من مصلحتها تحويل الخليج على الأمد البعيد إلى مركز تسعيري من خلال انشاء سوق لنفوطها، بطريقة أو بأخرى، لتكون المرجع لتسعير صادراتها النفطية إلى الأسواق العالمية.

الجدول (1) الجدول (2) المجدول (1) النفط في العالم – أوبك وخارج أوبك – للفترة (1970-2010-1970)

النسبة من الإنتاج العالمي (%)	إنتاج خارج أوبك	النسبة من الإنتاج العالمي (%)	إنتاج أوبك	إجمالي الإنتاج في العالم	السنة
51.1	24.55	48.9	23.51	48.06	1970
49.9	25.37	50.1	25.47	50.84	1971
49.2	26.42	50.8	27.25	53.67	1972
47.1	27.56	52.9	30.9	58.46	1973
47.6	27.93	52.4	30.69	58.62	1974
51.3	28.65	48.7	27.17	55.82	1975
49.1	29.66	50.9	30.75	60.41	1976
50.0	31.37	50.0	31.34	62.71	1977
52.7	33.35	47.3	29.98	63.33	1978
52.7	34.81	47.3	31.24	66.05	1979
56.7	35.7	43.3	27.25	62.95	1980
61.1	36.39	38.9	23.14	59.53	1981
65.5	37.55	34.5	19.75	57.30	1982
68.3	38.66	31.7	17.94	56.6	1983
69.5	40.05	30.5	17.58	57.63	1984
70.9	40.75	29.1	16.7	57.45	1985
68.0	41.08	32.0	19.37	60.45	1986
68.4	41.53	31.6	19.21	60.74	1987
66.3	41.86	33.7	21.24	63.1	1988
64.3	41.12	35.7	22.86	63.98	1989
62.4	40.83	37.6	24.57	65.4	1990
62.1	40.48	37.9	24.7	65.18	1991
60.3	39.65	39.7	26.06	65.71	1992
59.3	39.14	40.7	26.87	66.01	1993
59.2	39.69	40.8	27.36	67.05	1994
59.4	40.4	40.6	27.61	68.01	1995
59.3	41.41	40.7	28.39	69.8	1996
58.7	42.28	41.3	29.74	72.02	1997
57.8	42.43	42.2	30.97	73.4	1998
59.0	42.5	41.0	29.56	72.06	1999
58.4	43.74	41.6	31.15	74.89	2000
59.1	44.27	40.9	30.64	74.91	2001
60.8	45.77	39.2	29.26	74.70	2002
59.8	46.06	40.2	31.02	77.08	2003
58.1	46.79	41.9	33.78	80.57	2004
57.1	46.54	42.9	34.95	81.49	2005
57.1	46.63	42.9	35.10	81.73	2006
57.4	46.78	42.6	34.76	81.54	2007
56.4	46.30	43.6	35.72	82.02	2008
58.4	46.91	41.6	33.37	80.28	2009
58.2	47.78	41.8	34.32	82.10	2010

BP، Statistical Review of World Energy-Various Issues : المصدر

علي رجب

الجدول (2) فروقات الأسعار الفورية بين نفط برنت ونفط دبي للفترة 1987-2011 حسب المعدلات السنوية للأسعار (دولار/ برميل)

الفرق بين برنت ودبي	نفط دبي الإماراتي	نفط برنت البريطاني	
1.49	16.92	18.41	1987
1.76	13.18	14.94	1988
2.58	15.64	18.22	1989
3.23	20.38	23.61	1990
3.47	16.59	20.06	1991
2.12	17.21	19.33	1992
2.07	14.93	17.00	1993
1.06	14.74	15.80	1994
0.91	16.10	17.01	1995
2.12	18.58	20.70	1996
0.96	18.10	19.06	1997
0.56	12.15	12.71	1998
0.67	17.24	17.91	1999
2.19	26.25	28.44	2000
1.63	22.83	24.46	2001
1.2	23.83	25.03	2002
2.04	26.77	28.81	2003
4.57	33.66	38.23	2004
5.08	49.36	54.44	2005
3.62	61.54	65.16	2006
4.17	68.38	72.55	2007
3.52	93.85	97.37	2008
0.15-	61.83	61.68	2009
1.5	78.10	79.60	2010
5.2	106.2	111.4	2011

BP, Statistical Review of World Energy, Various issues Opec, Annual Statistical Bulletin, Various Issues

الجدول (3) إنتاج النفط العالمي حسب كثافة API للفترة 1994–2010 (%)

ثقیلة (أعلى من API 10 وأقل من 26API)	متوسطة (أعلى من 26 API وأقل من API 35)	خفیفة (أعلى من 35 API)	
31.1	58.1	10.8	1994
31.5	57.2	11.3	1995
31.8	56.0	12.2	1996
31.8	56.0	12.2	1997
31.3	55.6	13.1	1998
31.5	55.8	12.7	1999
31.1	55.6	13.3	2000
30.9	55.4	13.7	2001
30.3	55.7	14.0	2002
29.6	56.8	13.6	2003
28.6	57.7	13.7	2004
28.2	58.2	13.6	2005
29.1	56.5	14.4	2006
29.1	57.3	13.6	2007
28.2	58.6	13.2	2008
27.7	58.7	13.6	2009
28.9	56.8	14.4	2010



الجدول (4) إنتاج النفط العالمي حسب المحتوى الكبريتي للفترة 1994-2010 (%)

عالية المحتوى الكبريتي (أعلى من 1%)	متوسطة المحتوى الكبريتي (أعلى من 0.5% وأقل من 1%)	منخفضة المحتوى الكبريتي (أقل من 0.5%)	
56.1	8.8	35.1	1994
55.3	8.8	35.9	1995
54.2	8.9	36.9	1996
54.6	9.5	35.9	1997
55.3	9.3	35.4	1998
54.4	9.4	36.2	1999
54.7	9.7	35.6	2000
54.5	9.8	35.7	2001
53.5	10.1	36.4	2002
54.5	10.0	35.5	2003
55.3	10.1	34.6	2004
56.2	9.8	34	2005
55.7	10.2	34.1	2006
54.1	11.2	34.7	2007
54.4	11.9	33.7	2008
53.1	12.6	34.2	2009
52.9	12.6	34.5	2010

المراجع

أولاً: المراجع العربية

- فوزي القريشي: التطور التاريخي لأسعار النفط الخام حتى عام 1973، مجلة النفط والتنمية، بغداد، السنة الرابعة، عدد(3)، ديسمبر 1978.
- ماجد عبدالله المنيف، منظمة الدول المصدرة للبترول (أوبك): نشأتها وتطورها والتحديات التي تواجهها، مجلة بحوث اقتصادية عربية، القاهرة، شتاء 2008.
- عدنان الجنابي، الطبيعة المتغيرة لفروقات أسعار النفط الخام، مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك، محلد (6) عدد (1) 1980.
- حافظ التكمجي، أضواء على النظام الجديد لتسعير النفط الخام، مجلة النفط والعالم، شركة النفط الوطنية العراقية، ديسمبر 1973.
- منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، الإدارة الاقتصادية، تطور فروقات الأسعار بين النفوط الخفيفة والثقيلة وإتجاهاتها المستقبلية، أغسطس، 2006.
- جياكو لوشياني، المملكة العربية السعودية والسوق العالمية للنفط من القبول بواقع الأسعار إلى المشاركة
 في تحديدها، بحوث الرحمانية 3، منتدى الرحمانية السنوى، يناير 2010.

ثانياً: المراجع الأجنبية

- Adrian Lajous, Crude Oil Pricing Formulas, Oxford Energy Forum, November 2006, Oxford Institute for Energy Studies.
- Al-Mehdi, M.S., Middle East Crude Oil Industry: A Case Study of Weakening Oligopoly, University of Pennsylvania, Ph.D., 1966.
- Alexander's Gas and Oil Connections, IEA Finds OPEC's Management of Oil Market Not Sustainable, Vol. 8, Issue 19 October 2, 2003, http://www.gasandoil.com/goc/news.
- Al-Janabi, "The Changing Significance of Price Differentials", Opec Review, December, 1977.
- Argus, Argus Sour Crude Index (ASCI), November 2011, www.argusmedia.com.
- Aziz Yahyai and Douglas Linton, Oil Market Stability: Learning the lessons of 2008, Energy and Geopolitical Risk, Volume 2, No.6, June 2011.
- Bassam Fattouh and Christopher Allsop, The Price Band and Oil Price Dynamics, Oxford Energy Comment, July 2009, Oxford Institute for Energy Studies.
- Bassam Fattouh, An Anatomy of the Crude Oil Pricing, The Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40, January 2011.
- Bassam Fattouh, Middle East Pricing and the Oman Crude Oil Futures Contract: A Critical Assessment, Oxford Institute for Energy Studies, August 6, 2006.
- Bassam Fattouh, The Dynamics of Crude Oil Price Differentials, January 2008, Centre for Financial and Management Studies (SOAS) and Oxford Institute for Energy Studies.

- BP Statistical Review of World Energy, Various Issues.
- Carol A. Dahl, International Energy Markets: Understanding Pricing and Profits, Published by PennWell, 2004.
- CGES, Global Oil Report, Market Watch, Various Issues.
- CGES, Global Oil Report, Various Issues.
- Daniel Yergin, The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power, Touchstone, 1992.
- EIA, Petroleum and Other Liquids Data, Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products, 5 January, 2011, http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/leafHandler
- EIA, This Week in Petroleum, Various Issues.
- EIA, Today is Energy, Various Issues.
- EIA, US API Gravity and Sulfur Content of Crude Input to Refineries, 15 March, 2006.
- EIA, World Oil Market and Oil Price Chronologies", 1970-2004 March, 2005.
- Energy Bulletin, Various Issues.
- Energy Economist, Various Issues.
- Energy Intelligence, The International Crude Oil Market Handbook, 2010.
- ENI, Energy Specials Ten Years of Demand, http://www.eniscuola.net
- ENI, World Oil and Gas Review, Various Issues.
- Fadhil Al- Chalabi, The Role of OPEC in Market Stabilization, Seventh International Colloquium on Petroleum Economics, Laval University, Quebec, Canada, 68- November, 1985.
- Frank, H.J., Crude Oil Prices in the Middle East: A Study in Oligopolistic Price Beheviour, Praeger, 1966.
- Geof Houlton, Global Grude Oil Supply and Quality Trends, COQA-San Antonio, February 24, 2011.
- Gordon Brown and Nikolas Sarkozy, "We Must Address Oil Market Volatility", The Wall Street Journal, 8 July, 2009.
- Horsnell, P. and R. Mabro (1993), Oil Markets and Prices: The Brent Market and the Formation of World Oil Prices, Oxford University Press,
- IEA, Medium Term Oil and Gas Market Report, 2010.
- IEA, Oil Market Report, Various Issues.
- IEA, World Energy Outlook, Various Issues.
- Joe Stock, Middle East Oil and Energy Crisis, Monthly Review Press, 1975.
- Ken Koyama, A Thought on Crude Oil Pricing in Asia, Special Bulletin, IEEJ, March 2011, http://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnews/JPOIEL.htm.
- Kristina Klavers and Laura Atkins, Global Heavy Crude Oil Outlook to 2030, 20th World Peroleum Congress, Doha, 2011.
- Marcello Giampiero, Efficiency of the Pricing Mechanism in the World Oil Market,
 19th World Energy Congress, Sidney, September 5-9, 2004.
- Massood V. Samii and Other, Euro Pricing of Crude Oil: An OPEC's Perspective, January 19, 2008. http://cc.msnscache.com/cache.aspx.
- MEES, Various Issues.
- Middle East Economic Consultants (MEEC), The Price of Oil 1945 1983, Report No. 36, July 1984

- Oil and Gas Journal, Various Issues.
- OPEC, Annual Statistical Bulletin, Various Issues.
- OPEC, OPEC Bulletin, Various Issues.
- OPEC, World Oil Outlook, 2011.
- Paul Horsnell, Oil Pricing Systems, The Oxford Institute for Energy Studies, May 2000.
- Petroleum Argus Limited, Petroleum Argus Guide to Arab Gulf Oil Pricing, 1991.
- Petroleum Economist, Various Issues.
- Petroleum Intelligence Weekly (PIW), Various Issues.
- Platts Oilgram News, Various Issues.
- Platts, Backgrounder, Oil, The Structure of Global Oil Markets, June 2010.
- Platts, Market Issue: Oil, Dated Brent: The Pricing Benchmark for Asia-Pacific Sweet Crude Oil, May 2011.
- Ralph Cassady, Jr. Price Making and Price Behaviour in the Petroleum Industry, Kennikat Press, 1973.
- Ramzi Salman and Rabea Ferroukhi, Managing Commodity Markets: The Case of OPEC, OPEC Review, Spring 1993.
- Ramzi Salman, Half a Century of Oil Prices, Energy and Geopolitical Risk, Vol. 2, No. 5, May 2011.
- Robert Bacon, The Brent Market: An Analysis of Recent Developments, Oxford Institute for Energy Studies, WPM8, 1989.
- Robert Mabro, Oil Price Concepts, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 3, 1984.
- Robert Mabro, Oil Pricing Régimes, OPEC/CWC Sponsored Seminar on "OPEC and the Global Energy Balance", Vienna, 28 29 September, 2001.
- Robert Mabro, OPEC After the Revolution, International Journal Studies, Vol. 4, No.3, Winter 1975/76.
- Robert Mabro, Rethinking OPEC, Oxford Energy Forum, May 1998, Oxford Institute for Energy Studies.
- Robert Mabro, The Oil Price Crises of 1998 9 and 2008 9, Oxford Energy Forum, Issue 76, May 2009, Oxford Institute for Energy Studies.
- Robert Mabro, The Reference Pricing System: Origin, Rationale, Assessment, An EU-GCC Dialogue for Energy Stability and Sustainability, Kuwait, 23- April 2005.
- Steve Roberts, Who Makes the Oil Price? An Analysis of Oil Price Movements 1978 1982, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 4, 1984.
- Taki Rifai, The Pricing of Crude Oil :Economic and Strategic Guidelines for an International Energy Policy, Praeger, 1975.
- U. Venkata Ramana, Crude Oil Characteristics and Refining Products, Workshop on "Refining and Petrochemicals", Industry Academia, New Delhi, 25 28 August, 2010.
- Wayne A. Leeman, The Price of the Middle East Oil: An Essay in Political Economy, Cornell University Press, 1962.
- WRTG Economics, Oil Price History and Analysis, Energy Economics News Letter, 2007. File://c:\users\mhh\Desktop\prices.htm
- Yannis Stournaras, Are Oil Price Movements Perverse? A Critical Explanation of Oil Price Levels, 1950 1985, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 6, 1985.

الأبحياث

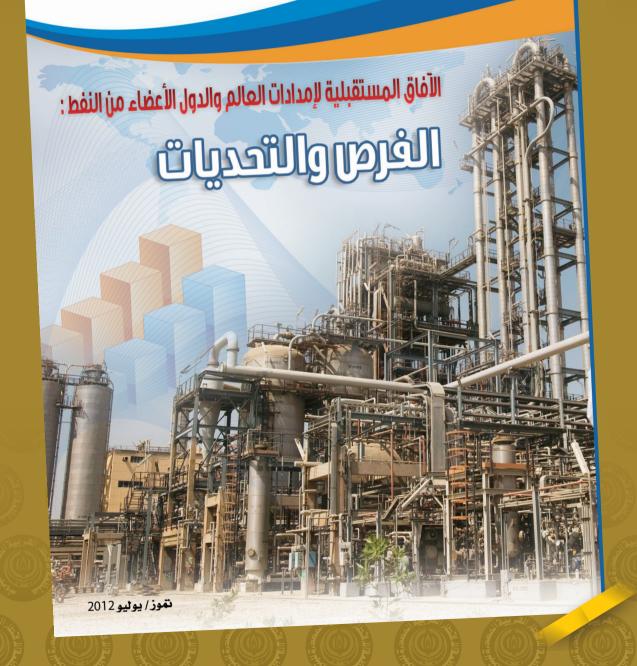


تطور إنتاج واستهلاك النفط والغاز الطبيع*ي* في الدول الأسيوية (عدا الصين والهند) والإنعكاسات على الدول الاعضاء



تم خلال السنوات الأخيرة التركيز ويشكل كبير على إستهلاك الطاقة في كل من الصين والهند، في ظل أهميتهما البالغة سواء كان ذلك على الصعيد الأسيوي أو العالمي لما تتمتع به الدولتان من كثافة سكانية عالية ومعدلات نمو اقتصادي انعكست على تزايد حاجتهما إلى الطاقة. إلا أن هناك دول آسيوية أخرى لا تتمتع بنفس الدرجة من الأهمية كالصين والهند، لكن بعضها تعتبر أسواقاً مهمة بضوء استهلاكها المتزايد من النفط والغاز الطبيعي في الوقت الذي يتسم فيه طلب الدول الصناعية بالانخفاض.





من جهة أخرى، تمكنت دول أخرى ضمن المجموعة الآسيوية 1 قيد الدراسة في زيادة إنتاجها من النفط والغاز الطبيعي لتنافس الدول الأعضاء في تلك السوق. وتبرز من بين الدول المستوردة، كل من كوريا الجنوبية، واليابان، واندونيسيا، التي كانت مصدرة للنفط قبل سنوات قليلة فقط، وسنغافورة، وتايلاند بينما تبرز فيتنام كدولة حققت بعض النجاح في تطوير صناعتها النفطية والغازية، بالإضافة إلى دول أخرى حققت بعض الزيادات في إنتاجها من الغاز الطبيعي خلال السنوات الأخيرة مثل ماليزيا واندونيسيا.

تهدف الدراسة الى تسليط الضوء على التطورات التي شهدتها مجموعة من الدول الأسيوية عدا الصين والهند فيما يتعلق بانتاج واستهلاك النفط والغاز الطبيعي، فهي جديرة بالاهتمام والمتابعة من قبل الدول الأعضاء.

لا شك أن البلدان الآسيوية تمثل في الوقت الحاضر «حجر الزاوية» لتجارة النفط للعديد من الدول الأعضاء، وفي المقابل تعد الدول الأعضاء « الشريك الاستراتيجي» للعديد من الدول الأسيوية إذ وصل اعتماد هذه الدول على صادرات الدول الأعضاء في بعضها إلى أكثر من 65% من إجمالي وارداتها من النفط الخام والمنتجات البترولية كما كما هو الحال في كل من اليابان وكوريا.

إن التشابك التجاري الوثيق بين الدول الأعضاء والدول الآسيوية مرشح لأن يشهد تطورات كبيرة في العقدين القادمين نظرا لتضافر العديد من العوامل من أهمها، تمركز أكثر من ثلثي الاحتياطيات النفطية المؤكدة في العالم في الدول الأعضاء، و ميزة القرب الجغرافي للعديد منها من الدول الآسيوية، ورغبة الجانبين للولوج في استثمارات مشتركة في مناحى الطاقة المتشعبة.

وستسعرض الدراسة، لأهم تطورات الطاقة في الدول الآسيوية عدا الصين و الهند، وأثرها على تجارة الدول الأعضاء، وصولا إلى استشراف الطلب الأسيوي المتوقع على النفط حتى عام 2035 وأهمية الدول الأعضاء في تلبية ذلك الطلب، وذلك وفق المحاور الرئيسية التالية:

أولا: السمات الرئيسية لأسواق النفط والغاز الطبيعي الآسيوية.

ثانيا: تطور استهلاك الطاقة في الدول الآسيوية عدا الصين والهند، وأثرها على تجارة الدول الأعضاء.

ثالثا: نظرة عامة على الصادرات النفطية للدول الأعضاء إلى الدول الأسيوية عدا الصين والهند. رابعا: آفاق تطور الطلب على النفط و الغاز الطبيعي في الدول الأسيوية عدا الصين والهند حتى عام 2035.

خامسا: دور الدول الأعضاء في مقابلة الطلب الآسيوي المتوقع على النفط والغاز الطبيعي حتى عام 2035.

¹ تمثل الدول الآسيوية لأغراض الدراسة:

الدول الآسيوية النامية ، والتي تشمل كل من هونغ كونغ وباكستان وأفغانستان وبنغلاديش وبورما وأندونيسيا وماليزيا والفلبين وسنغافورة وتايوان وتايلند وفيتنام . و الدول الآسيوية الصناعية وهي اليابان وكوريا. و منطقة المحيط الهادي (الباسفيك) وهي آستراليا ونيوزلندا .

أولاً: السمات الرئيسية لأسواق النفط والغاز الطبيعي الآسيوية

أوضحت التطورات المتلاحقة في أسواق النفط الأهمية الكبيرة للدول الآسيوية، خاصة للدول الأعضاء. وقد تمكنت هذه الدول من الحفاظ على معدلات قياسية للنمو الاقتصادي أفضت إلى تنامي استهلاك الطاقة فيها وإلى تزايد حصتها في الاستهلاك العالمي، ما أدى إلى تعاظم اعتماد الدول الآسيوية على النفط المستورد خاصة من الدول الأعضاء في منظمة أوابك.

ويستعرض الجزء التالي من الدراسة الملامح والسمات الرئيسية لأسواق النفط والغاز الطبيعي في الدول الآسيوية خلال العقدين الماضيين والتي يعد من أهمها:

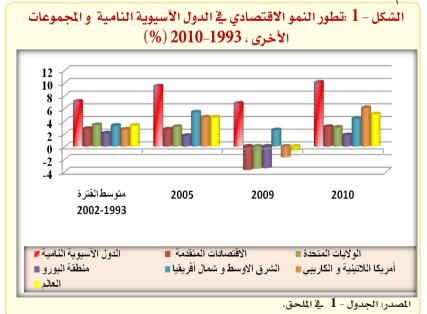
1- الزيادة المتسارعة في استهلاك النفط والمنتجات النفطية

شهد استهلاك الطاقة، بشكل عام، في الدول الآسيوية نموا متسارعا لأغلب حقبة التسعينات مدفوعا بالنمو الاقتصادي الذي شهدته أغلب الدول الآسيوية، والذي جاء نتيجة لتضافر عدد من العوامل من أبرزها، تحرير الاقتصاد وانتهاج سياسات اقتصادية قائمة على اقتصاد السوق.

ومن الملاحظ أن الدول الآسيوية النامية حققت أعلى معدلات نمو أقتصادي خلال فترة العقدين الماضيين بالمقارنة مع المجموعات الدولية الاخرى، فخلال الفترة 1993–2000 سجلت نموا بلغ معدله 7% مقابل معدلات نمو للمجموعات الاخرى لم يتجاوز 3.5%، وفي عام 2009 عندما شهدت معظم الاقتصادات العالمية نموا سالبا نتيجة لتداعيات الازمة المالية العالمية التي عصفت بالاقتصاد العالمي بشكل عام ، حققت الدول الآسيوية نموا بمعدل 7.2%، وفي عام 2010 بلغ معدل النمو 9.5% مقارنة بمعدل النمو العالمي الذي بلغ 5.1%.

ويبين الجدو -1 في الملحق والشكل -1 معدلات النمو الاقتصادي في الدول الآسيوية النامية مقارنة بيقية مناطق العالم.

لفارله ببسية مناطق القد عمل الارتفاع الكبير في معدلات نمو الناتج المحلي الاجمالي في المدول الآسيوية والذي تجاوز متوسطه كبيرة في السنهلاك كبيرة في السنهلاك في السول الاسيوية في السول الاسيوية وصل معدلهما خلال وصل معدلهما خلال العقد ما يربو على و2% و5.8% سنويا على التوالى.



20 18

16

14

12

10

4

2

اعتمدت الاقتصادات الآسيوية على النفط والغاز الطبيعي كعامل أساسي لرفد النشاطات الاقتصادية المختلفة بمتطلباتها من الطاقة طيلة العقود الماضية. فقد أرتفع استهلاك الدول

الشكل - 2 : تطور إستهلاك النفط في الدول الأسيوية (عدا الصين والهند)،

2010_1990 (مليون برميل في اليوم)

1990 1995 2000 2005 2006 2007 2008 2009 2010

الآسيوية (عدا الصن والهند) من النفط عام 2010 إلى 14.9 مليون برميل في اليوم، مقابل 14.1 مليون برميل في اليوم فقط عام 2000، في حين لم يزد استهلاكها عن 10 مليون برميل في اليوم عام 1990. كما يوضح الجدول - 2 في الملحق والشكل - 2:

وبالنظر الى تطور استهلاك النفط في

الدول الآسيوية فرادى، يتضح الآتى:

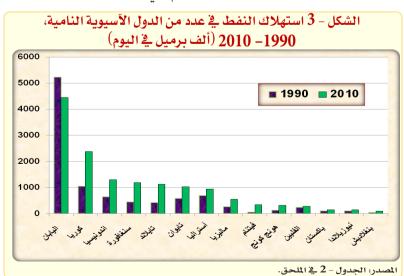
 كوريا الجنوبية، تستهلك في الوقت الحاضر، حوالي 2.4 مليون برميل في اليوم، مقابل 1.0 مليون برميل في اليوم عام 1990، أي أن الطلب فيها زاد بضعف ونصف الضعف تقريبا خلال العقدين الماضيين، أي بمعدل نمو سنوى بلغ 4.2%.

المصدر: الجدول (2) في الملحق.

- تايلاند، زاد استهلاكها بحوالى ثلاثة أضعاف ليبلغ 1.1 مليون برميل في اليوم عام 2010 مقارنة بـ 422 ألف برميل في اليوم فقط عام 1990، أي بمعدل نموي سنوي بلغ 5%.
- تايوان، ارتفع استهلاكها من النفط إلى 1 مليون برميل في اليوم، أي بزيادة مقدارها الضعف،

مقابل 576 الف برميل في اليوم عام 1990، مـا يمثل نمو سنوی قدره

ويوضح الجدول - 2 في الملحق، والشكل - 3 تطور استهلاك النفط في عدد من الدول الآسيوية النامية للفترة .2010-1990



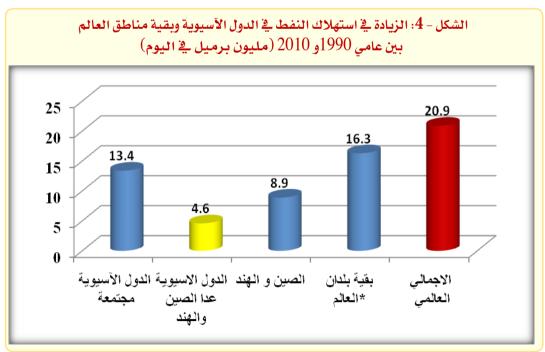
الجدير بالذكر أن الزيادة في استهلاك الدول الآسيوية مجتمعة من النفط ما بين عامي 1990 و 100 و التي وصلت الى 13.4 مليون برميل في اليوم تمثل نحو 82% من إجمالي الزيادة في بقية مناطق العالم التي بلغت 16.3 مليون برميل في اليوم خلال الفترة المشار إليها، أما الزيادة في استهلاك الدول الآسيوية (عدا الصين و الهند) والتي بلغت 4.6 مليون برميل في اليوم تعادل 28% من الزيادة المحققة في بقية بلدان العالم، كما يوضح الجدول – 1 والشكل – 4.

المحدول – 1: تطور استهلاك النفط في الدول الأسيوية وبقية مناطق العالم (مليون برميل في اليوم)

الزيادة - مليون برميل في اليوم	2010	1990	
13.4	27.2	13.8	الدول الأسيوية مجتمعة منها:
4.6	14.9	10.3	الدول الاسيوية (عدا الصين والهند)
8.9	12.4	3.5	الصين و الهند
16.3	72.5	56.2	بقية بلدان العالم *
20.9	87.4	66.5	الاجمالي العالمي

^{*}الاجمالي العالمي ناقص الدول الاسيوية عدا الصين والهند.

المصدر: الجدول - 2 في الملحق.



2- تزايد حصة الدول الآسيوية في الاستهلاك العالمي

أفضت التطورات سالفة الذكر إلى استحواذ الدول الآسيوية مجتمعة على أكبر حصة من استهلاك النفط في العالم خلال عام 2010 حيث بلغت نسبتها 31.2% لتمثل أكبر منطقة جغرافية مستهلكة للنفط في العالم، بعد أن كانت محتلة للمرتبة الثانية عالميا بعد أمريكا الشمالية في عام 1990 مستأثرة بحصة 20.8% مقابل حصة 30.5% لبلدان أمريكا الشمالية.

وفي الوقت الذي تراجعت فيه الأهمية النسبية لبقية المجموعات الآخرى كأمريكا الشمالية و أوروبا الغربية و الاتحاد السوفيتي السابق، زادت حصة مجموعة الدول الآسيوية (عدا الصين و الهند) من العربية و الأعالى من 15.5 عام 1990 عام 1990، كما يبين الجدول – 2 والشكل - 5.

الجدول - 2: حصة دول آسيا الهادي (عدا الصين والهند) من الاستهلاك العالمي من النفط مقارنة بالمجموعات الأخرى (%)

(11) (3)							
	1990	2000	2010				
أمريكا الشمالية	30.5	30.8	26.8				
أمريكا الجنوبية	5.4	6.3	7.0				
اوروبا الغربية	20.4	19.2	15.9				
الاتحاد السوفيتي السابق	14.6	6.3	6.4				
الشرق الأوسط	5.4	6.6	9.0				
افريقيا	2.9	3.2	3.8				
الدول الأسيوية و الهادي (عدا الصين والهند)	15.5	18.4	17.0				
الصين والهند	5.5	9.5	14.2				
إجمالي الدول الآسيوية و منطقة الهادي	20.8	27.6	31.2				
اثعاثم	100	100	100				

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.

على أن الزيادة في استهلاك الدول الآسيوية من النفط لم تكن كافية لكي تصل حصة الفرد الآسيوي إلى مستوى حصة نظرائه في المتقدمة، وهو مؤشر الدول الصناعية أخر على الامكانيات الهائلة لزيادة الطلب على النفط في منطقة الدول الآسيوية.





كما أنه يوضح عدم واقعية الكثير من الدعوات الموجهة إلى تلك الدول لتقليل استخدامها من النفط والطاقة، خاصة وان معدل استهلاك الفرد في الحدول الصناعية عزيد بأكثر من سبعة أضعاف ما يستهلكه النفط، ويبين الجدول النفط، ويبين الجدول – 3 في الملحق والشكل استهلاك – 5 في الملحق والشكل

الضرد السينوي من

النفط في بعض الدول الآسيوية عام 2010.

3- تنامى اعتماد الدول الأسيوية (عدا الصين والهند) على النفط المستورد

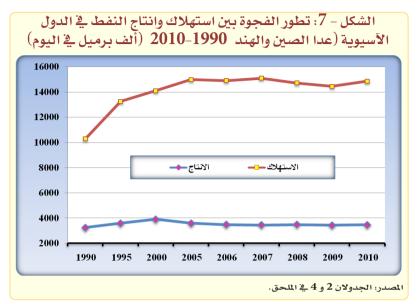
عملت الزيادة المضطردة في الاستهلاك الآسيوي دون أن تقابلها زيادة مماثلة في الانتاج إلى تنامي الفجوة بين الانتاج والاستهلاك مما أدى إلى ارتفاع حاد في درجة اعتماد الدول الآسيوية على وارداتها من الخارج. فاستهلاك دول المجموعة فيد الدراسة ارتفع بمقدار 4.6 مليون برميل في اليوم ما بين عامي 1990 و 2010 في الوقت الذي لم يرتفع فيه إنتاجها الا بمقدار 215 ألف برميل في اليوم. لترتفع بذلك الفجوة بين الاستهلاك والانتاج من 7 مليون برميل في اليوم عام 1990 الى 11.4 مليون برميل في اليوم، كما هو مبين في الجدول - 3 والشكل - 7.

الجدول - 3 :موازنة إنتاج و استهلاك النفط في الدول الأسيوية عدا الصين والهند، 1990–2010 ألف برميل في اليوم

2010	2009	2008	2007	2006	2005	2000	1995	1990	
3452	3422	3479	3446	3473	3584	3897	3588	3237	الإنتاج
14861	14454	14710	15101	14906	14992	14108	13254	10281	الاستهلاك
(11409)	(11032)	(11231)	(11655)	(11433)	(11408)	(10211)	(9666)	(7044)	الموازنة
23.2	23.7	23.7	22.8	23.3	23.9	27.6	27.1	31.5	الإنتاج إلى الاستهلاك %

المصدر:

OAPEC, Energy Data for International Groups, Based on BP Statistical Review of World Energy 2012



الجدير بالذكر أن مجموعة الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) قد حافظت على حصة 66% من مزيج الطاقة الأولية المستهلكة فيها خلال العقدين الماضيين لصالح النفط والغاز الطبيعي. فقد شهدت حصة الغاز الطبيعي في مزيج الطاقة المستهلكة ارتفاعا من 12.1% عام 1990 الى 21.6% عام 2010، كما ارتفعت

حصة الفحم من 22%

الى 23.7%، بينما انخفضت حصة النفط من 54.2% الى 44.7 خلال ذات الفترة، كما انخفضت حصة الطاقة الكهرومائية من 5% الى 3.4%، وحافظت الطاقة النووية على حصة 6.9%، كما يوضح الجدول - 4:

الجدول- 4: توزع إجمالي الطاقة الاولية المستهلكة في الدول الاسيوية عدا الصين والهند (مليون ب α ن ي)

	990	19	000	2000		20
	الكمية		الكمية		الكمية	
النفط	10.3	54.2	14.1	51.9	14.9	44.7
الغاز الطبيعي	2.3	12.1	4.4	16.2	7.2	21.6
الفحم	4.2	22.0	5.5	20.4	7.9	23.7
الكهرومائي	0.94	4.9	0.99	3.7	1.1	3.4
النووية	1.3	6.7	2.1	7.8	2.2	6.6
الإجمالي	19.0	100.0	27.2	100.0	33.3	100.0
العالم	165.5		192.2		244.4	
الحصة من الإجمالي العالمي	11		14		14	

Source: OAPEC, Energy Data for International Groups, Based on BP Statistical Review 2012.

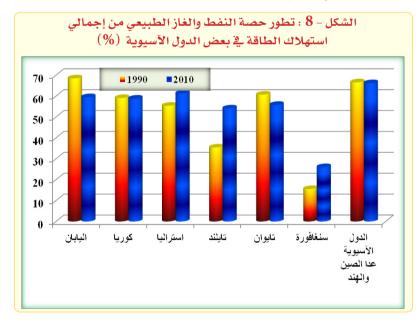
لقد حافظ النفط والغاز الطبيعي على حصة 59% من مزيج الطاقة الاولية المستهلكة في كوريا الجنوبية خلال العقدين الماضيين، بينما ارتفعت حصتهما من إجمالي الطاقة المستخدمة في أستراليا من 55.4% الى 61.3%، وفي تايلاند من 35.4% الى 54.1%، وفي سنغافورة من 15.5% الى 26%. وفي المقابل انخفصت حصة المصدرين من إجمالي الطاقة الأولية في كل من اليابان من 58.5% الى 59.5%، وفي تايوان من 60.7% الى 55.8%، كما يبين الجدول – 5 والشكل – 8:

الجدول - 5: حصة النفط و الغاز الطبيعي من إجمالي استهلاك الطاقة في بعض الدول الأسيوية (%)

2010	1990	
59.5	68.5	اثيابان
58.8	59.1	كوريا
61.3	55.4	استراثيا
54.1	35.4	تايلند
55.8	60.7	تايوان
26.0	15.5	سنغافورة
66.2	66.6	إجمالي الدول الآسيوية عدا الصين والهند

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.

والسيمة الاخرى التي تتسم بها الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) هي النمو المنخفض في إنتاج النفط، الذي بلغ معدله خلال الفترة 1990 خوالي 0.3% فقط، حيث ارتفع 1900 مليون برميل في اليوم النخفض بعد ذلك الى 3.4 مليون



برميل في اليوم عام 2010، لتتخفض بذلك حصتها من الاجمالي العالمي من 4.9% عام 1990 الى 4.2% عام 2010، الجدول – 4 في الملحق.

وفي ظل النمو المنخفض في الانتاج النفطي فإن العديد من الدول الأسيوية وعلى رأسها اليابان وكوريا وسنغافورة كانت ولا تزال تعتمد بالكامل على وارداتها النفطية، إذ اتسمت فترة انتعاشها الصناعي بالاعتماد المتزايد على النفط، كما يشير الجدول - 6 والشكل - 9.

الجدول – 6: الواردات من النفط والمنتجات النفطية كنسبة من إجمالي استهلاك النفط، عام 2010 (%)

نسبة الواردات إلى الاستهلاك	إجمالي الاستهلاك (ألف برميل في اليوم)	إجمالي الواردات (ألف برميل في اليوم)	
61.0	19.148	11.689	أمريكا
37.2	2.276	0.846	كندا
31.9	1.994	0.636	المكسيك
56.2	23.418	13.171	مجموع أمريكا الشمالية
26.3	6.104	1.606	أمريكا الجنوبية
			والوسطى
62.0	19.510	12.094	الدول الأوربية
27.2	3.291	0.895	أفريقيا
93.3	0.941	0.878	أستراثيا
65.8	9.057	5.963	المصين
108.4	3.319	3.598	اڻهند
102.6	4.451	4.567	اليابان
244.1	1.185	2.892	سنغافورة
87.9	8.284	7.281	دول آسيوية أخرى

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي ، يونيو 2011.

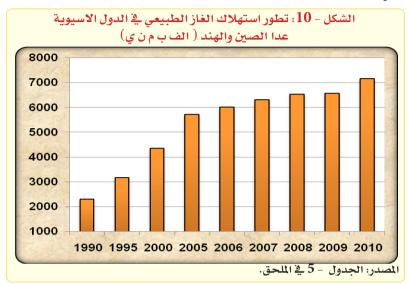
الشكل - 9: الواردات من النفط والمنتجات النفطية كنسبة من اجمالي استهلاك النفط في الدول الأسيوية والدول الاخرى، عام 2010 (%) 2010 وقد المنافق والدول الأسيوية والدول الاخرى، عام 2010 و المنافق و الدول الأسيوية والدول الاخرى، عام 2010 و المنافق و

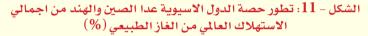
4 - تزايد الانتاج من الغاز الطبيعي و استهلاكه في الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) بنفس المعدلات تقريبا.

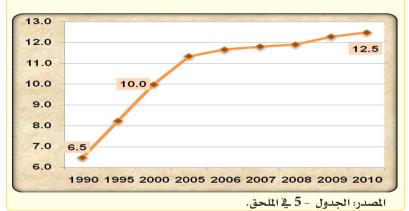
شبهد استهالاك الغاز الطبيعي في الدول الغاز الطبيعي في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) ارتضاعا في 2.3 مليون ب م ن ي عام 4.4 مليون ب م ن ي عام 2000 ثم الى 7.2 مليون ب م ن ي عام مليون ب م ن ي عام مليون ب م ن ي عام يون بلغ 8.5%، كما يوضح الجدول (5) في اللحق والشكل (10):

لترتفع بذلك حصة المجموعة من الكميات المستهلكة عالميا من الغاز الطبيعي من 6.5% عام 1990 الى 10.5% عام 2000 ثم الى 2010% كما يوضع الشكل (11):

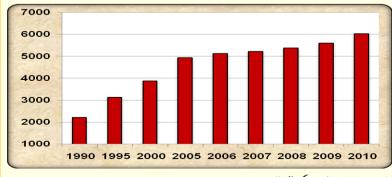
كما شهد انتاج دول المجموعة قيد الدراسة من الغاز الطبيعي ارتضاعا ايضا خلال الفترة 1990–2010 بلغ بمعدل نمو سنوي بلغ 5.1%، حيث ارتفع من 204 الى 3.9 مليون بم ن ي عام 2000 ثم اللى 6 مليون ب م ن ي عام 2000 ثم عام 2010، لتتضاعف عام 14.6 السيوية حيا الصين والهند) من المجمود عدا الصين والهند) من المجمود المحمود المحم







الشكل - 12: تطور انتاج الغاز الطبيعي في الدول الاسيوية عدا الصين والهند (الف ب م ن ي)



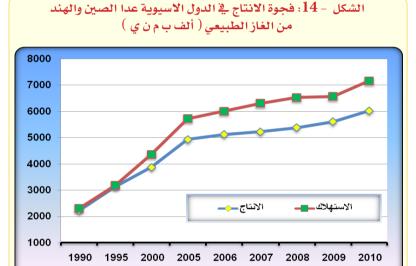
عبد الفتاح دندي



اجمالي الكميات المنتجة عالميا من 6.2% عام 1990 الى 10.4% عام عام 2010، كما يوضح الجدول- 6 في الملحق والشكلان - 12 و13:

وعند موازنة استهالاك الدول استهالاك الدول الاسيوية (عدا الصين و الهند) من الغاز الطبيعي مع مستويات (1990–2010 من 84 ألف بم ن ي عام 1990 ألف ب م ن ي عام 2000 ثم الى 1142 ألف ب م ن ي عام المحدول كما يوضح المحدول 6 و الشكل المحدول 6

2010، كما يوصح الجدول- 6 و الشكل - 14. وتشير التقديرات الاستشرافية إلى أن الجزء الأكبر من



الجدول – 7: موازنة إنتاج و استهلاك الغاز الطبيعي في الدول الآسيوية، 2010-1990 ألف برميل في اليوم

المصدر: الجدول - 9 في الملحق.

	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
الإنتاج	2216	3130	3871	4930	5120	5230	5377	5609	6026
الاستهلاك	2300	3183	4364	5721	6012	6309	6532	6568	7168
الموازنة	(84)	(53)	(493)	(791)	(891)	(1079)	(1155)	(959)	(1142)
الإنتاج إلى الاستهلاك %	96.3	98.3	88.7	86.2	85.2	82.9	82.3	85.4	84.1

Source: OAPEC, Energy Data for International Groups, Based on BP Statistical Review 2012.

واردات الدول الآسيوية من النفط الخام والمشتقات البترولية سيتأتى من الدول الأعضاء وبالذات من دول الخليج العربي، كما وسيعمل استمرار النمو الاقتصادي في الدول الآسيوية بوتائر متسارعة عبر العقدين القادمين إلى مواصلة زخم النمو في الطلب على نفوط الدول الأعضاء من جهة وعلى الغاز الطبيعي المسال المصدر من بعض الدول الأعضاء من جهة أخرى. وهذا ما سيتم التطرق إليه بشئ من التفصيل في الجزء الأخير من الدراسة.

ثانيا: تطور استهلاك النفط والغاز الطبيعي في الدول الأسيوية (عدا الصين والهند)

شهد استهلاك النفط في مجموعة الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) ارتفاعا في مستواه من 10.3 مليون برميل في اليوم عام 1990 أي ما يشكل نحو 15.5% من إجمالي الاستهلاك العالمي من النفط الى 14.9 مليون برميل في اليوم أي ما يمثل حوالي 17% من الاجمالي العالمي عام 1900. كما ارتفع استهلاك المجموعة من الغاز الطبيعي من 2.3 مليون برميل مكافئ نفط في عام 1990، أي ما يمثل 6.5% من إجمالي الغاز الطبيعي المستهلك عالميا، الى 7.2 مليون ب م ن ي في عام 2010 ، أي ما يشكل نحو 12.5% من الاجمالي العالمي، و من أجل التعرف على تطور استهلاك المصدرين خلال العقدين الماضيين، تم اعتماد التصنيف التالى في الدراسة لسهولة الاستدلال:

- الدول الآسيوية الصناعية: وتشمل كل من اليابان وكوريا الجنوبية وهما عضوان في منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية من القارة الآسيوية.
- 2. الدول الأسيوية الرئيسية : وهي الدول التي يزيد استهلاكها من النفط عن 1 مليون برميل في الدول التي تعتمد بدرجة كبيرة على وارداتها الخارجية. وهي الدول التي تأتي في المرتبة الثانية من حيث الأهمية وتشمل كل من أندونيسيا وسنغافورة و تايوان وتايلاند والفلبين.
 - 3. دول آسيا الهادي : و هما أستراليا و نيوزيلندا.
- 4. دول آسيوية أخرى: وتضم هذه المجموعة بقية الدول الآسيوية التي قل استهلاكها عن 1 مليون برميل في اليوم.

وفيما يلى استعراض موجـز للتطورات التي شهدتها تلك الدول خلال الفترة 1990-2010.

1- الدول الآسيوية الصناعية

تعد كل من اليابان وكوريا الجنوبية من ضمن "الدول الأربعة الكبار" المستهلكة للطاقة في آسيا فضلا عن الصين والهند، إذ لم تقل حصصهما مجتمعة عن نسبة 46% من الاستهلاك الكلي للنفط في الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) خلال الفترة 1990–2010، ففي عام 1990 كانت حصة الدولتين تشكل 60% من إجمالي المجموعة وفي نهاية عام 2010 انخفضت الى 46.3%، كما يوضح الجدول – 8.

وتمثل الدول أعلاه شركاء استراتيجيون للعديد من الدول الأعضاء، وهنا تكمن أهمية دراسة تطور استهلاك الطاقة في كل دولة على حدة، لما لذلك من تأثير بالغ على رسم المسار المستقبلي لتجارة الدول الأعضاء مع الدول الآسيوية. وفيما يلى استعراض لتطور استهلاك الطاقة في هذه الدول:

الجدول - 8: إستهلاك النفط في الدول الآسيوية الرئيسية، 1990 -2010	
(مليون برميل هـِ اليوم)	

1990	1990	1995	2000	2005	2010
بان 5.2	5.2	5.7	5.5	5.3	4.5
يا الجنوبية	1.0	2.0	2.2	2.3	2.4
موع الدولتين 6.2	6.2	7.7	7.7	7.8	6.9
ىين 2.3	2.3	3.4	4.8	6.9	9.1
ند 1.2	1.2	1.6	2.3	2.6	3.3
الي الدول الآسيوية عدا الصين والهند	10.3	13.2	14.1	15.0	14.9
مة اليابان وكوريا إلى المجموع %	60.2	58.3	54.6	52.0	46.3

المصدر: الجدول - 2 في الملحق.

1-1 اليابان

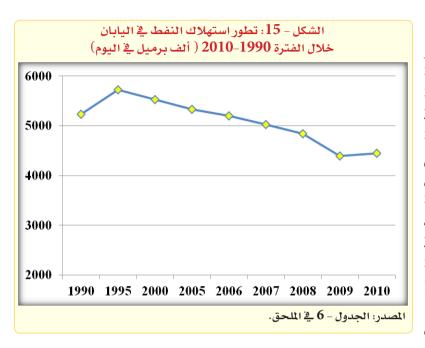
اليابان هي ثالث أكبر مستهلك للنفط في العالم بعد الولايات المتحدة والصين، وثالث أكبر مستورد للنفط الخام في العالم بعد الولايات المتحدة والصين أيضا. فقد نما الاقتصاد الياباني، خلال الفترة 1993–2003 بمعدل أقل من 0.8) %1%)، وارتفع المعدل خلال فترة الخمس السنوات الموالية ، أي حتى عام 2007 ليبلغ متوسطه نحو 2%، و تراجع معدل النمو بشكل حاد خلال عامي 2008-2008 ، مسجلا معدلا سالب بلغ 2.1% و 6.3% على التوالي ليعاود الارتفاع مرة أخرى في عام 2010 و يصل معدل النمو الى 4% ، الجدول 2008-2008 ، المعدل النمو الى 4% ، الجدول 2008-2008 ، المعدل النمو الى 4% ، المحدول 2008-2008 ، المعدل النمو الى 4% ، المحدول 2008-2008

وقد صاحب ذلك تغيرا في مستويات استهلاك النفط الذي انخفض من 5.2 مليون برميل في اليوم عام 1990 الى 4.5 مليون برميل في اليوم عام 2010. وتفتقر اليابان ، إلى موارد طبيعية محلية، فهي لا تمتلك سوى 44 مليون برميل من احتياطيات النفط كما في يناير 2011 منخفضة بنحو 14 مليون برميل مقارنة بمستوى احتياطاتها لعام 2007، لذا فإنها تقوم باستيراد أغلب إحتياجاتها من النفط الخام من الخارج.

و تعكس مستويات استهلاك النفط المرتفعة مدى اعتماد اليابان على الاستيراد لمقابلة احتياجاتها المحلية من النفط، كما يوضح الشكل - 15:

وتوظف اليابان حوالي نصف استخداماتها من الطاقة في القطاع الصناعي وحوالي الربع في قطاع المواصلات أما الربع المتبقي فيتوزع بين القطاع المنزلي والزراعة وقطاع الخدمات. ويشكل النفط الخام الجزء الأهم من هيكل استهلاك الطاقة الأولية حسب المصدر، يليه الفحم والغاز الطبيعي والطاقة النووية والطاقة الكهرومائية.

وكما هو موضح في الجدول – 9، يشكل النفط 43% من استهلاك الطاقة الأولية في اليابان بنهاية عام 2010 بعد أن كانت حصته تصل الى 58.7% عام 20100، يليه الفحم بنسبة 24%



مقارنة بحصة 17.1% عام 1990، والغاز الطبيعى بحصة 16.5% ليحتل المرتبة الثالثة بعد ان كان في المرتبة الرابعة بحصة 9.7%، وتـتراجـع الطاقة النووية الى المرتبة الرابعة بحصة ، وظلت ، 912.8 الطاقة الكهرومائية في المرتبة الاخيرة بحصة 3.7% عـام 2010 مقارنة بحصة 4.5% عام 1990، كما بيس الشكل – 16.

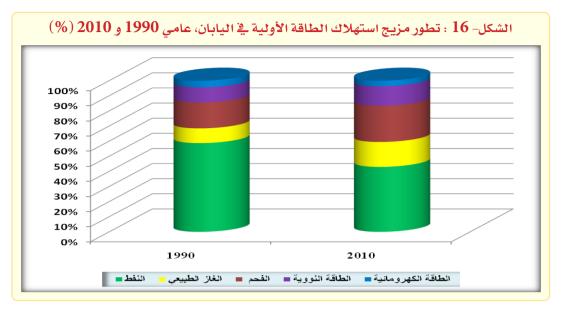
الجدول - 9 مزيج الطاقة الأولية المستهلكة في اليابان، عامي 1990 و 2010 (ألف ب م ن ي)

2010		1990		
الحصة %	الكمية	الحصة %	الكمية	
43.0	4451	58.7	5234	النفط
16.5	1708.1	9.7	868.9	الغاز الطبيعي
24.0	2484.4	17.1	1525.5	الفحم
12.8	1328.5	10.0	889.4	الطاقة النووية
3.7	386.7	4.5	396.9	الطاقة الكهرومائية
100	10358.7	100	8914.7	الإجمالي

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد مختلفة.

صناعة التكرير اليابانية

وصلت الطاقة التكريرية (التصميمية) في اليابان في نهاية عام 2010 إلى 4.5 مليون برميل في اليوم وصلت الطاقة التكريرية (التصميمية) في يناير 2011 مقارنة بـ 4.3 مليون برميل في اليوم في عام 1995. وتحتل اليابان المرتبة الثانية بعد الصين فيما يتعلق بالطاقة التكريرية المتوفرة في منطقة آسيا الهادى.



و من الملاحظ أنه خلال السنوات الاخيرة تعاني اليابان من « فائض» في طاقتها التكريرية في ظل الركود الذي تشهده في استهلاك المنتجات البترولية ومن المتوقع ان يستمر ذلك نتيجة لتقلص الانتاج الصناعي وانخفاض طلب الوقود في قطاع النقل منذ ان اصبحت عملية خلطه بالايثانول اجبارية. يذكر أن قطاع التكرير الياباني يستهدف غلق 600 ألف برميل في اليوم من الطاقة التكريرية مع حلول عام 2012.

والجدير بالذكر أيضا أن أرباب المصافح اليابانية بدأو ينظرون الى الخارج لتسويق الفائض من المنتجات المكررة في ظل انخفاض الاستهلاك المحلي، ويرى البعض بأن اليابان قد تصبح على المدى البعيد من ضمن الدول المصدرة الرئيسية للمنتجات النفطية. ويوضح الجدول – 10 الطاقة التصميمية و الطاقة الانتاجية للمصافح اليابانية خلال الفترة 1990–2010.

ِ طاقة التكرير في اليابان، 1990-2010 (مليون برميل في اليوم)

الطاقة الإنتاجية	الطاقة التصميمية	السنة
3.437	4.324	1990
4.169	5.006	1995
4.145	5.010	2000
4.136	4.529	2005
3.619	4.463	2010

المصدر: برتش بتروليوم، التقرير الاحصائي السنوي، أعداد مختلفة.

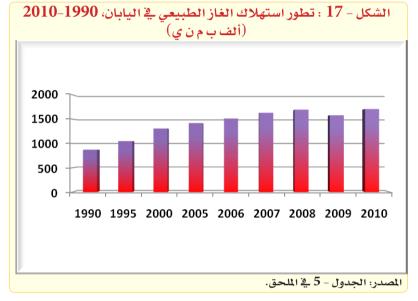
وفيما يتعلق بالغاز الطبيعي، لا تمتلك اليابان سوى 738 مليار قدم مكعب من إحتياطياته المؤكدة كما في يناير 2011، مسجلة بذلك انخفاض بنحو 50% مقارنة بعام 2007 عندما كانت احتياطيات اليابان

من الغاز الطبيعي قد بلغت 1.4 تريليون قدم مكعب. ومع تزايد إهتمامات الحكومة اليابانية بالشؤون البيئية، أخذت على عاتقها تشجيع زيادة استهلاك الغاز الطبيعي، فقد استأثرت اليابان بحصة 36% من إجمالي الواردات العالمية من الغاز الطبيعي المسال في عام 2009. ونتيجة للزلزال الذي ضرب اليابان في شهر مارس 2011 فمن المتوقع ان تستورد اليابان مزيد من الغاز الطبيعي المسال و أنواع أخرى من الوقود لتغطية ما تم فقده من مصادر الطاقة النووية. يذكر ان قطاع التوليد من أكبرالقطاعات المستهلكة للغاز الطبيعي المسال، يليه القطاع الصناعي، وارتفاع الاستهلاك في هذين القطاعين يعتبر العامل الرئيس لنمو الطلب الياباني على الغاز الطبيعي بشكل عام. ولعل الاستهلاك الياباني المتزايد

من الغاز الطبيعي يعكس الاعتماد الكبير لليابان على الاستيراد لمقابلة الاحتياجات المحلية، كما يوضح الشكل – 17:

سياسة الطاقة

إن افتقار اليابان للموارد الطبيعية جعلها تعتمد على وارداتها بصورة كلية، الأمر الذي دفع الحكومة اليابانية إلى تبني سياسات تتمحور ملامحها حول ثلاثة أهداف رئيسية



وهي ضمان أمن الطاقة، و حماية البيئة، و زيادة كفاءة استخدام الطاقة.

ولا يمكن إدراك مضمون هذه الأهداف إلا إذا وضعت في إطارها التاريخي الصحيح. وبالعودة قليلا إلى الوراء نجد أن الأهداف التي تمثل صلب توجهات سياسة الطاقة في اليابان قد مرت بمراحل متعددة خلال العقود الماضية. ففي حين ركزت السياسات العامة في بداياتها على ضمان التدفق الآمن لإمدادات الطاقة، تغيرت هذه الأولويات لاحقا ليصبح هدفها العمل على تخفيض تكاليف الإمدادات من خلال تحرير الأسواق وإزالة الضوابط بالإضافة إلى التوجه نحوالحد من انبعاثات غاز ثاني أوكسيد الكربون لاحتواء آثار « الاحتباس الحراري» وهو تغير أملته تزايد الضغوط الشعبية على الحكومة اليابانية للحد من انبعاث غاز ثاني أوكسيد الكربون كما هو محدد في «بروتوكول كيوتو»، من خلال العمل على ترشيد استهلاك الطاقة وزيادة الاعتماد على الغاز الطبيعي بالإضافة إلى توظيف التقنيات الحديثة لتطوير مصادر الطاقة المتجددة، وهي إجراءات ستعمل على الحد من اعتماد اليابان على النفط الخام.

وعمل التغيير في توجه سياسة الطاقة اليابانية إلى إحداث تبديل كبير في مسار الصناعة البترولية. إذ اعتمدت اليابان منذ انتهاء الحرب العالمية الثانية على الاستيراد من الخارج لتأمين

ما يصل إلى 100% من متطلباتها من النفط، حين كان ينظر للنفط باعتباره « سلعة استراتيجية» نتيجة لذلك، وانصب اهتمام الصناعة البترولية على تكرير المنتجات والبيع بالتجزئة للمستهلك المحلى « متسلحة» بالعديد من الضوابط والإجراءات الحكومية التي أبقتها في منأى عن المنافسة الأجنبية. إلا أن كل ذلك بدأ بالتغير بعد عام 1985 حين تم تبنى سياسات تحرير الأسواق على نطاق واسع في قطاع البترول. وقد وصلت هذه الإجراءات ذروتها في عام 1996 حين أطلق العنان لاستيراد المنتجات البترولية.

إن التغيرات التي طرأت على الأهداف الأولية لسياسة الطاقة أفضت إلى إعادة تقويم شاملة لسياسات تطوير البترول، إذ أن اليابان - الفقيرة في مواردها البترولية المحلية - وضعت نصب عينها الاستثمار والتنقيب عن النفط في الخارج لضمان أمن الطاقة.

تجارة اليابان مع الدول الأعضاء

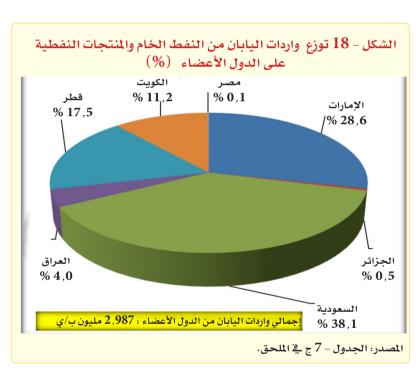
تعتمد اليابان بشكل رئيس على تجارتها النفطية مع الدول الأعضاء حيث زودت الاخيرة اليابان بحوالي 3 مليون برميل في اليوم من النفط و المنتجات النفطية خلال عام 2010 أي ما كما يبين الجدول - 7 ج في الملحق و الشكل - 18:

يشكل حوالى 65% من إجمالي واردات اليابان الكلية و التي بلغت 4.6 مليون برميل في اليوم،

إن اعتماد اليابان على واردات النفط

الخام من الدول الأعضاء و التي وصلت الى 2.6 مليون برميل في اليوم عام 2010 يعود إلى جملة من الأسباب أهمها:

- 🕮 الزيادة الكبيرة في الاستهلاك المحلى للنفط، يقابله انخفاض كبير في طاقة التصدير الآسيوية، وبالأخص في أندونيسيا، والتي كانت حتى وقت قريب المصدر الرئيسي لليابان خارج منطقة الشرق الأوسط.
- 🕰 تضم منطقة الشرق الأوسط أكثر من ثلثي الاحتياطي العالمي المؤكد من النفط الخام ونحو 28 % من إجمالي الاحتياطيات العالمية من الغاز الطبيعي
- 🕰 يعد الاستيراد من منطقة الشرق الأوسط أكثر جدوى لليابان من الناحية الاقتصادية ذات تكلفة مخفضة – مقارنة بالمناطق الجغرافية الاخرى وهي عوامل لن تشهد تغيرا يذكر في السنوات القادمة.



وعلى صعيد صادرات الدول الأعضاء من النفط الخام تأتي السعودية في المرتبة الأولى من حيث الأهمية وبنسبة تصل إلى 25% من واردات اليابان الكلية في نهاية عام 2010، تليها الامارات بحصة 18.7%، وقطر (11.4%) ثم الكويت(7.7%)، كما في الجدول (7-أ) في الملحق.

1-2 كوريا الجنوبية

شهد الاقتصاد الكوري نموا ملحوظا خلال العقدين الماضيين، فخلال الفترة 1993-2003 نما الاقتصاد الكوري بمعدل 6.1%، وخلال الفترة 2004-2004 تراوح معدل النمو ما بين 4 الى 5.2%، لينخفض شأنه شأن الاقتصادات العالمية الاخرى خلال عامي 2008-2009 ويصل الى 2.3% على التوالي نتيجة للازمة المالية العالمية، ويعاود نموه المرتفع خلال عام 2010 ليصل الى 6.2%.

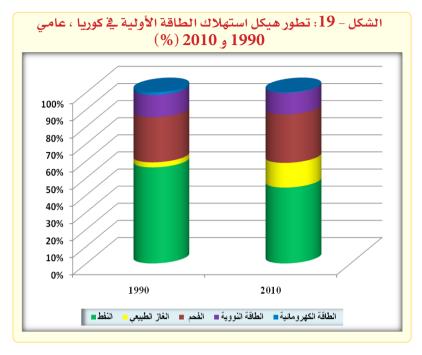
تعد كوريا الجنوبية تاسع أكبر مستهلك للنفط في العالم، في حين تأتي في المرتبة السادسة من حيث وارداتها من غاز البترول حيث وارداتها من النفط الخام، كما تحتل المرتبة الثانية عالميا من حيث وارداتها من غاز البترول المسال.

ويشكل النفط الخام الحصة الأكبر في هيكل استهلاك الطاقة الأولية في كوريا على رغم انخفاض حصته من 56.2% عام 1990 الى 44.4% في نهاية عام 2010 تم استيراده بالكامل نظرا لغياب الاحتياطيات النفطية المحلية، يلي ذلك الفحم الذي إستأثر بحصة 28.4% في مزيج الطاقة لعام 2010 مقابل حصة 26.4% عام 1990. والجدير بالاهتمام هو الارتفاع الملحوظ في حصة الغاز الطبيعي من مزيج الطاقة الاولية المستهلكة في كوريا من 2.9% فقط عام 1990 الى 14.4% عام 2010 ، مقابل انخفاض حصة الطاقة الكهرومائية من 1.6% عام 1990 الى 80.3% عام 2010 ، كما يوضح الجدول - 11 والشكل - 19

الجدول - 11 هيكل استهلاك الطاقة الأولية في كوريا، عامي 1990 و 2010 (ألف ب م ن ي)

2010		1990		
الحصة %	الكمية	الحصة %	الكمية	
44.4	2384	56.2	1042	النفط
14.4	775.4	2.9	54.6	الغاز الطبيعي
28.4	1526.5	26.4	489.7	الفحم
12.5	671.7	13.0	240.4	الطاقة النووية
0.3	17	1.6	28.9	الطاقة الكهرومائية
100	5374.6	100	1855.6	الإجمالي

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.



وشبهد استهلاك النفط في كوريا نموا متسارعا خلال أغلب سنوات العقدين الماضيين، والذي جاء منسجما مع النهضة الاقتصادية والصناعية الشاملة التى شهدتها البلاد، حيث تضاعف إستهلاكها بمعدل ضعف ونصف الضعف ، مرتفعا من 1 مليون برميل في اليوم فقط في نهاية عام 1990 الى 2.4 مليون برميل في اليوم في عام 2010، أى بإضافة مليون

و 400 ألف برميل في اليوم لترتفع حصتها من كميات النفط المستهلكة في الدول الاسيوية (باستثاء الصبن والهند) من 10.1% عام 1000 الى 10% عام 1000. كما يبين الجدول – 10).

الجدول - 12 تطور استهلاك النفط في كوريا (1990 - 2010) (مليون برميل في اليوم)

حصتها للعالم %	حصتها إلى الدول الآسيوية عدا الصين والهند %	كمية الاستهلاك	السنة
1.6	10.1	1.042	1990
2.9	15.2	2.020	1995
2.9	16.0	2.252	2000
2.7	15.4	2.308	2005
2.7	16.0	2.384	2010

المصدر: الجدول (2) في الملحق.

صناعة التكرير

وصلت طاقة التكرير في كوريا – عبر 6 مصافي عاملة كما في يناير 2011 - إلى 2.712 مليون برميل في اليوم مقارنة بـ 798 ألف برميل في اليوم في عام 1990 أي بزيادة تصل إلى حوالي مليون برميل في اليوم. وتحتل كوريا المرتبة السادسة عالميا فيما يخص الطاقة التكريرية. وقد شهدت

جميع المصافي الكورية عمليات تطوير خلال السنوات الاخيرة، وأصبحت تنتج منتجات خفيفة ونظيفة. ومن المتوقع أن تظل كوريا متصدرة لعمليات التكرير في المنطقة مع تصدير كميات مهمة من المنتجات المكررة الى كل من الصين وسنغافورة و أندويسيا، ويوضح الجدول - 13 المصافي العاملة في كوريا كما في يناير 2011:

الجدول - 13: طاقة مصافي التكرير في كوريا ، يناير 2011 (ألف برميل في اليوم)

الطاقة التكريرية	الشركة المالكة	موقع المصفاة
817	SK Energy Corp.	Ulsan
750	GS Caltex Corp.	Yeosu
565	S-Oil Corp.	Onsan
310	Hyundai Oil Refinery Co.	Daesan
270	Hyundai Oil Refinery Co.	Inchon
9.5	Hyundai Lube Oil	Busan
2721.5		المجموع

المصدر: www.eia.doe.gov

الجدير بالاهتمام، هو تقليص اعتماد كوريا خلال العقدين الماضيين على النفط وزيادة استخدامها من الغاز الطبيعي لمواكبة التغيرات في الأسواق العالمية، وهذا الأمريمكن ملاحظته من خلال تزايد حصة الغاز الطبيعي في مزيج الطاقة الاولية المستهلكة في كوريا من 2.9% فقط عام 1990 إلى 14.4% عام 2010، وذلك على حساب حصة النفط التي انخفضت من 56.2% الى 44.4 خلال ذات الفترة. ومع ذلك ظل اعتماد كوريا على نفط الشرق الأوسط مرتفعا ليصل إلى 71.7% بحلول نهاية عام 2010 مقارنة بـ 70.7 % في عام 2000. وتعد كوريا الجنوبية سوقاً مهمة لتصدير الغاز الطبيعي المسال، ويمكن توظيف هذه السوق كمنطلق لتصريف الغاز الطبيعي المسال الذي تنتجه الدول الأعضاء، وخصوصاً من دولة قطر التي تحتل مكانة مرموقة في هذا المجال، على صعيد الدول الأعضاء المنتجة للغاز الطبيعي.

سياسة الطاقة الكورية:

إن اعتماد كوريا الجنوبية المطلق على استيراد النفط أفضى إلى تبني سياسات متعددة للطاقة للعمل على ضمان أمن الامدادات، و تنويع مصادر الاستيراد وعدم تمركزها في منطقة جغرافية محددة. ويمكن تبيان هذه السياسات كما يلي:

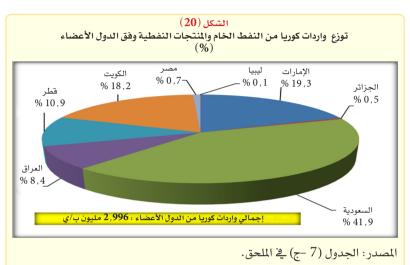
أ- السياسات قصيرة الأجل

تمكنت كوريا من تطوير «احتياطي نفطي استراتيجي» تتولى إدارته مؤسسة البترول الوطنية الكورية (KNOC). ويغطي المخزون الاستراتيجي ما يعادل 90 يوما من الإمدادات وفق المتطلبات التي حددتها وكالة الطاقة الدولية التي انضمت كوريا إلى عضويتها عام 2001. ويعمل الاحتياطي الاستراتيجي "كشبكة أمان" لأي توقف أو انقطاع مفاجئ في الإمدادات.

ب- السياسات طويلة الأجل

تسعى الحكومة الكورية على المدى الطويل من خلال ذراعها مؤسسة البترول الكورية الوطنية، المساهمة بشراكة مالية في مشاريع النفط والغاز حول العالم. وتمتلك مؤسسة البترول

الكورية الوطنية K N O C (198) مشروع الاستكشاف الأستكشاف وإنتاج النفط موزعة على 36 دولة ، يذكر أن دولة مشروعا منها في مرحلة الانتاج منذ ديسمبر 2010.



تجارة كوريا الجنوبية مع الدول الأعضاء

تعد الدول الأعضاء من أهم مصدري النفط الخام والمنتجات النفطية إلى كوريا الجنوبية، حيث وصلت حصتها إلى مجموع الواردات الكلية إلى 67.2% في نهاية عام 2010 أو ما يعادل 2.0 مليون برميل في اليوم، كما يوضح الجدول - 7ج والشكل - 20:

وقد إستأثرت كوريا بنسبة 10.6% من إجمالي صادرات الدول الأعضاء من النفط والمنتجات خلال عام 2010 . ولا يوجد من الأسباب ما يدعو إلى زعزعة الدور المتميز الذي احتلته الدول الأعضاء على المدى القصير خاصة وأن هيكل واردات كوريا الجنوبية من النفط الخام حسب مناطق الامداد الجغرافي يميل بشكل واضح لصالح دول الشرق الأوسط، التي قامت بتصدير 1.7 مليون برميل في اليوم من النفط الخام الى كوريا في عام 2010، أي ما يشكل نحو 71.7% من إجمالي وارداتها من النفط الخام التي بلغت 2.4 مليون برميل في اليوم عام 2010، كما يوضح الجدول - 7 أفي الملحق.

2 - الدول الآسيوية الرئيسية الأخرى

هنالك دول آسيوية رئيسية أخرى كتايوان وتايلاند وسنغافورة و الفليبين التي تأتي المرتبة الثانية من حيث الأهمية مقارنة بالدول الآسيوية الرئيسية – اليابان وكوريا الجنوبية والصين والهند – ومن شأن هذه الدول أن توفر فرص واعدة لتوسيع تجارة الدول الأعضاء وبالذات سنغافورة التي ارتفع استهلاكها بنحو ثلاثة أضعاف من 444 ألف برميل في اليوم عام 2010. كما توفر ألف برميل في اليوم عام 2010. كما توفر

كل من تايوان وتايلاند فرص جديرة بالإهتمام للاستيراد من الدول الأعضاء لاسيما وقد شارف استهلاك الاولى في عام 2010 على 1 مليون برميل في اليوم مقابل 576 ألف برميل في اليوم عام 1990، واستهلاك الثانية على 1.1 مليون برميل في اليوم مقابل برميل في اليوم خلال نفس الفترة، وفيما يلي استعراض وضع الطاقة في كل من تايوان، وتايلاند، وسنغافوره، والفليبين.

2 - 1 تايـوان

شهد استهلاك النفط في تايوان (سادس أكبر مستهلك للنفط في الدول الآسيوية عدا الصين والهند) نموا متسارعا في العقدين الماضيين إذ ارتفع استهلاكها من الطاقة بمصادرها المختلفة من 1 مليون ب م ن ي عام 1990 إلى 2.3 مليون برميل ب م ن ي 2010 أي بمعدل سنوي بلغ حوالي 2.9% – كما هو مبين في الجدول (14) أدناه – والذي جاء مصاحبا للنمو الاقتصادي الكبير الذي عرفته تايوان خلال الفترة 1993–2002 عندما نما اقتصادها بمعدل 5%، ثم ارتفع ذلك المعدل بشكل ملحوظ ليصل الى 11 % في عام 2010، الجدول -1 في الملحق.

هيكل استهلاك الطاقة الأولية في تايوان

يمثل النفط نسبة تربو على 45 % من هيكل اجمالي الطاقة الأولية المستهلكة في تايوان عام 2010 بعد ان كانت حصته حوالي 57% في عام 1990، تليها في الأهمية الفحم وبنسبة تصل إلى 35.2% مرتفعة من نسبة 21.8% فقط عام 1990، ثم الغاز الطبيعي بحصة 11.1% مرتفعة بشكل كبير من مستوى عام 1990 عندما كانت 3.8% فقط، فالطاقة النووية بحصة 8.2% مشكلة انخفاضا واضحا مقارنة بعام 1990 عندما كانت تشكل 14.7% من الاجمالي، وأخيرا الطاقة الكهرومائية بحصة 0.8 % مقارنة بحصة 2.7% عام 1990، كما يبين الجدول – 14 والشكل – 21.

الجدول – 14: تطور هيكل استهلاك الطاقة الأولية في تايوان ، عامي 1900 و 2010 (ألف ب م ن ي)

20	2010 1990			
الحصة%	الكمية	الحصة%	الكمية	
44.7	1026	56.9	576	النفط
11.1	254.9	3.8	38.7	الغاز الطبيعي
35.2	808.8	21.8	221.3	الفحم
8.2	189.2	14.7	149.3	الطاقة النووية
0.8	18.2	2.7	27.7	الطاقة الكهرومائية
100	2297.1	100	1013	الإجمالي

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.

أدى غياب موارد الطاقة المحلية في تايوان إلى جعلها تعتمد على الامدادات من الخارج. لاسيما من منطقة الشرق الأوسط وغرب الدول الآسيوية. ومن الملاحظ التزايد الملحوظ في حصة الغاز الطبيعي في مزيج الطاقة المستهلكة في تايوان حيث ارتفعت من 3.8% فقط عام 1990 الى 11.1%، وذلك على حساب الطاقة النووية والكهرومائية اللتان انخفضت حصتهما من الاجمالي. فاستهلاك تايوان من الغاز الطبيعي

عبد الفتاح دندي

قد ارتفع بمعدل 10% خلال الفترة 1990-2010، حيث ازداد من 38.7 ألف ب م ن ي فقط عام 1990

الى 122.7 ألف ب م ن ي في عام 2000 ثم الى 255 ألف ب م ن ي في عام 2010، كما يوضح الجدول - 5 في الملحق.



سياسات الطاقة في تايوان

تبنت تايوان سياسات طاقة تحاكي إلى حد كبير السياسات المتبعة في

كل من اليابان وكوريا الجنوبية بغية ضمان تدفق آمن لإمداداتها النفطية بما في ذلك إلزام المصافي على الاحتفاظ بما يغطى 60 يوما من الاستهلاك تحسبا لأي انقطاع مفاجئ في الإمدادات .

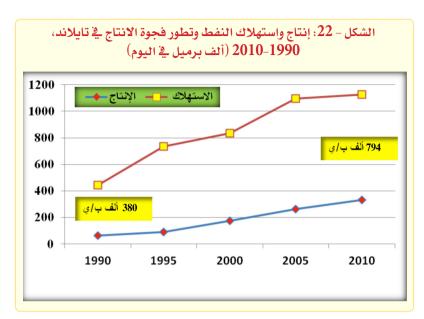
2 - 2 تايلانـد

تعد تايلاند خامس أكبر مستهلك للنفط الخام في مجموعة الدول الآسيوية (عدا الصين والهند)، كما أنها مستهلك مهم لمصادر الطاقة الأخرى خاصة الغاز الطبيعي. ووصل الانتاج النفطي في تايلاند في نهاية عام 2010 إلى 334 ألف برميل في اليوم أي بزيادة 272 ألف برميل في اليوم مقارنة بعام 1990 أي بمعدل نمو سنوي بلغ 8.8%، وفي المقابل نما استهلاكها من النفط بمعدل 5% سنويا خلال فترة العقدين الماضيين، حيث ارتفع استهلاكها عام 2010 الى 1.13 مليون برميل في اليوم مقارنة مع 422 ألف برميل في اليوم عام 1990. ومن هنا فإن فجوة الانتاج فيها مرشحة للإتساع مما يعزز دورها كمستورد صاف للنفط، كما هو مبين في الجدول (15) والشكل (22):

الجدول – 15: إنتاج واستهلاك النفط وتطور فجوة الإنتاج في تايلاند، 1990 –2010 (ألف برميل في اليوم)

فجوة الانتاج	الاستهلاك	الإنتاج	السنة
(380)	442	62	1990
(664)	736	92	1995
(659)	835	176	2000
(831)	1096	265	2005
(794)	1128	334	2010

المصدر: الجدولان - 2 و 4 في الملحق. () تعنى سالب.



جدير بالملاحظة فيما يتعلق الأمر بالطاقة في تايلاند، هو أن النفط الخام يأتي مزيج الطاقة المستهلكة في تايلاند خلال عام 2010 بعد الطاقة النووية إذ وصلت نسبته الى 31.4% مقابل شم يأتي الغاز الطبيعي بنسبة 22.7%، ولا يشكل الفحم سوى

نسبة 8.3%، كما يبين الجدول (16) والشكل (23).

الجدول - 16: هيكل استهلاك الطاقة الأولية في تايلاند 1990 - 2010 (ألف ب م ن ي)

	2010		1990	
الحصة	الكمية	الحصة	الكمية	
31.4	1128	27.6	422	النفط
22.7	518.2	7.7	117.9	الغاز الطبيعي
8.3	298.2	4.9	75	الفحم
37.0	1328.5	58.2	889.4	الطاقة النووية
0.7	24.4	1.5	22.6	الطاقة الكهرومائية
100	3594.3	100	1526.9	المجموع

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.



الشكل - 23: تطور هيكل استهلاك الطاقة الأولية في تايلاند، 1990 و 2010 (%)

3.2- سنغافورة

تعد سنغافورة مثالا جيدا للنمو المتسارع في استهلاك الطاقة الذي طبع الاقتصادات الآسيوية في العقدين الماضيين. وقد أضحت سنغافورة اليوم سابع أكبر مستهلك للنفط على صعيد القارة الآسيوية، إذ وصل استهلاكها في نهاية عام 2010 إلى ما يربو على 1.2 مليون برميل في اليوم مقابل الآسيوية، إذ وصل اليوم في عام 1990، أي بمعدل نمو سنوي بلغ 5%، الجدول – 2 في الملحق.

وتحولت سنغافورة في السنوات القليلة الماضية إلى أهم مركز للتكرير في جنوب شرق آسيا حيث وصلت طاقتها التكريرية إلى ما يزيد على ضعف استهلاكها من المنتجات البترولية. ونتيجة لذلك تمكنت سنغافورة – التي تعد مستورد صاف للنفط – أن تتحول إلى مصدر صاف للمنتجات البترولية، والذي كان من نتائجه حصول طفرة نوعية في صناعتها البتروكيماوية. ويبين الجدول – 17 تطوراستهلاك النفط والطاقة التكريرية في سنغافورة للفترة 1990–2010.

الجدول - 17: تطور استهلاك النفط والطاقة التكريرية في سنغافورة 1990 -2010 (ألف برميل في اليوم)

الطاقة التكريرية	الاستهلاك	السنة
1115	444	1990
1273	604	1995
1255	645	2000
1344	817	2005
1344	1185	2010

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.

يذكر أن هيكل استهلاك الطاقة الأولية في سنغافورة يميل بشكل ملفت إلى الاعتماد على الفحم - في ظل غياب الموارد الطبيعية في البلاد. إلا حصته من مزيج الطاقة المستهلكة قد انخفض من 53.4% عام 1990 الى 48.2% في نهاية عام 2010، كما انخفضت حصة الطاقة النووية من 31.1% عام 1990 الى 25.8% عام 2010، وفي المقابل ارتفعت حصة النفط من التوية من 23%، وحصة الغاز الطبيعي من 0% الى 2.9 % خلال ذات الفترة، كما هو مبين في الجدول - 18 و الشكل - 24

الجدول - 18: هيكل استهلاك الطاقة الأولية في سنغافورة، 1990-2010

	2010		1990	
الحصة	الكمية	الحصة	الكمية	
23.0	1185	15.5	444	النفط
2.9	151.9	0.0	0	الغاز الطبيعي
48.2	2484.4	53.4	1525.5	الفحم
25.8	1328.5	31.1	889.4	الطاقة النووية
0	0	0	0	الطاقة الكهرومائية
100	5149.8	100	2858.9	الاجمائي

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.



تعد الفلبين دولة واعدة في أسبواق الطاقة العالمية نظرا لما تشهده من زيادة كبيرة في استهلاك الطاقة وبالأخص الطاقة أن تصبح منتجا رئيسيا للغاز الطبيعي في المستقبل إذا ما توفرت الأجنبية الضرورية.



مؤاتية في المستقبل للشركات الأجنبية للولوج في هذا القطاع.

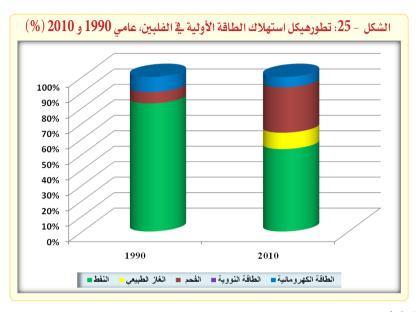
ويميل هيكل استهلاك الطاقة الأولية حسب المصدر في الفلبين بشكل حاد نحو توظيف النفط الخام والذي بلغت حصته 53.3% في عام 2010 مقابل حصة 29.4% للفحم، و10.6% للغاز الطبيعي، و6.7% للطاقة الكهرومائية، الأمر الذي قد يعزز من آفاق التعاون النفطي القائم بين الفلبين والدول الأعضاء، كما يبين الجدول - 19 والشكل -25.

الجدول - 19: تطور هيكل استهلاك الطاقة الأولية في الفلبين، عامي 1990 و 2010 (ألف ب م ن ي)

	2010		1990	
الحصة %	الكمية	الحصة %	الكمية	
53.3	282	82.9	233	النفط
10.6	56.1	0.0	0	الغازالطبيعي
29.4	155.3	7.3	20.6	الفحم
0.0	0	0.0	0	الطاقة النووية
6.7	35.5	9.8	27.5	الطاقة الكهرومائية
100	528.9	100	281.1	الإجمالي

المصدر: شركة برتش بتروليوم، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد متفرقة.

يذكر أن استهلاك النفط في الفلبين قد ازداد بمعدل 1% خلال الفترة 1990-2010، إذ ارتفع الاستهلاك من 233 ألف برميل في اليوم في عام 1990 إلى 282 ألف برميل في اليوم في ناتجها المحلي الإجمالي والتوسع في عمليات التنمية الاقتصادية، الجدول - 2 في الملحق.



وبدلت الفلبين في السنوات القليلة الماضية جهودا حثيثة وتمكنت من إنتاج ما يصل إلى 25 ألف برميل في اليوم في نهاية عام 2010 في حين لم يتعدى إنتاجها ألف برميل في اليوم عام 2000. إلا أن الفلبين ما تزال تعتمد على وارداتها النفطية بشكل كبير، والتي وصلت في

نهاية عام 2001 إلى 350 ألف برميل في اليوم.

وبقدر تعلق الامر باستهلاك الغاز الطبيعي في الفلبين، فقد بدأت استهلاكه عام 1995 بكميات بلغت 59 ألف ب م ن ي عام 2010، الجدول – 55 في الملحق.

سياسة الطاقة في الفلبين

في إطار سعيها نحو تقليل الاعتماد على وارداتها من النفط الخام تبنت الحكومة الفلبينية خطة عشرية (2009 -2000) تعرف بـ « خطة الطاقة في الفلبين»، وبموجبها تتطلع الحكومة الفلبينية إلى تحقيق الأهداف التالية:

- زيادة إنتاجها من النفط.
- تنفيذ العديد من الاصلاحات الهيكلية بما يعزز من مساهمة القطاع الخاص في مشاريع الطاقة.
 - الاستمرار في إزالة القيود وتحرير صناعات التكرير والصناعات النفطية اللاحقة.

3- دول المحيط الهادي (الباسيفك)

وتضم هذه المجموعة كل من أستراليا و نيوزيلندا اللتان ارتفع استهلاكما من النفط من 790 ألف برميل في اليوم عام 1990 الى 1088 ألف برميل في اليوم عام 2010، وتضاعف تقريبا استهلاكهما من الغاز الطبيعي من 383.2 ألف برميل مكافئ نفط الى 623.4 ألف برميل مكافئ نفط يوميا خلال ذات الفترة.

والجدير بالذكر أن جل الاستهلاك من النفط والغاز الطبيعي لهذه المجموعة يتركز في إستراليا، أما نيوزيلندا فقد شهد استهلاكها من النفط ارتفاعا بمعدل 1.8% سنويا خلال الفترة 1990- أما نيوزيلندا فقد شهد استهلاكها من 102 ألف برميل في اليوم الى 147 ألف برميل في اليوم، وقد ظل استهلاكها من الغاز الطبيعي في حدود 75 ألف برميل مكافئ نفط يوميا خلال فترة العقدين

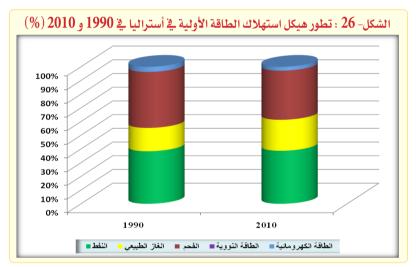
الماضيين. و فيما يلى نستعرض بشئ من التفصيل لتلك المؤشرات بالنسبة لأستراليا.

نما استهلاك النفط في أستراليا بمعدل 1.6% سنويا خلال الفترة 1990-2010، حيث ارتفع من 688 ألف برميل في اليوم الى 941 ألف برميل في اليوم، وفي المقابل انخفض انتاجها من النفط من 651 ألف برميل في اليوم خلال ذات الفترة، مما يعني تزايد من 651 ألف برميل في اليوم الى 362 ألف برميل في اليوم الى 379 ألف برميل في اليوم الى 379 ألف برميل في اليوم، الجدول - 8 في الملحق.

وفيما يتعلق بالغاز الطبيعي، فقد شهد استهلاك استراليا منه خلال العقدين الماضيين نموا سنويا قدره 3%، اذ ارتفع من 305.4 ألف برميل مكافئ نفط يوميا عام 1990 الى 549 ألف برميل مكافئ نفط يوميا عام 2010، كما ارتفع انتاجها من الغاز من 375 ألف برميل مكافئ نفط يوميا الى 910 ألف برميل مكافئ نفط يوميا خلال ذات الفترة، وتعد أستراليا من الدول المكتفية ذاتيا من هذا المصدر بل يتوفر لديها فائض للتصدير وصل الى 361 ألف برميل مكافئ نفط يوميا عام 2010،

الجدول - 9 في الملحق.

وفيما يخص مزيج الطاقة الاولية المستهلكة في استراليا خلال العقدين الماضيين، فقد حافظ النفط على حصته البالغة 80% من الاجمالي خلال الفترة 1990–2010، الفيعي من 17% الى الطبيعي من 17% الى حصة الفان حصة الفحم من 41% والطاقة حصة الفحم من 41% والطاقة



الكهرومائية من 3.7% الى 2.8%، كما يوضح الجدول (20) و الشكل (26):

الجدول - 20: تطور هيكل استهلاك الطاقة الأولية في أستراليا ،في 1900 و 2010 (%)

20	10	19	990	
الحصة	الكمية	الحصة	الكمية	
38.7	941	38.4	688	النفط
22.6	549.1	17.0	305.4	الغاز الطبيعي
35.9	871.4	40.9	732.7	الفحم
0.0	0	0.0	0	الطاقة النووية
2.8	68.9	3.7	67.1	الطاقة الكهرومائية
100	2430.4	100	1793.2	الاجمالي

4- دول آسيوية أخرى

يقع ضمن هذه المجموعة عدد من الدول الآسيوية، ولكن التركيز هنا سيكون على خمس منها، وهي أندويسيا، وفيتنام و ماليزيا، وباكستان وبنغلاديش.

بلغ إنتاج النفط في أندونيسيا حوالي 1،54 مليون برميل في اليوم عام 1990 ثم ارتفع بشكل طفيف خلال عام 1995 ليصل الى 1.58 مليون برميل في اليوم، وأخذ بعد ذلك في الانخفاض عاما تلو آخر ليصل الى 986 ألف برميل في اليوم عام 2010، وفي المقابل ارتفع استهلاكها من النفط من 644 ألف برميل في اليوم عام 1990 الى 1.3 مليون برميل في اليوم عام 2010 مما يعني انها أصبحت تواجه عجزا في الايفاء باحتياجاتها المحلية من النفط منذ عام 2005 ليصل حجم العجز إلى 318 ألف برميل في اليوم عام 2010، الجدول - 8 في الملحق.

وفيما يتعلق بالغاز الطبيعي، فقد تزايد استهلاك اندونيسيا منه بأكثر من الضعف حيث ارتفع من 306 ألف برميل مكافئ نفط عام 1990 الى 728 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010 أي بمعدل نمو سنوي بلغ 4.4%، وفي ذات الوقت ارتفع انتاجها من الغاز من 793 ألف برميل مكافئ نفط عام 1990 الى 1482 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010 أي بمعدل نمو سنوي بلغ 3.2% مما يعني اكتفائها ذاتيا من هذا المصدر بل يتوفر لديها فائض بلغ 754 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010، الجدول - 9 في الملحق.

وفيما يخص فيتنام، فقد حققت بعض النجاح في تطوير صناعتها النفطية والغازية، حيث ارتفع إنتاجها من النفط من 55 ألف برميل في اليوم فقط عام 1990 الى 370 ألف برميل في اليوم عام 2010 أي بمعدل نمو سنوي 10%، وفي المقابل ارتفع استهلاكها من النفط من 60 ألف برميل في اليوم عام 1990 الى 338 ألف برميل في اليوم عام 2010 ما يمثل نمو سنوي معدله 9% مما يعني أنها مكتفية ذاتيا من هذا المصدر مع تحقيق فائض طفيف بلغ 32 ألف برميل في اليوم عام 2010، الجدول - 8 في الملحق.

وفيما يتعلق بالغاز الطبيعي، بدأت فيتنام بانتاجه و استهلاكه منذ عام 1991 فانتاجها خلال عام 1991 كان في حدود 1.3 ألف برميل م ن ي ثم أخذ في الارتفاع الى أن وصل 169 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010. و الجدير بالذكر أن جميع الكميات المنتجة من الغاز يتم استهلاكها محليا، الجدول - 9 في الملحق.

ومن ضمن هذه المجموعة، هناك ماليزيا التي شهد انتاجها من النفط ارتفاعا خلال الفترة 0.0 1990 بمعدل 0.6% سنويا، حيث ارتفع من 0.04 ألف برميل في اليوم عام 0.05 سنويا 0.05 ألف برميل في اليوم عام 0.06 كما شهد استهلاكها من النفط نموا معدله 0.07 ألف برميل في اليوم عام 0.08 ألف برميل في اليوم عام 0.08 ألف برميل في اليوم عام 0.09 ألف برميل في اليوم عام ألف اليوم الي

وعند موازنة حجم الانتاج مع الاستهلاك الماليزي من النفط يلاحظ الفائض الذي تتمتع به ماليزيا والذي سجل أعلى مستوى له عام 1995 عندما بلغ 380 ألف برميل في اليوم ثم ما لبث ذلك الفائض في الانخفاض الى أن وصل الى أدنى مستوى له وهو 160 ألف برميل في اليوم عام 2010، الجدول - 8 في الملحق.

ولا تختلف الصورة كثيرا فيما يخص الغاز الطبيعي، فقد شهد انتاجه ارتفاعا ملحوظا بنحو اربعة أضعاف حيث ارتفع من 322 ألف برميل مكافئ نفط عام 1990 الى 1201 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010 أي بمعدل نمو سنوي بلغ 6.8%. كما ارتفع استهلاك ماليزيا من الغاز من من 179 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010، أي معدل نمو سنوي بلغ 6.6%. وعند موازنة انتاج الغاز مع استهلاكه يلاحظ الفائض الذي تتمتع به ماليزيا والذي بلغ 555 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010، الجدول - 9 في الملحق.

وهناك باكستان التي ارتفع استهلاكها من النفط خلال فترة العقدين الماضيين بمعدل 1.8 حيث ارتفع من 102 ألف برميل في اليوم عام 1990 الى 147 ألف برميل في اليوم عام 102 كما ازداد استهلاكها من الغاز الطبيعي بأكثر من ثلاثة أضعاف من 122 ألف برميل مكافئ نفط عام 1090 الى 1090 الى 1090 ألف برميل مكافئ نفط عام 1090 وهو ذات المستوى من الانتاج المسجل خلال نفس الفترة أي أنها مكتفية ذاتيا من هذا المصدر، الجدول 1090 و 1090 و 1090 المحق.

ويعود الارتفاع في استهلاك الطاقة في باكستان الى الزيادة المتواصلة في النمو السكاني (2.2%) سنويا) مصحوبا بالنمو الاقتصادي السريع الذي بلغ في المتوسط (2.2%) سنويا الفترة (2.2%) شم أخذ في الارتفاع بمعدلات أعلى وصل أعلاها عام (2.2%) عندما نما الاقتصاد الباكستاني بمعدل (2.2%) واستقر عام (2.2%) عند (2.2%) الجدول (2.2%) المحدة الطلب على وقود النقل والاستهلاك الناجم عن توسع قطاع الصناعة وعلى رغم الزيادة الكبيرة في استهلاك الطاقة، تعد باكستان من أدنى الدول من حيث متوسط استهلاك الفرد للطاقة الذي وصل في نهاية عام (2.2%) المحق. في المقابل تعد باكستان – شأنها في ذلك شأن العديد من الدول في جنوب آسيا وجنوب شرق آسيا – من أعلى البلدان من حيث كثافة استخدام الطاقة.

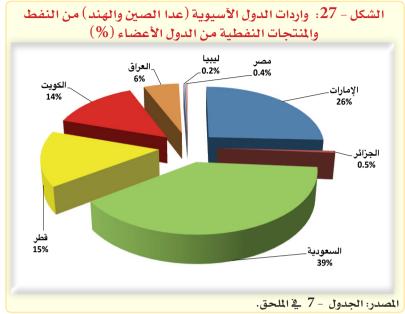
وأخيرا بنغلاديش، التي ارتفع استهلاكها النفطي بمعدل 5% خلال الفترة 2010–1990، ليرتفع من 39 ألف برميل في اليوم عام 1990 الى 101 ألف برميل في اليوم عام 2010 واستهلاكها من الغاز الطبيعي من من 86 ألف برميل مكافئ نفط عام 1990 الى 362 ألف برميل مكافئ نفط عام 2010 وهو ذات المستوى من الانتاج المسجل خلال نفس الفترة أي أنها مكتفية أيضا ذاتيا من هذا المصدر، الجدول - 8 و 9 في الملحق.

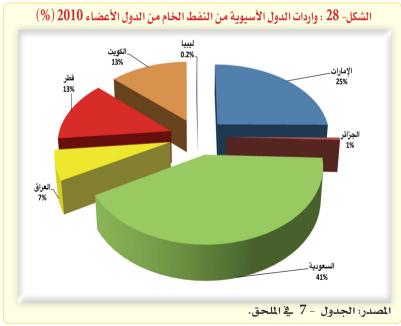
ثالثا: نظرة عامة على صادرات النفط والمنتجات النفطية من الدول الأعضاء إلى الدول الآسيوية

وصلت واردات الدول الآسيوية من النفط الخام والمنتجات من الدول الأعضاء في نهاية عام 2010 إلى 5.1 مليون برميل في اليوم، أي ما نسبته 40.3% من مجموع وارداتها الكلية من النفط الخام والمنتجات النفطية. واحتلت السعودية المرتبة الاولى إذ وصلت صادراتها من النفط والمنتجات الى الدول الآسيوية إلى حوالي 2 مليون برميل في اليوم في نهاية عام 2010 وهو ما يعادل 10% من إجمالي واردات الدول الآسيوية من النفط والمنتجات النفطية. تليها في الأهمية دولة الامارات (10.4%)، وقطر (10.4%)، والكويت (10.4%). أما فيما يخص توزع واردات الدول الآسيوية من النفط والمنتجات على الدول الاعضاء والتي وصلت إلى 10.48 مليون برميل في اليوم، فقد استأثرت السعودية بحصة 10.4%

يليها الامارات بحصة 26%، ثم قطر بحصة 15% و لكويت بحصة 14%، والجزائر ومصر وليبيا بحصة 1.1% مجتمعة، كما يبين الجدول -7 ج في الملحق والشكل - 27

وشبكلت واردات الدول الآسبيوية من النفط الخام من الدول الأعضاء في عام 2010 حـوالى 51.4 % من إجمالي وإرداتها من النفط الخام البالغة 8.6 مليون برميل في اليوم، بينما شكلت وارداتها من المنتجات النفطية من الدول الأعضاء 14.6% من إجمالي وارداتها من المنتجات البالغة 4.7 مليون برميل في اليوم. واحتلت السعودية المرتبة الأولى من حيث الأهمية بالنسبة لصسادرات الدول الأعضياء من النفط الخام إلى الدول الآسيوية في نهاية عام

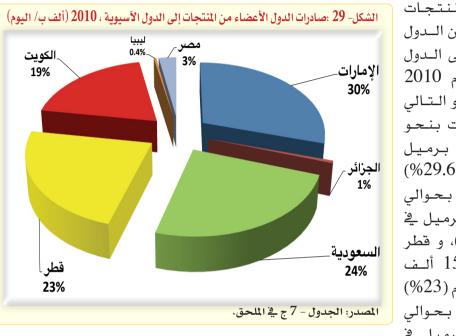




2010 إذ وصلت إلى 1.824 مليون برميل في اليوم أو ما يعادل 21.2% من إجمالي الواردات الآسيوية من النفط الخام تليها الامارات 13% وقطر 7% والكويت 6.6%.

وبقدر تعلق الامر بتوزع واردات الدول الاسيوية قيد الدراسة من النفط الخام من الدول الاعضاء، فقد استحوذت السعودية على 41% من الكميات المستوردة من قبل تلك الدول من إجمالي الدول الاعضاء، يليها الامارات بحصة 25%، ثم الكويت وقطر بحصة 13% لكل منهما ، والعراق بحصة 7% و الجزائر بحصة 13% وأخيرا ليبيا بحصة لا تتجاوز 0.2%، كما يبين الجدول – 7 أ في الملحق والشكل – 28.

أما واردات الدول الآسيوية من المنتجات النفطية من الدول الأعضاء فقد بلغت 685 ألف برميل في اليوم، أي ما يشكل 15% من إجمالي واردات الدول الآسيوية من المنتجات النفطية. وتعد الدول الآسيوية «الموطن الطبيعي» لصادرات الدول الأعضاء من منطقة الخليج العربي، فقد توزعت



صادرات المنتجات النفطية من الدول الاعضاء الى الدول الاعضاء الى الدول الاسيوية عام 2010 على النحو التالي الامسارات بنحو على النحو (29.6%) إلى النيوم (29.6%)، و قطر 166 ألى برميل في اليوم (24%)، و قطر برميل في اليوم (24%)، و قطر برميل في اليوم (23%) و الكويت بحوالي برميل في اليوم (23%) و الكويت بحوالي المناس ا

اليوم (19%)، كما يوضح الجدول - 7ب في الملحق الشكل - 29.

ويرى العديد من المراقبين أن تجارة الدول الأعضاء مع الدول الآسيوية يمكنها أن تتعزز في السنوات القليلة القادمة لما تتفرد به هذه الدول من «خصوصية» تميزها عن سائر المناطق الجغرافية الأخرى منها:

- عدم قدرة موارد الطاقة المحلية من مواكبة الطلب إذ تعد:
- 🛎 احتياطاتها من النفط شحيحة حيث لا تزيد سنوات الاحتياطي مقسومة على انتاج عام 2010 عن (13) سنة.
- 🛎 احتياطاتها من الغاز الطبيعي متوسطة حيث تصل سنوات الاحتياطي مقسومة على انتاج عام 2010 نحو 33 سنة.
 - 🗷 غنية بمصادر الفحم حيث تكفي الاحتياطات المتوفرة حاليا 57 سنة.
- ارتفاع درجة اعتماد الدول الأسيوية على الواردات، حيث وصلت الى 70% في مجموعة دول آسيا- الهادي، وقد تباينت درجة الاعتماد من دولة الى أخرى، كما هو مبين في الجدول أدناه، الذي يتضمن مؤشر الانتاج الى الاستهلاك الذي يعكس درجة اعتماد الدول الآسيوية الرئيسية على النفط لتغيطة احتياجاتها، كما في نهاية عام 2010، بحيث 1 صحيح يعني ان الدولة مكتفية ذاتيا و 0 يعني اعتمادها بالكامل على الواردات لمقابلة الاحتياجات المحلية من النفط، كما يوضح الجدول 21.

الجدول - 21:مؤشر انتاج النفط إلى استهلاكه في بعض الدول الاسيوية، كما في نهاية عام 2010 (%)

درجة الاعتماد على الواردات %	مؤشر الانتاج الى الاستهلاك	
46	0.54	أستراليا
29	0.71	أندونيسيا
صاف مصدر	1.33	ماليزيا
85	0.15	باكستان
89	0.11	الفلبين
99	0.01	كوريا
68	0.32	تايلاند
صاف مصدر	1.14	فيتنام
70	0.3	مجموعة دول آسيا–الهادي

الصدر: ENI، World Oil and Gas Review 2011.

ومن هنا يصبح التحدي الأهم لصناع القرار في الدول الآسيوية العمل على ضمان تدفق الامدادات "أمن الامدادت". يقابله بالنسبة للدول الأعضاء "ضمان أمن الطلب على النفط" الذي لا يقل أهمية عن أمن الامدادات. ومن الممكن تحقيق الأمن لطرفي المعادلة من خلال الولوج في استثمارات مشتركة في مناحي صناعة الطاقة المتعددة، إذ تعد الاستثمارات المشتركة بمثابة "صمام الأمان" لضمان أمن كل من الامدادات النفطية والطلب عليه.

• تراجع الأهمية النسبية للفحم ضمن هيكل استهلاك الطاقة الأولية في الدول الآسيوية نتيجة لارتفاع حصة النفط الخام والغاز الطبيعي معاً والتي وصلت في نهاية عام 2010 إلى حوالى %66 .

وستعمل العوامل الثلاثة مجتمعة على زيادة اعتماد الدول الآسيوية على النفط والغاز الطبيعي المستورد من الشرق الأوسط في السنوات القادمة، مما يضفي زخما إضافيا على تجارة الدول الأعضاء، دون أن تفوتنا الاشارة إلى التطورات التي يمكن ان تحدث في مناطق أخرى من العالم كالدول الآسيوية الوسطى وروسيا والتي يمكن أن تؤدي إلى تنويع الامدادات الآسيوية ، وإن كان بشكل محدود .

وبالانتقال إلى تجارة الدول الأعضاء من المنتجات النفطية ، نجد أن هناك تراجع نسبي ملحوظ منذ منتصف التسعينات، إذ بعد أن وصلت نسبة واردات الدول الآسيوية من المنتجات النفطية للدول الأعضاء إلى إجمالي استيراداتها من المنتجات النفطية إلى 45% في عام 1996، تراجعت إلى 15% فقط في نهاية عام 2010.

ويعزى ذلك بالدرجة الأساس إلى السياسات التي انتهجتها بعض الدول الآسيوية في مطلع العقد الماضي لتقليل الاعتماد على الواردات والذي كان من أبرز ملامحه التوسع في بناء المصافي وزيادة طاقة التكرير التصميمية، وهي سياسات أخذت تؤتي أكلها في السنوات التالية. إذ تراجع "العجز" في واردات المنتجات النفطية إلى أقل من مليون برميل في اليوم حاليا مقابل 3 مليون

برميل في اليوم في أوائل التسعينات من القرن الماضي. وقد ترتب على ذلك تحول عدد من الدول الرئيسية المستهلكة للطاقة إلى مصدرصاف ، كما هو الحال في كوريا الجنوبية.

بالإضافة إلى ذلك، فإن استجابة العديد من الدول الأعضاء للمواصفات الصارمة التي تفرضها الدول الآسيوية على المنتجات النفطية المستوردة، لم يكن بالمستوى المطلوب.

وهنا ينبغي التأكيد على ضرورة العمل على تحسين مواصفات المنتجات لتواكب التطور المتسارع في التشريعات البيئية مثل تخفيض نسبة الكبريت في المنتجات النفطية إذا ما أرادت الدول الأعضاء المنافسة في سوق تعد في غاية الأهمية بالنسبة لها.

رابعا: آفاق تطور الطلب على النفط والغاز الطبيعي في الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035

ان استهلاك العديد من الاقتصادات الآسيوية من النفط الخام و الغاز الطبيعي آخذ في الاتساع نتيجة للنمو في ناتجها المحلي الاجمالي المصحوب بارتفاع في معدلات النمو السكاني دون أن تقابلها زيادة مماثلة في الانتاج من المصدرين، ما جعلها تعتمد بشكل كبير على الواردات التي تركز أهمها في الدول الأعضاء.

وسنحاول في هذا الجزء من الدراسة تغطية توقعات تطورات الطلب على النفط والغاز الطبيعي في الدول الأسيوية حتى عام 2035 وانعكاساتها المحتملة على الدول الأعضاء.

إن استشراف الطلب المستقبلي للنفط في الدول الآسيوية يقتضي اقتفاء دور عدد من العوامل الفاعلة في ذلك وأهمها النمو الاقتصادي، وأسعار النفط والنمو السكاني، التي يمكن أن تحدد مسار الطلب المستقبلي على الطاقة بشكل عام في الدول الآسيوية على المدى الطويل.

1. محددات الطلب المستقبلي على النفط

أ. النمو الاقتصادي

يعد النمو الاقتصادي أهم عامل في تحديد مسار الطلب على النفط على المدى الطويل. وتشير تقديرات وكالة الطاقة الدولية إلى أن الاقتصاد العالمي سينمو بمعدل سنوي 4.2% خلال الفترة 2009–2035. كما تجمع خلال الفترة 2009–2035. كما تجمع أغلب التقديرات إلى أن أعلى معدلات النمو ستتحقق في الدول النامية الآسيوية التي يتوقع أن تتمو اقتصاداتها بمعدل 7.4% خلال الفترة 2009–2020، وبمعدل سنوي 5.7% خلال الفترة 2009–2035.

ب. معدلات النمو السكاني

أن الزيادة في معدلات النمو السكاني المصاحبة لارتفاع معدلات النمو الاقتصادي (كما هو الحال في أغلب الاقتصادات الآسيوية) ستفضي إلى ارتفاع الاستهلاك في المستقبل. وتشير التقديرات إلى ارتفاع عدد سكان العالم إلى 8452 مليون نسمة بحلول عام 2035 مقارنة بـ 2 IEA, World Energy Outlook 2011.

6731 مليون نسمة في عام 2008، أي بمعدل تغير سنوي يصل إلى 0.9%. كما أن أغلب الزيادة المتوقعة ستحصل في الدول النامية خاصة الآسيوية منها، إذ يقدر أن يصل عدد السكان في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) إلى 1422 مليون نسمة بحلول عام 2035 أو ما يعادل 28% من سكان الدول الآسيوية وحوالي 17% من سكان العالم، كما يوضح الجدول – 10 في الملحق.

والجدير بالاهتمام هو ان معدل التمدن أو التحضر سيرتفع في الدول الاسيوية من 38% في الوقت الحاضر الى 53% في عام 2035.

ج. أسعار النفط

تلعب أسعار الطاقة دورا مهما في تحديد مسار الطلب العالمي عليها، إلا أن التقلبات الحادة في الأسعار التي شهدتها الأسواق العالمية منذ نهاية التسعينات، جعل من تقدير أسعار النفط و الغاز الطبيعي واستشراف مداها في الأجلين المتوسط والطويل مدار جدل كبير في أروقة المؤسسات البحثية والوكالات المتخصصة لما أصاب الأسعار من تقلبات حادة في السنوات الماضية، والتي جاءت نتيجة لتضافر العديد من العوامل و بحسب تقديرات وكالة الطاقة الدولية فان الأسعار ستأخذ بشكل عام «اتجاها خطيا» بعد عام 2010 و حتى عام 2035، كما يوضح الجدول – 22.

الجدول - 22:توقعات أسعار النفط بحسب سيناريو السياسات الجديدة، 2010-2035 (دولار / برميل)

2035	2030	2025	2020	2015	2010	
						أسعار حقيقة (أسعار 2010)
120.0	117.3	113.6	108.6	102.0	78.1	أسعار استيراد النفط للدول الأعضاء في وكالة الطاقة الدولية
						أسعار إسمية
211.9	184.9	159.8	136.4	114.3	78.1	أسعار استيراد النفط للدول الأعضاء في وكالة الطاقة الدولية

Source: International Energy Agency, World Energy Outlook 2011.

2- توقعات الطلب على النفط في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035.

تشير تقديرات وكالة الطاقة الدولية الصادرة في تقريرها السنوي آفاق الطاقة العالمية لعام 2011 وفق سيناريو السياسات الجديدة الذي يأخذ بعين الاعتبار كافة سياسات الطاقة والبيئة التي تم تبنيها في الدول المستهلكة الرئيسية، إلى تركز أغلب الزيادة في الطلب العالمي على النفط في الدول الآسيوية الدول الآسيوية الدول الآسيوية الدول الآسيوية الدول الآسيوية قيد الدراسة، سيرتفع من 12.7 مليون برميل في اليوم عام 2010 الى 13.5 مليون برميل في اليوم عام 2035 أي بزيادة 800 ألف برميل في اليوم، وبمعدل زيادة سنوية تقدر بـ 0.2 %، كما يوضح الجدول – 22.

يتوقع أن يرتفع الطلب العالمي على النفط من 86.7 مليون برميل في اليوم عام 2010 إلى حوالي 99.4 مليون برميل في اليوم بحلول عام 2020 وإلى حوالي 99.4 مليون برميل في اليوم بحلول عام 2035. وستستأثر الدول الآسيوية (باستثناء الصين والهند)

الجدول - 23: تقديرات الطلب العالمي على النفط خلال الفترة 2010 -2035، وفق سيناريو السياسات الجديدة (مليون ب/ي)

معدل النمو للفترة 2010–2035	2035	2020	2010	
0.8-	5.9	6.6	7.2	بلدان آسيا الصناعية منها
1.2-	3.1	3.7	4.2	اليابان
2.1	29.9	22.5	17.7	دول آسيوية نامية منها
2.1	14.9	12.2	8.9	الصين
3.4	7.4	4.2	3.3	الهند
1.5	35.8	29.1	24.9	إجمائي الدول الآسيوية
0.2	13.5	12.7	12.7	الإجمالي باستثناء الصين والهند
0.5	99.4	92.4	86.7	إجمالي العالم
	13.6	13.7	14.6	حصة الدول الأسيوية باستثناء الصين والهند من العالم

Source: International Energy Agency, World Energy Outlook 2011.

بحصة كبيرة من ذلك الاجمالي، إذ من المتوقع أن تستأثر بحصة 13.7% و13.6% من إجمالي الطلب العالمي المتوقع خلال عامي 2020 و 20235 على التوالي، كما هو مبين في الجدول أعلاه.

3- توقعات إنتاج النفط في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035

وفيما يتعلق بتوقعات الانتاج من النفط في دول المجموعة قيد الدراسية، فتشير توقعات ذات الجهة (وكالة الطاقة الدولية) الى أن انتاج النفط حتى عام 2025 سيواصل تراجعه في أغلب الدول الآسيوية مثل الصين وكوريا الجنوبية والهند والفلبين وتايلاند نظرا لنضوب واستنزاف العديد من المكامن وانخفاض معدل الاسترداد وندرة الانتاج المحلي أصلا، حيث يتوقع أن ينخفض من 3.4 مليون برميل في اليوم عام 2010 الى 3.3 مليون برميل في اليوم فقط الى 3.5 مليون برميل في اليوم فقط عام 2020. الامر الذي يعني انخفاض حصة الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) من إجمالي الانتاج العالمي من النفط من 4.1% عام 2010 الى 3.7% عام 2020 ثم الى 4.2% فقط عام 2035، كما يوضح الجدول – 24.

4- موازنة الطلب على النفط و إنتاجه في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035

إن الزيادة المتوقعة في الطلب الآسيوي على النفط من جهة و انخفاض الانتاج من جهة أخرى سيترتب عليه ارتفاع في متطلبات النفط الخام المستورد . فعند موازنة حجم الطلب مع مستويات الانتاج المتوقعة يلاحظ أن مجموعة الدول الاسيوية (باستثناء الصين والهند) ستواجه عجزا في مقابلة احتياجاتها المحلية من النفط، فمقدار العجز سيرتفع من 9.3 مليون برميل في اليوم عام 2020 ثم

الجدول - 24: تقديرات إنتاج النفط في الدول الاسيوية خلال الفترة 2010 -2035، وفق سيناريو السياسات الجديدة (مليون.ب/ي)

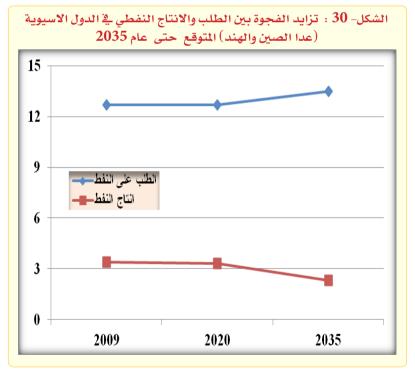
معدل النمو للفترة 2035-2010	2035	2020	2010	
0.7-	0.5	0.7	0.6	بلدان آسيا الصناعية
2.0-	4.7	7.5	7.8	دول آسيوية نامية منها
2.3-	2.3	4.2	4.1	الصين
1.6-	0.6	0.7	0.9	اڻهند
1.9-	5.2	8.2	8.4	إجمائي الدول الآسيوية
1.6-	2.3	3.3	3.4	الإجمالي باستثناء الصين والهند
0.6	96.4	90	83.6	إجمائي العالم
	2.4	3.7	4.1	حصة الدول الأسيوية باستثناء الصين والهند من العالم

Source: International Energy Agency, World Energy Outlook 2011.

الى 11.2 مليون برميل $\frac{2}{2}$ اليوم عام 2035. كما يوضح الشكل – $\frac{30}{2}$ الفجوة بين الطلب والانتاج المتوقع من النفط لدول المجموعة حتى عام 2035:

وإذا ما أريد للدول الأعضاء المحافظة على حصتها في الأسسواق العالمية وخصوصا صادراتها إلى الوجهة الآسيوية سيصبح من الضرورة بمكان التوسع في مشاريع استثمارية الناجية القائمة .

يذكر أن الطاقة الانتاجية للدول الأعضاء من النفط الخام و سوائل الغاز الطبيعي في نهاية عام 2011 قد وصلت إلى



23.7 مليون برميل في اليوم، ويتوقع أن ترتفع إلى 35.5 مليون برميل في اليوم بحلول عام 2035، كما سيأتى تفاصيل ذلك في الجزء الاخير من الدراسة.

5- توقعات الطلب على الغاز الطبيعي في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035

وفيما يتعلق بالغاز الطبيعي، فتشير التوقعات لذات الجهة (وكالة الطاقة الدولية)، إلى أن الطلب عليه في الدول الآسيوية (عدا الصين والهند)، سيزداد بمقدار 219 مليار متر مكعب خلال الفترة 2030-2005 بحسب سيناريو السياسات الجديدة، حيث سيرتفع طلب المجموع من 2010 مليار متر مكعب عام 2010 الى 2010 الى 2010 مليار متر مكعب عام 2010 ، أي بمعدل زيادة سنوية تقدر بـ 2010 ، كما يوضح الجدول – 25.

الجدول - 25: تقديرات الطلب على الغاز الطبيعي للدول الاسيوية (عدا الصين والهند) للفترة 2009 -2035، وفق سيناريو السياسات الجديدة (مليار م 3)

معدل النمو للفترة 2009–2035	2035	2020	2009	
1.0	219	201	170	بلدان آسيا الصناعية منها
1.0	126	122	97	اليابان
4.3	1063	686	357	دول آسيوية نامية منها
6.7	502	301	93	الصين
4.5	186	99	59	الهند
3.5	1282	887	527	إجمالي الدول الآسيوية
1.8	594	487	375	الإجمالي باستثناء الصين والهند
1.7	4750	3888	3076	إجمائي اثعاثم
	12.5	12.5	12.2	حصة الدول الأسيوية باستثناء الصين والهند من العالم

Source: International Energy Agency, World Energy Outlook 2011.

وبحسب سيناريو السياسات الجديدة، من المتوقع أن يرتفع الطلب العالمي على الغاز الطبيعي من 3076 مليار متر مكعب عام 2010 إلى 3888 مليار متر مكعب بحلول عام 2020 وإلى حوالي 4750 مليار متر مكعب بحلول عام 2035، اي ما يمثل نموا سنويا 1.7%. ومن المتوقع أن ترتفع حصة الدول الآسيوية باستثناء الصين والهند من الاجمالي العالمي من 12.2% عام 2010 الى 12.5% عام 2020 وتحافظ على ذات الحصة في عام 2035، كما هو مين في الحدول أعلاه.

6- توقعات إنتاج الغاز الطبيعي في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035

وفيما يخص توقعات الانتاج من الغاز الطبيعي في دول المجموعة قيد الدراسة، فتشير التوقعات الى ارتفاعه من 317 مليار متر مكعب عام 2010 الى 451 مليار متر مكعب عام 2020 ثم الى 522 مليار متر مكعب عام 2035، أي بمعدل نمو سنوي 1.9%، الامر الذي يعني انخفاض حصة الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) من إجمالي الانتاج العالمي من الغاز الطبيعي من 11.6% عام 2020 الى 11% عام 2035 بعد أن كانت حصتها تشكل 10.4 % عام 2010، كما يوضح الجدول -26:

الجدول - 26: تقديرات إنتاج الغاز الطبيعي في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) للفترة 2009 -2035، وفق سيناريو السياسات الجديدة (مليارم 3)

معدل النمو للفترة 2009–2035	2035	2020	2009	
4.2	159	124	55	بلدان آسيا الصناعية منها
4.2	158	120	47	أسترائيا
2.6	773	581	393	دول آسيوية نامية منها
4.8	290	176	85	الصين
3.8	120	78	46	اثهند
2.9	932	705	448	إجمالي الدول الآسيوية
1.9	522	451	317	الإجمالي باستثناء الصين والهند
1.7	4750	3888	3051	إجمالي العالم
	11.0	11.6	10.4	حصة الدول الأسيوية باستثناء الصين والهند من العالم

Source: International Energy Agency, World Energy Outlook 2011.

7- موازنة الطلب على الغاز الطبيعي وإنتاجه في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035

إن الزيادة المتوقعة في حصة طلب الدول الآسيوية عدا الصين والهند على الغاز الطبيعي خلال الفترة 2009-2035 من جهة و انخفاض حصتها من الانتاج من جهة أخرى سيترتب عليه ارتفاع في مستوى العجز الذي ستواجهه تلك المجموعة. فعند موازنة حجم الطلب مع مستويات الانتاج المتوقعة من الغاز الطبيعي يلاحظ أن مجموعة الدول الاسيوية (باستثناء الصين والهند) ستواجه ارتفاعا في العجز لمقابلة احتياجاتها المحلية من الغاز، حيث سيرتفع من 58 مليار متر مكعب في الوقت الحاضر الى 72 مليار متر مكعب عام 2035. كما يوضح الشكل -31 الفجوة بين الطلب والانتاج المتوقع من الغاز الطبيعي للدول المجموعة حتى عام 2035:

الشكل - 31: تزايد الفجوة بين الطلب والانتاج من الغاز الطبيعي في الدول الاسيوية (عدا الصين والهند) حتى عام 2035

400

200

الطلب على الغاز الطبيعي الطلب على الغاز الطبيعي الغاز العاز الغاز الطبيعي الغاز ا

وبالنظر الى توقعات بعض المؤسسات الاخرى المهتمة باستشراف الطلب على النفط كمنظمة أوبك على سبيل المثال في تقريرها السنوي آفاق النفط أن العالمي 2011، فيلاحظ أن تقيير الى ارتفاع طلب دول جنوب وجنوب شرق آسيا من عام 2010 الى 13.4 مليون برميل في اليوم في برميل في اليوم عام 2020 ثم برميل في اليوم عام 19.4 مليون برميل في اليوم عام 19.5 ثم اليون برميل في اليوم اليون برميل في اليوم عام 19.5 ثم

عام 2035، أي بزيادة 9 مليون برميل في اليوم ما بين عام 2010 و 2035 ، ما يشكل نحو 39 % من إجمالي الزيادة المتوقعة في الطلب العالمي على النفط والمقدرة بنحو 23 مليون برميل في اليوم.

وبحسب تقديرات مركز أبحاث الطاقة للدول آسيا والمحيط الهادى(APERC) الواردة في تقرير آفاق الطلب و العرض من الطاقة الصادر عام 2009، تشير التوقعات الى حدوث ارتفاع في مستويات الطلب على مصادر الطاقة المختلفة في الدول الاسيوية، وستكون تلك الزيادة ملحوظة عندما يتعلق الامر بالطلب على النفط، نتيجة للتوسع المتوقع في قطاع النقل من خلال ارتفاع معدل امتلاك المركبات فضلا عن النمو الاقتصادي والنمو السكاني للدول المنطقة الاسيوية، والجدول - 27 يوجز تلك التطورات في عدد من الدول الاسيوية قيد الدراسة:

الجدول - 27: محددات الطلب للبعض الدول الاسيوية وكمية الواردات النفطية المتوقعة، الفترة 2005-2035(%)

	النفطية الم ن طن مكافئ		معدل النمو في امتلاك المركبات	النمو السكاني	النمو الاقتصادي	
2030	30 2015 2005					
22.6	14.7	13.8	1.0	0.9	2.2	أستراثيا
199.8	229.6	249.8	0.3	0.4-	1.2	اليابان
7.4	115.2	96.4	3.4	0.0	3.3	كوريا
8.4	6.2	5.8	0.7	0.7	1.9	نيوزيلندا
67	16.6	12.2	1.6	0.8	4.3	أندونيسا
23.4	7.7 _	12.5-	3.4	1.3	4.2	ماثيزيا
26.4	19.2	14.7	2.1	1.5	4.3	الفليبين
303.8-	325.8-	25.0	0.6	1.4	3.8	سنغافورة
81.1	49.3	33.1	4.5	0.4	4.5	تايلاند
40.4	6.6	6.9-	6.7	1.1	6.2	فيتنام

^{*}الارقام الموجبة تعني واردات ، و السالبة تعني صادرات.

APERC, Energy Demand and Supply Outlook, 2009: الصدر

ومن الواضح أن التطورات المتعلقة بالنمو الاقتصادي و السكاني و ارتفاع معدلات امتلاك المركبات، كما هي موضحة في الجدول أعلاه، في كل من تايلاند و اندونيسيا والفلبين و فيتنام ستؤدي الى زيادة وارداتها من النفط الخام وارتفاع درجة اعتمادها على الخارج، خصوصا على منطقة الخليج العربي. فدرجة الاعتماد المتوقعة على الواردات في تايلاند سترتفع من ما يعادل 665 ألف ب م ن ي في عام 2005، وفي اندويسيا من 245 إلى 1.3 مليون ب م ن ي عام 107، وفي اندويسيا من 107 إلى 138 ألف ب م ن ي ، وفي فيتنام من مصدر صاف لنحو من ي ، وفي الى مستورد صاف الى 181 ألف ب م ن ي ، وفي ماليزيا من مصدر صاف لنحو النحو 125 ألف ب م ن ي خلال ذات الفترة.

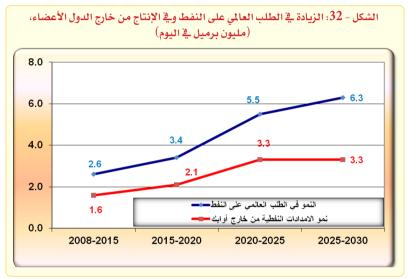
خامسا: دور الدول الأعضاء في مقابلة الطلب الآسيوي المتوقع على النفط والغاز الطبيعي حتى عام 2035

كما لاحظنا أن حصة البلدان الآسيوية النامية ستتجاوز حصة البلدان الصناعية إبتداءً من عام 2020 وبالتالى يتوقع أن تزداد أهمية البلدان الآسيوية النامية كمستهلك رئيسى للنفط في

العالم مما سيكون له انعكاسات على نفط الدول الأعضاء في أوابك بشكل خاص و نفط دول أوبك بشكل عام. وفي ذات الوقت تشير جميع التوقعات إلى تزايد أهمية نفط الدول الأعضاء في أوابك في سوق النفط العالمية وانخفاض حصص المجموعات الأخرى. فمن المتوقع أن ترتفع حصتها من 28.2 عام 2030 الى 29.3 عام 2030.

فإمدادات الدول الأعضاء في أوابك سوف تزداد أهمية في سوق النفط العالمية على المدى البعيد نظرا لاتساع الفجوة بين الزيادة المتوقعة في الطلب العالمي على النفط من جهة ، والإنتاج من خارج الدول الأعضاء في أوابك من جهة أخرى. حيث سترتفع الفجوة من 1 مليون برميل في اليوم فقط خلال الفترة 2005–2010 الى 3 مليون برميل في اليوم خلال الفترة 2025–2030.

وعاليه فإن الانخفاض المحتمل في الإنتاج من خارج الدول الأعضاء في أوابك يتوقع أن يجلب أهمية أكبر للدول الأعضاء المنتجة، وبالتالي فسوف تأتي الزيادة في الإنتاج لمقابلة الزيادة في الطلب من الدول الأعضاء في أوابك، كما يشير الشكل - 32.



EIA, International Energy outlook, 2010. المصدر:

1- دور الدول الأعضاء في مقابلة طلب الدول الأسيوية على النفط.

بالنظر إلى المؤشرات الرئيسية والعوامل المرتبطة بالطلب المتوقع على النفط من جهة وإمكانيات الدول الأعضاء في أوابك من حيث الاحتياطات المؤكدة وانخفاض تكلفة الإنتاج وتوفر البنى التحتية، فإنه ليس من قبيل الصدفة أن غالبية التقديرات تشير إلى أن الدول الأعضاء في أوابك سيزيد إنتاجها النفطي مما سيؤدي إلى زيادة حصتها من الإنتاج العالمي وفي تأثيرها على الاقتصاد العالمي حتى عام 2035. فعلى المدى الطويل، وبناء على تقديرات وكالة الطاقة الدولية بشأن الانتاج من النفط والغاز الطبيعي على مستوى المجموعات الدولية وبحسب سيناريو السياسات الجديدة، نرى أن الدول الاعضاء يمكنها مقابلة الطلب الآسيوي المتعاظم لتضافر العوامل التالية:

- 🛎 ارتفاع الاحتياطيات النفطية المؤكدة والتي تصل إلى 699 مليار برميل في الدول الاعضاء أي ما يعادل %57 من الاحتياطيات العالمية البالغة 1232 مليار برميل في نهاية عام 2010.
 - 🔑 تكلفة الانتاج المنخفضة والتي تصل إلى أقل من 2 دولار للبرميل في بعض الدول الاعضاء.
- التفاع العمر الافتراضي لنفط الدول الاعضاء (نسبة الاحتياطي إلى الانتاج) والذي يبلغ في المتوسط 75 سنة (مقابل على التفاع العمر الافتراضي لنفط الدول الاعضاء (نسبة العالم في نهاية عام 2010) وهو عامل يجعل من التوسع في الطاقة الانتاجية ذي جدوى اقتصادية كبيرة.

1.1 التوقعات المتعلقة بانتاج النفط في الدول الاعضاء

إن التوقعات المتعلقة بإنتاج النفط الخام والنفوط غير التقليدية و سوائل الغاز الطبيعي بحسب سيناريو السياسات الجديدة لوكالة الطاقة الدولية ، تشير الى ارتفاعه على المستوى العالمي من 83.6 ألف برميل في اليوم عام 2020 ثم الى 96.4 مليون برميل في اليوم عام 2035. مليون برميل في اليوم عام 2035.

ومن المتوقع أن ينخفض الانتاج من خارج بلدان اوبك من 48.8 مليون برميل في اليوم عام 2010 الى 47.7 مليون برميل في اليوم عام 2035، وفي المقابل يتوقع ان يرتفع إنتاج البلدان الاعضاء في منظمة أوبك من 34.8 مليون برميل في اليوم عام 2010 الى 39.6 مليون برميل في اليوم عام 2020 ثم الى 48.7 مليون برميل في اليوم عام 2035.

وبناء على تلك التوقعات سترتفع حصة بلدان اوبك من الأجمالي العالمي من 42% عام 2010 الى 2035 مقابل انخفاض البلدان المنتجة من خارجها من 58% الى 49% خلال ذات الفترة، كما يوضح الجدول – 28

وبقدر تعلق الامر بالدول الاعضاء في منظمة أوابك، من المتوقع ارتفاع الانتاج في سبع دول منها الاعضاء في منظمة اوبك و هي الامارات العربية المتحدة والجزائر والسعودية و قطر و ليبيا و الكويت والعراق، من 23.1 مليون برميل في اليوم عام 2010 الى 28 مليون برميل في اليوم عام 2020 ثم الى 35.5 مليون برميل في اليوم عام 2035، أي بمعدل نمو سنوي 1.7%، كما يوضح الجدول - 28 أعلاه والشكل - 33:

الجدول - 28: التوقعات المتعلقة بإنتاج النفط بحسب سيناريو السياسات الجديدة حتى عام 2035 (م. ب/ي)

معدل النمو للفترة	2035	2030	2025	2020	2015	2010	
1.3	4.0	3.7	3.4	3.3	3.3	2.9	الإمارات
0.5	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	1.9	الجزائر
1.3	13.9	12.6	11.6	10.9	10.5	10.0	السعودية
1.1	2.3	2.2	2.1	2.1	2.0	1.7	قطر
1.3	3.5	3.1	2.9	2.7	2.6	2.5	الكويت
0.8	2.0	1.8	1.6	1.6	1.6	1.7	ليبيا
4.7	7.7	6.8	6.0	5.4	4.2	2.4	العراق
1.7	35.5	32.3	29.7	28.0	26.2	23.1	إجمالي أوابك الرئيسية
1.4	48.7	44.9	41.7	39.6	37.7	34.8	إجمالي أوبك
(0.1)	47.7	49.2	50	50.4	50.8	48.8	إجمالي خارج أوبك
0.4	96.4	94.1	91.7	90.0	88.5	83.6	الأجمالي العالمي
	36.8	34.3	32.4	31.1	29.6	27.6	حصة أوابك من العالم
	72.9	71.9	71.2	70.7	69.5	66.4	حصة أوابك من إجمالي أوبك

Source: International Energy Agency, World Energy Outlook 2011.

40

35

30

25

20

15

10

5

2010

2015

السعودية الجزائر =

2020

2025

الكويت __

قطر ■

2030

2035

العراق 🔳

وبناء على التوقعات المتعلقة بحجم الانتاج سالفة الذكر من المتوقع أن يصاحب ذلك ارتفاعًا في حصة الدول الاعضاء في أوابك من إجمالي أوبك من 66.4% عبام 2010 الى 70.7% عام 2020 ثم الى 72.9% عام 2035. وحصتها من الاجمالي العالمي من 27.6% عآم 2010 الى 31.1% عام 2020 ثم الى 36.8% عام 2035، كما يوضح الشكل (34):

2-1 الميزان النفطى المستقبلي للدول الاعضاء في منظمة أوابك حتى عام 2030

إذا ما تم موازنة انتاج الدول الاعضاء من النفط مع الطلب عليه خلال الفترة



الشكل - 33: تطور إنتاج النفط في دول أوابك خلال الفترة 2010-2035 (م. ب/ي)

2030-2010 سيتضح الفائض الذي تتمتع به الدول الأعضاء في منظمة أوابك خلال تلك الفترة والذي ستصل ذروته إلى 23 مليون برميل في اليوم في عام 2030، وهذا ما يعزز من دورها في مقابلة جزء كبير من الاحتياجات العالمية منه بشكل عام والبلدان الاسيوية قيد الدراسة بشكل خاص، كما هو موضح في الجدول - 29.

عدول - 29: موازنة عرض وطلب الدول الاعضاء	
النفط خلال الفترة 2010-2035 (م. ب / ي)	من

المصادر: Agency، المصادر: World Enegy Outlook 2011.

**منظمة أوابك، ورقة مقدمة لمؤتمر الطاقة العربي التاسع "استهلاك الطاقة في الدول العربية:الحاضر والمستقبل"، الدوحة، قطر، مايو 2010.

الفائض	الطلب**	الانتاج*	
18.4	4.7	23.1	2010
19.9	6.3	26.2	2015
20.8	7.2	28.0	2020
21.5	8.2	29.7	2025
23.0	9.3	32.3	2030

2- دور الدول الأعضاء في مقابلة طلب الدول الآسيوية

(عدا الصين والهند) على الغاز الطبيعي حتى عام 2035

1.2 التوقعات المتعلقة بانتاج الغاز الطبيعي في الدول الاعضاء

وفيما يخص التوقعات المتعلقة بإنتاج الغاز الطبيعي بحسب سيناريو السياسات الجديدة لوكالة الطاقة الدولية، فتشير الى ارتفاع الكميات المنتجة منه على المستوى العالمي من 3051 مليار مكعب عام 2020 ثم الى 4749 مليار متر مكعب عام 2035. ومن المتوقع أن يرتفع الانتاج من البلدان الاعضاء في منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية خلال الفترة المتوقع أن يرتفع الانتاج من البلدان الاعضاء في منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية خلال الفترة الى 1207 مليار متر مكعب عام 2010 الى 1227 مليار متر مكعب عام 2030، وفي المقابل الى 1227 مليار متر مكعب عام 2020، وفي المقابل يتوقع ان يرتفع الانتاج من مجموعة الدول المنتجة من خارج بلدان منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية بمعدل نمو أعلى يقدر بنحو 2.2% سنويا، ليرتفع انتاج المجموعة من 1903 مليار متر مكعب عام 2035. وبناء على تلك التوقعات سترتفع حصة الدول المنتجة من خارج بلدان منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية على تلك التوقعات سترتفع حصة الدول المنتجة من خارج بلدان منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية من الاجمالي العالمي من 51% عام 2009 الى 61% عام 2035 مقابل انخفاض حصة الاعضاء في المنظمة من 49% الى 95% خلال ذات الفترة، كما يوضح الجدول – 30:

الجدول – 30: التوقعات المتعلقة بإنتاج الغاز الطبيعي بحسب سيناريو السياسات الجديدة حتى عام 2035 (م $^{(3)}$

معدل النمو للفترة	2035	2030	2025	2020	2015	2009	
0.8	60.0	56.0	52.0	52.0	50.0	49.0	الإمارات
3.1	171.0	160.0	147.0	134.0	107.0	78.0	الجزائر
1.7	116.0	108.0	97.0	95.0	89.0	75.0	السعودية
3.5	219.0	205.0	180.0	174.0	160.0	89.0	قطر
4.4	49.0	35.0	25.0	20.0	15.0	16.0	ليبيا
17.1	70.0	57.0	41.0	28.0	9.0	1.0	العراق
3.1	685	621	542	503	430	308	إجمالي أوابك الرئيسية
0.5	1297	1275	1242	1227	1181	1148	بلدان منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية
2.3	3452	3197	2921	2661	2384	1903	خارج بلدان منظمة التعاون
1.7	4749	4472	4163	3888	3565	3051	الاجمالي العالمي
	14.4	13.9	13.0	12.9	12.1	10.1	حصة أوابك من العالم
	52.8	48.7	43.6	41.0	36.4	26.8	حصة أوابك من خارج منظمة التعاون

المصدر: . International Energy Agency، World Energy Outlook 2011.

وفيما يخص الدول الاعضاء في منظمة أوابك، من المتوقع ارتفاع الانتاج في ست دول منها الاعضاء في منظمة اوبك، و هي الامارات العربية المتحدة و الجزائر و السعودية وقطر وليبيا والعراق، من 308 مليار متر مكعب عام 2010 الى 503 مليار متر مكعب عام 2020 ثم الى

685 مليار متر مكعب عام 2035، كما يوضح الشكل - 35.

وبناء على التوقعات المتعلقة بحجم الانتاج سالفة الذكر من المتوقع أن يصاحب ذلك ارتفاعا في حصة الدول الاعضاء في أوابك من إجمالي مجموعة الدول المنتجة من خارج منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية من 2009 عام 2009 الى 41% عام 2020 ثم الى 52.8% عام 2035. وحصتها من الاجمالي العالمي من 10.1% عام 2009 الى 12.9% عام 2020 ثم الى 14.4% عام 2035، كما يوضح الشكل - 36.



وفيما يخص موازنة انتاج الدول الاعضاء من الغاز الطبيعي مع

الطلب عليه خلال الفترة 2009- 2030 سيتضح أيضا الفائض الذي تتمتع به الدول الأعضاء في منظمة أوابك خلال تلك الفترة والذي سيرتفع من 46 مليار متر مكعب عام 2009 إلى أعلى مستوى له وهو 116 مليار متر مكعب في عام 2020، ويستقر عند مستوى 111 مليار متر مكعب عام 2030، ويستقر عند مستوى العالمية منه بشكل عام عام 2030 وهذا ما يعزز من دورها في مقابلة جزء كبير من الاحتياجات العالمية منه بشكل عام والبلدان الاسيوية قيد الدراسة بشكل خاص، خصوصاً في شكله المسال من دولة قطر التي تحتل مكانة مرموقة على المستوى العالمي فيما يتعلق بانتاج الغاز الطبيعي المسال. ويوضح الجدول -31 موازنة إنتاج الغاز الطبيعي مع الطلب عليه في الدول الأعضاء.





الفائض	الطلب**	الانتاج*	
46	262	308	2009
120	310	430	2015
126	377	53	2020
102	440	542	2025
111	510	621	2030

الجدول – 31: موازنة عرض وطلب دول أوابك من الغاز الطبيعي خلال الفترة 2010-2030 (م 8)

- * المصادر:،Tinternational Energy Agency * World Energy Outlook 2011.
- * * منظمة أوابك، ورقة مقدمة لمؤتمر الطاقة العربي التاسع " استهلاك الطاقة في الدول العربية:الحاضر والمستقبل"، قطر، مايو 2010.

وتشير توقعات وكالة الطاقة الدولية، بحسب سيناريو السياسات الجديدة، إلى أن مزيج الطاقة المستهلكة في دول آسيا الصناعية (كوريا، اليابان، أستراليا، نيوزيلاند) خلال الفترة عام 2009-2035، سيشهد تغيراً في حصص مصادر الطاقة المختلفة، حيث من المتوقع أن تنخفض حصة الفحم من 26% عام 2009 إلى 19% فقط عام 2035، كما ستتخفض حصة النفط من 40% إلى 30% (وهي نسبة لا تزال مرتفعة)، وسترتفع حصة الغاز من 17% إلى 20% ومن الواضح استحوذ النفط والغاز الطبيعي على نصف (50%) من الكميات المستهلكة من مصادر الطاقة المختلفة.

وفيما يتعلق بدول آسيا النامية، ستنخفض حصة الفحم من 52% عام 2009 إلى 44% عام 2035 ويحافظ النفط على نفس الحصة البالغة 21%، وفي المقابل سترتفع حصة الغاز من مزيج الطاقة من 8% عام 2009 إلى 13% عام 2035، والطاقة النووية من 1% إلى 5%، والطاقة الكهرومائية من 2% إلى 3%. ومن الملاحظ استحوذ النفط والغاز الطبيعي على أكثر من ثلثي (65%) مزيج الطاقة المستهلكة في دول آسيا النامية.

وهذا ما يعزز من أهمية دول هذه المجموعة للدول الأعضاء التي تتمتع بفوائض معتبرة من النفط والغاز الطبيعي القابل للتصدير حتى عام 2035.

خلاصة واستنتاجات

أدى النمو الاقتصادي المتواصل الذي شهدهته أغلب الاقتصادات الآسيوية في العقدين الماضيين إلى حصول زيادة مضطرده في استهلاك النفط والغاز الطبيعي دون أن تقابلها زيادة مماثلة في الانتاج، وأدى ذلك إلى ارتفاع درجة اعتمادها على الواردات بحيث وصلت في نهاية عام 2010 إلى أكثر من 40% فيما يخص النفط الخام والمنتجات تتركز معظمها في الدول الأعضاء.

وعلى النقيض من المناطق الجغرافية في بقية انحاء العالم، فإن اعتماد الدول الآسيوية على وارداتها من منطقة الشرق الأوسط، تعد «خاصية» تنفرد بها. إذ تشير البيانات إلى أن مايربو على 60% من واردات الدول الآسيوية في نهاية عام 2010 أو ما يعادل 9.2 مليون برميل في اليوم كان مصدرها منطقة الشرق الأوسط. وقد تراوحت درجة اعتماد الاقتصادات الآسيوية على نفوط الشرق الأوسط بين 80% في اليابان و 32% في سنغافورة و 18% في أستراليا. أما في بقية أنحاء العالم فإن درجة الاعتماد على واردات المنطقة لم تتجاوز 19% في أمريكا الشمالية و33% في أوروبا الغربية.

وأفضت هذه "المعطيات" إلى خلق «علاقة تبادلية» على قدر كبير من الأهمية بين الدول الآسيوية والدول الأعضاء (دول الخليج العربي على وجه الخصوص) أملاها العديد من العوامل، و أهمها:

- الموقع الجغرافي المميز بعدد من الدول الأعضاء، لاسيما وأنها تضم أكثر من ثلثي الاحتياطي العالمي المؤكد من النفط.
- القصاديا المنخفضة، إذ يعد الاستيراد من منطقة الخليج والشرق الأوسط " اقتصاديا" مقارنة بالاستيراد من مناطق أخرى في آسيا الوسطى وروسيا.
- الدول "الميزة النسبية" التي تتمتع بها الدول الأعضاء مقارنة بالدول الأخرى ستجعل الدول الأسيوية أكثر اعتمادا على وارداتها من الخليج العربي.

بالإضافة إلى ذلك فإن «الخصوصية» التي تطبع الاقتصادات الآسيوية تجعل هذه العلاقة على درجة كبيرة من الثبات ومنها:

- هيكل استهلاك الطاقة الأولية في الدول الآسيوية حسب المصدر: إذ تشير أغلب التوقعات إلى أن مزيج الطاقة المستهلكة في دول آسيا الصناعية (كوريا، اليابان، أستراليا، نيوزيلاند)، سيشهد تغيراً في حصص مصادر الطاقة المختلفة، حيث من المتوقع أن تنخفض حصة الفحم من %20 يتغيراً في حصص مصادر الطاقة المختلفة، حيث من المتوقع أن تنخفض حصة النفط من %40 إلى %30 (وهي عام 2009 إلى %19 فقط عام 2035، كما ستنخفض حصة النفط من %10 إلى %20. ومن الواضح استحواذ النفط والغاز الطبيعي على نصف الكميات المستهلكة من مصادر الطاقة المختلفة. وفيما يتعلق بدول آسيا النامية، ستنخفض حصة الفحم من %52 عام 2009 إلى %44 عام 2035، ويحافظ النفط على نفس الحصة البالغة %12، وفي المقابل سترتفع حصة الغاز من مزيج الطاقة من 80 عام 2009 إلى %1 عام 2035 عام 2009 إلى %1 عام 2035 عام 2009 إلى %1 عام 2035 عام 2009 إلى %1 عام 2035
- الهاجس الأمني المشترك: فقد أدى اعتماد الدول الآسيوية على وارداتها وخصوصا وارداتها الشرق أوسطية إلى تبني سياسات طاقوية تهدف في محصلتها النهائية إلى ضمان أمن إمداداتها، يقابله لدى الدول الأعضاء ضرورة ضمان «طلب مستقر على نفوطها». إن تحقيق التوازن بين طرفي المعادلة يمكن بلوغه من خلال استثمارت مشتركة يضطلع بها الجانبان في مناحي صناعة الطاقة المتعددة ويمكن لهذه الاستثمارات أن تشكل «صمام الأمان» لضمان كل من أمن إمدادات النفط والطلب عليه.

وستعمل هذه العوامل مجتمعة على تعزيز تجارة البترول مع الدول الأسيوية (عدا الصين والهند) لا سيما وأن التوقعات الطويلة المدى تشير إلى أن إجمالي استهلاك الدول الآسيوية (عدا الصين والهند) من النفط سيصل إلى 13.5 مليون برميل في اليوم في نهاية عام 2035 أي ما يعادل 13.6% من الاستهلاك العالمي، واستهلاكها من الغاز الطبيعي إلى 594 مليار متر مكعب عام 2035 أي ما يشكل 12.5% من الإجمالي العالمي.

وعليه فإن تجارة البترول بشكل عام سوف تعمل على إرساء علاقات استراتيجية بين الدول الآسيوية والدول الأعضاء على الصعيد الاقتصادي والسياسي نظرا «للتشابك الوثيق» في المصالح .

المراجسع:

أولا: المراجع العربية

- منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، تقرير الأمين العام السنوى التاسع والعشرون، أعداد مختلفة
 - منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، التقرير الاحصائي السنوي، أعداد مختلفة.
- منظمة أوابك، الادارة الاقتصادية، دراسة تطور أسواق الطاقة في آسيا وانعكاساتها على تجارة نفط الدول الأعضاء.
- منظمة أوابك، الإدارة الاقتصادية، «استهلاك الطاقة في الدول العربية:الحاضر والمستقبل» ورقة مقدمة لمؤتمر الطاقة العربي التاسع ، قطر،مايو 2010.

ثانيا: المراجع الأجنبية

- Pacific Energy Research Center, APEC, Energy Demand and Supply Outlook, 4th Edition, 2009.
- BLACKWELL, World Oil Trade, September 2011.
- BP, Statistical Review of World Energy June 2011.
- Eni, World Oil and Gas Review 2011.
- International Energy Agency, World Energy Outlook 2011.
- International Monetary fund, World Economic Outlook, September 2011.
- OAPEC, Energy Data for International Groups, Based on BP Statistical Review of World Energy, April 2012
- OPEC, World Oil Outlook,2011.



تقرير الأمين العام الســنوي





ملحق الجداول الإحصائية

النمو الاقتصادي في الدول الأسيوية للفترة 1993-2010، وتوقعات للفترة 2011-2011 %

4.9	3.9	5.1	1.7	3.4	2.7	8.6	8.1	9.5	2.3	3.3	1.3	7.2	5.0	4.3	5.0	4.0	7.5	4.0	5.0	4.9	5.0	7.0	2016
4.0	4.0	3.6	1.1	1.8	1.9	8.0	7.5	9.0	3.8	3.3	2.3	6.1	3.8	4.3	5.1	4.4	6.3	4.3	4.9	5.0	4.8	6.3	2012
4.0	4.5	4.0	1.6	1.5	1.6	8.2	7.8	9.5	2.0	1.8	(0.5)	6.3	2.6	6.0	5.2	3.9	5.8	5.3	4.7	5.0	3.5	6.4	2011
5.1	6.1	4.4	1.8	3.0	3.1	9.5	10.1	10.3	1.7	2.7	4.0	6.4	3.8	7.0	7.2	6.2	6.8	14.5	7.6	10.9	7.8	6.1	2010
(0.7)	(1.7)	2.6	(4.3)	(3.5)	(3.7)	7.2	6.8	9.2	(2.0)	1.4	(6.3)	5.9	1.7	(2.7)	(1.6)	0.3	5.3	(0.8)	1.1	(1.9)	(2.4)	4.6	2009
2.8	4.3	4.6	0.4	(0.3)	0.1	7.7	6.2	9.6	(0.1)	2.6	(1.2)	6.0	3.7	2.3	4.8	2.3	6.3	1.5	4.2	0.7	2.6	6.0	2008
5.4	5.8	6.7	3.0	1.9	2.8	11.5	10.0	14.2	2.8	4.6	2.4	6.3	6.8	6.4	6.5	5.1	8.5	8.8	6.6	6.0	5.0	6.3	2007
5.3	5.6	6.0	3.2	2.7	3.1	10.3	9.5	12.7	1.0	2.6	2.0	6.5	5.8	7.0	5.8	5.2	8.2	8.7	5.2	5.4	5.1	5.5	2006
4.6	4.6	5.4	1.7	3.1	2.7	9.5	9.0	11.3	3.3	3.1	1.9	6.3	9.0	7.1	5.3	4.0	8.4	7.4	4.8	4.7	4.6	5.7	2005
4.9	6.0	5.9	2.2	3.5	3.1	8.5	7.6	10.1	4.5	3.8	2.7	6.1	7.5	8.5	6.8	4.6	7.8	9.2	6.7	6.2	6.3	5.0	2004
3.6	2.1	7.3	0.7	2.5	1.9	8.1	6.9	10.0	4.2	3.3	1.4	5.8	4.7	3.0	5.8	2.8	7.3	4.6	5.0	3.7	7.1	4.8	2003
3.3	2.7	3.3	2.1	3.4	2.8	7.1	5.8	9.8	3.8	4.0	0.8	5.0	3.6	3.0	5.8	6.1	7.5	6.1	3.6	5.0	3.6	3.4	متوسط الفترة 2002-1993
العائم	أمريكا اللاتينية والكاريبي	الشرق الأوسط وشمال أفريقيا	منطقة اليورو	الولايات المتحدة	الاقتصادات المتقدمة منها	الدول الآسيوية النامية	الهند	الصين	نيوزيلاندا	أستراليا	اليابان	ىنغلادىش	باكستان	هونج کونج	ماليزيا	كوريا	فيتنام	سنغافورة	الفلبين	تايوان	تايلاند	اندونيسيا	

المصدر: صندوق النقد الدولي، تقرير آفاق الاقتصاد العالمي، سبتمبر 2011.

() تعني سالب

(2)الجدول (2)تطور إستهلاك النفط (2)الدول الأسيوية، (2010-1990)

	اندونيسيا	ם אַליגר	تايوان	القلبين	سنغافورة	فيتام	کوریا	ماليزيا	هونج كونج	باكستان	بنغلاديش	اليابان	أسترائيا	نيوزيلاندا	دول آسيوية أخرى	الصين	الهند	إجمائي الدول الأسيوية	الاجمائي بإسثناء الصين والهند	إجمالي العالم	حصة دول آسيا عدا الصين والهند من العالم
1990	644	422	276	233	444	09	1042	569	130	102	39	5234	889	102	296	2320	1213	13814	10281	66503	15.5
1995	922	736	750	342	604	66	2020	395	199	121	59	5725	778	121	383	3394	1581	18229	13254	19869	19.0
2000	1143	835	882	347	645	171	2252	460	201	131	65	5530	831	131	484	4766	2261	21135	14108	76605	18.4
2005	1295	1096	1049	315	817	258	2308	523	285	152	94	5334	886	152	428	6944	2567	24503	14992	84126	17.8
2006	1240	1097	1039	285	865	254	2317	512	305	155	93	5203	918	155	468	7437	2571	24914	14906	84958	17.5
2007	1270	1088	1093	300	941	283	2389	542	324	155	93	5029	925	155	514	7817	2835	25753	15101	86428	17.5
2008	1264	1090	066	265	066	300	2287	544	293	156	86	4836	936	156	505	7937	3068	25715	14710	82999	17.1
2009	1289	1121	983	281	1067	304	2326	538	280	147	100	4391	931	147	549	8201	3211	25866	14454	84714	17.1
2010	1304	1128	1026	282	1185	338	2384	256	324	147	101	4451	941	147	547	9057	3319	27237	14861	87382	17.0
معدل النمو للضترة 2010–2010	3.6	5.0	2.9	1.0	5.0	6.0	4.2	3.7	4.7	1.8	4.9	0.8-	1.6	1.8	3.1	7.0	5.2	3.5	1.9	1.4	

OAPEC. Energy Data for International Groups. Based on BP Statistical Review of World Energy. April 2012

الجدول (3) استهلاك الفرد من النفط في بعض الدول الأسيوية مقارنة بالمجموعات الاخرى عام 2010

ما يمثل الاستهلاك قياساً لاستهلاك الفرد الأمريكي (%)	برميل/ سنة	
11	2.6	الصين
4	1	الهند
9	2.1	اندونيسيا
4	0.9	باكستان
0.9	0.2	بنغلاديش
55.5	12.6	اليابان
77.5	17.6	تايوان
5	1.2	الفلبين
24	5.5	تايلند
6.2	1.4	فيتنام
56.8	12.9	نيوزيلندا
31	7	ماليزيا
83	18.9	هونغ كونغ
78	17.6	تايوان
56	12.6	اليابان
74	16.8	كوريا الجنوبية
70	15.9	أسترائيا
12	2.7	المعدل العام للدول الآسيوية
38	8.6	الدول الاوروربية
27	6.1	روسيا و آسيا الوسطى
57	13	الشرق الاوسط
6	1.3	أفريقيا
23	5.3	أمريكا اللاتيينة
	22.8	أمريكا الشمالية منها :
	22.7	الولايات المتحدة

المصدر: شركة إيني الايطالية، التقرير الاحصائي السنوي، الاصدار العاشر، 2011

الجدول (4) تطور إنتاج النفط في الدول الأسيوية، 2010–2010 ألف برميل في اليوم

06	اندونيسيا	تايلاند <u>5</u>	بروناي	فيتنام	مائيزيا	أسترائيا	دول آسيوية أخرى	الصين 4772	الهند 715	إجمالي الدول الأسيوية 6726	الاجمالي بإستناء الصين والهند 5237	إجمائي العالم 65460	حصة الدول الآسيوية باستثناء الصين والهند من العالم 4.9
1990	_												
1995	1578	92	175	155	775	583	230	2989	774	7351	3588	68141	5.3
2000	1456	176	193	328	735	809	200	3252	726	7875	3897	74893	5.2
2005	1090	265	206	398	759	580	286	3637	738	7959	3584	81485	4.4
2006	966	286	221	367	747	551	305	3705	762	7940	3473	81729	4.2
2002	972	305	194	337	763	555	320	3737	692	7952	3446	81544	4.2
2008	1003	321	175	317	892	555	340	3809	892	8056	3479	82015	4.2
2009	066	331	168	345	739	520	329	3800	754	9262	3422	80278	4.3
2010	986	334	172	370	716	562	312	4071	826	8349	3452	82095	4.2
معدل النمو للفترة 2010–2010	2.2-	8.8	9.0	10	9.0	0.7-	3.9	1.9	0.7	1.1	0.3	1.1	

OAPEC. Energy Data for International Groups. Based on BP Statistical Review of World Energy. April 2012

الجدول (5) تطور إستهلاك الغاز الطبيعي في الدول الآسيوية، 1990–2010 ألف برميل مكافئ نفط / يوم

حصة الدول الأسيوية بإستثناء الصين والهند	6.5	8.2	10.0	11.3	11.7	11.8	11.9	12.3	12.5	
إجمائي العائم	35534	38696	43702	50430	51522	53444	54852	53447	57397	2.4
الاجمالي بإسثناء الصين والهند	2300.3	3183.3	4364	5720.6	6011.7	6308.7	6532.2	6567.9	7168	5.8
إجمالي الدول الأسيوية	2793.6	3843.5	5283.2	7210.4	7700.1	8307.6	8748.4	9107.2	10257.9	6.7
الهند	217.7	339.5	476.3	644.6	673.7	724.3	746.9	921.3	1119.1	8.5
الصين	275.6	320.7	442.9	845.2	1014.7	1274.6	1469.3	1618	1970.8	10.3
دول آسيوية أخرى	45.1	61.2	70.3	94.2	99.1	107.6	102.9	93.1	96.5	3.9
نيوزيلاندا	77.8	76.8	101.5	64.8	66.5	73.2	69.1	71.3	74.3	0.2-
أستراليا	305.4	352.7	371.2	397.3	457.5	499.1	520.9	555.7	549.1	3
اليابان	868.9	1046.7	1306.6	1419.8	1513.5	1630.9	1694.3	1580.5	1708.1	3.4
بنفلاديش	86	133.4	180.4	262.2	276.9	294.1	323.5	356.9	361.5	7.4
باكستان	221	282	388.6	641.6	652.8	665.1	677.8	694.2	713	6
هونج کونج	0	0	54.2	48.4	53.1	49.6	57.4	55.7	69.2	2.5
ماليزيا	179.1	241.6	436.3	568.1	609.8	603.8	610	608.3	645.7	6.6
كوريا	54.6	166.5	342	548.6	578.4	626.5	644.7	612.9	775.4	14.2
فيتنام	0	2.6	28.9	116.4	126.5	128	135.5	144.8	169	32.1
سنغافورة	0	27.1	27.1	123.6	127.5	155.8	148.9	145.7	151.9	12.1
الفلبين	0	0	0	59.3	47.8	57	59.6	59.6	56.1	1.1-
تايوان	38.7	78.9	122.7	187	200.6	212.8	210.2	205.1	254.9	9.9
تايلاند	117.9	205.3	396.7	588.3	601.9	639.1	675.5	708.7	815.2	10.2
اندونيسيا	305.8	508.5	537.5	601	599.8	566.1	601.9	675.4	728.1	4.4
	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	معدل النمو للفترة 2010–1990

المصدر: •OAPEC، Energy Data for International Groups، Based on BP Statistical Review of World Energy، April 2012

الجدول (6) تطور إنتاج الغاز الطبيعي يَّ الدول الأسيوية، 2010–2010 ألف برميل مكافئ نفط / يوم

	ائدونيسيا	נוטעניג	بروناي	فيتام	ماليزيا	أستراليا	بنغلاديش	باكستان	دول آسيوية أخرى	الصين	الهند	إجمالي الدول الآسيوية	الاجمالي بإستناء الصين والهند	إجمالي العالم	حصة الدول الآسيوية من العالم	حصة الدول الأسيوية بإستثناء الصين والهند
1990	793.1	117.9	161.3	0	322.2	374.6	98	221	140.2	276.5	217.7	2710.5	2216.3	35951	7.5	6.2
1995	1097.4	205.3	212.6	2.6	522	537.9	133.4	282	137.1	324.4	339.5	3794.2	3130.3	38369	6.6	8.2
2000	1178.4	347.5	204.2	28.9	818	563.3	180.4	388.6	162.1	491.6	476.3	4839.3	3871.4	43752	11.1	8.8
2005	1286.9	428.2	217.1	116.4	1104	672.4	262.2	641.6	200.7	891.4	535.4	6356.3	4929.5	50362	12.6	8.6
2006	1269.7	439.6	227.2	126.5	1144.1	727	276.9	652.8	256.6	1058.3	529.3	8029	5120.4	52222	12.8	8.6
2007	1222.3	469.8	221.5	128	1167.4	756.4	294.1	665.1	305.2	1251.4	543.9	7025.1	5229.8	53500	13.1	8.6
2008	1259.2	520.4	219.7	135.5	1169.2	751.1	323.5	8.779	320.8	1451.3	551.9	7380.4	5377.2	55503	13.3	6.7
2009	1300.1	558.6	206.3	144.8	1158.3	9.598	356.9	694.2	324.3	1541.1	708.8	7859	5609.1	53929	14.6	10.4
2010	1482.3	622.9	220.1	169	1201.3	910.1	361.5	713	313.2	1748.8	919.6	8694.8	6026.4	57854	15.0	10.4
معدل النمو للفترة 2010-2010	3.2	6	1.6	32	6.8	4.5	7.4	9	4.1	6.7	7.5	9	5.1	2.4	3.5	2.6

OAPEC. Energy Data for International Groups. Based on BP Statistical Review of World Energy. April 2012: المصدر

الجدول(7 – أ) اتجاهات صادرات الدول العربية من النفط الخام في عام 2010 (ألف برميل في اليوم)

الدول الاعضاء/ إجمالي واردات (%)	/0.4	/1./	0.0	0.0	10.3	33.8	18.2	51.4		
إجمالي واردات كل دولة اسيوية	3/23.9	2368.3	953.9	987.1	4/8.6	8033.2	5/4./	860/.9		
t							1			
إجمالي الدول الأعضاء	2623.1	1697.3	0.0	0.0	77.8	4320.4	104.4	4424.8	15703.3	28.2
مصر	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	202.0	0.0
£	0.0	0.0	0.0	0.0	9.9	0.0	9.9	9.9	1205.4	0.8
الكويت	263.9	303.4				567.3	4.4	571.7	1420.5	40.2
قطر	412.2	175.4				587.6	9.2	596.8	907.4	65.8
العراق	119.5	168.8	0.0	0.0	0.7	288.3	0.0	288.3	2024.1	14.2
سوريا	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	173.4	0.0
السعودية	1062.8	754.1			4.5	1816.9	7.4	1824.3	6902.2	26.4
الجزائر	10.8	8.5	0.0	0.0	4.3	19.3	4.3	23.6	829.8	2.8
البحرين	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
الإمارات	753.9	287.1	0.0	0.0	58.4	1041.0	69.2	1110.2	2038.5	54.5
	اليابان	كوريا	سنغافورة	تايوان	أستراثيا	الدول الأسيوية	منطقة المحيط الهادي	مجموع آسيا/ الهادي	الإجمالي	حصة آسيا/ الهادي من العالم

	الإمارات	البحرين	الجزائر	السعودية	سوريا	العراق	<u>ब</u> यू	الكويت	أيبيا	å	إجمالي الدول الأعضاء	إجمائي واردات كل دولة آسيوية	الدول الاعضاء/ إجمالي واردات (%)
اليابان	100.8	0.0	2.7	75.7		0.0	111.6	9.69	0.0	3.3	363.7	855.3	42.5
کوریا	100.7	0.0	1.1	90.2		0.0	43.6	63.1	2.5	14.9	316.1	628.1	50.3
سنخافورة	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2354.7	0.0
تايوان	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	294.6	0.0
أسترائيا	1.8	0.0	0.0	0.0		0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	5.2	296.4	1.8
الدول الأسيوية	201.5	0.0	3.8	165.9	0.0	0.0	155.2	132.7	2.5	18.2	8.629	4132.7	16.4
منطقة المحيط الهادي	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	5.2	574.7	6.0
مجموع آسيا/ الهادي	203.3	0.0	3.8	165.9	0.0	0.0	158.6	132.7	2.5	18.2	685.0	4707.4	14.6
الإجمالي	326.2	183.9	350.2	1307.4	34.8	0.0	280.4	585.0	121.9	107.0	3296.8		
مجموع آسياً الإجمالي حصة آسياً الهادي من العالم	62.3	0.0	1.1	12.7	0.0	0.0	56.6	22.7	2.1	17.0	20.8		

المصدر: September2011 المصدر: World Oil Trade

الجدول (7 – ج) اتجاهات صادرات الدول العربية من النفط الخام و المنتجات في عام 2010 (ألف برميل في اليوم)

		26.9	5.9	0.9	35.1	63.6	14.2	0.0	24.2	2.3	0.0	55.5	حصة آسيا/ الهادي من العالم
		19000.1	309.0	1327.3	2005.5	1187.8	2024.1	208.2	8209.6	1180.0	183.9	2364.7	الإجمالي
40.3	12690.8	5109.8	18.2	12.4	704.4	755.4	288.3	0.0	1990.2	27.4	0.0	1313.5	مجموع آسيا/ اڻهادي
20.9	524.9	109.6	0.0	9.9	4.4	12.6	0.0	0.0	7.4	4.3	0.0	71.0	منطقة المحيط الهادي
41.1	12165.9	5000.2	18.2	2.5	700.0	742.8	288.3	0.0	1982.8	23.1	0.0	1242.5	الدول الآسيوية
10.7	775.0	83.0	0.0	9.9	0.0	3.4	0.7	0.0	4.5	4.3	0.0	60.2	أسترائيا
0.0	1281.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	تايوان
0.0	3308.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	سنغافورة
67.2	2996.4	2013.4	14.9	2.5	366.5	219.0	168.8	0.0	844.3	9.6	0.0	387.8	كوريا
65.2	4579.2	2986.8	3.3	0.0	333.5	523.8	119.5	0.0	1138.5	13.5	0.0	854.7	اليابان
المول الاعضاء/ إجمالي واردات (%)	إجمائي واردات كل دولة آسيوية	إجمائي الدول الأعضاء	מסע		الكويت	قطر	العراق	سوريا	السعودية	الجزائر	البحرين	الإمارات	

المصدر: World Oil Trade، September 2011

الجدول (8) موازنة إنتاج النفط واستهلاكه في بعض الدول الاسيوية، 2010–2010 ألف برميل في اليوم

	اندونيسيا	זובאליני	فيتنام	ماليزيا	أستراليا	الصين	الهند	إجمالي الدول الأسيوية	الاجمالي بإستناء الصين والهند
1990	895	(360)	(5)	365	(37)	2086	(1605)	5513	(10577)
1995	959	(644)	56	380	(195)	2211	(2620)	5770	(14641)
2000	313	(629)	157	275	(22)	2421	(4040)	5614	(17238)
2002	(202)	(831)	140	236	(306)	2751	(6206)	5392	(20919)
2006	(244)	(811)	113	235	(367)	2787	(6675)	5369	(21441)
2007	(298)	(783)	54	221	(370)	2812	(7048)	5117	(22307)
2008	(261)	(269)	17	224	(381)	2873	(7169)	4988	(22236)
2009	(299)	(260)	41	201	(411)	2869	(7447)	4765	(23785) (22444) (22236) (22307) (21441) (20919) (17238) (14641)
2010	(318)	(794)	32	160	(379)	3130	(8231)	5030	(23785)

OAPEC. Energy Data for International Groups. Based on BP Statistical Review of World Energy. April 2012 : المصدر

الجدول (ح) موازنة إنتاج الفاز الطبيعي مع استهلاكه في الدول الأسيوية، 1990–2010 ألف برميل مكافئ نفط / يوم

الاجمالي بإسثناء الصين والهند	(84.00)	(53.00)	(492.60)	(791.10)	(891.30)	(1078.90)	(1155.00)	(958.80)	(1141.60)
إجمالي الدول الآسيوية	(83.10)	(49.30)	(443.90)	(854.10)	(992.10)	(1282.50)	(1368.00)	(1248.20)	(1563.10)
الهند	0.00	0.00	0.00	(109.20)	(144.40)	(180.40)	(195.00)	(212.50)	(199.50)
الصين	0.90	3.70	48.70	46.20	43.60	(23.20)	(18.00)	(76.90)	(222.00)
باکستان	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
بنغلاديش	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
أستراليا	69.20	185.20	192.10	275.10	269.50	257.30	230.20	309.90	361.00
ماليزيا	143.10	280.40	381.70	535.90	534.30	563.60	559.20	550.00	555.60
فيتنام	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
تايلاند	0.00	0.00	(49.20)	(160.10)	(162.30)	(169.30)	(155.10)	(150.10)	(159.30)
اندونيسيا	487.30	588.90	640.90	685.90	669.90	656.20	657.30	624.70	754.20
	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010

المصدر: OAPEC، Energy Data for International Groups، Based on BP Statistical Review of World Energy، April 2012

1000الجدول (10) عدد السكان $\frac{1}{2}$ الدول الآسيوية لعام 2008، وتوقعات للفترة 2035-2035 مليون نسمة

معدل النمو للفترة 2035-2008	2035	2030	2025	2020	2015	2008	
(0.1)	196	199	201	202	203	201	بلدان آسيا الصناعية الأعضاء في OECD منها
5.0	116	119	122	124	126	128	اليابان
0.0	48	49	49	49	49	48	كوريا
8.0	32	31	30	28	27	25	أستراليا و نيوزيلاندا
8.0	4,400	4,300	4.175	4,021	3,840	3,565	البلدان الأسيوية غير الأعضاء في OECD
0.3	1450	1451	1441	1419	1385	1328	الصين
1.0	1528	1485	1431	1376	1294	1181	الهند
1.1	1422	1365	1302	1234	1162	1055	بلدان أخرى
6.0	8452	8207	7927	6092	7257	6731	العالم
	52	52	53	53	53	53	حصة البلدان الأسيوية غير الأعضاء في OECD من العالم

المصدر : إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، تقرير آفاق الطاقة العالمية، 2011.



منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)







تطور المصادر الهيدروكربونية في الدول العربية (2من2)



تهدف هذه الدراسة إلى تسليط الضوء على الواقع الحالي للمصادر الهيدروكربونية في الدول العربية، مع إعطاء لمحة قاريخية موجزة عن تاريخ تطور هذه المصادر في كل دولة، وتلخص بعض البيانات عن أهم الشركات العاملة في كل منها، كما تعرض احتياطيات النفط والغاز ومعدلات الانتاج، وتشير إلى الحقول الهامة التي تم ويتم التركيز عليها حاليا. قسمت الدراسة إلى جزئين، تضمن الأول الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، بينما تضمن القسم الثاني الدول عير الأعضاء في المنظمة.

ألحقت بالدراسة مجموعة من الجداول تلخص بعض المعلومات عن الدول الأعضاء، ونظراً لأهميتها من الناحية البيرولية، فقد نالت المنطقة العربية حظاً وافراً من الجهود التي بذلتها هيئة المساحة الجيولوجية الأمريكية USGS لتقييم المصادر البترولية غير المكتشفة، وقد ألحقت بالدراسة أيضاً مجموعة من المخططات تبين تقديرات المصادر البترولية غير المكتشفة في بعض الأحواض في الدول العربية.

وهذا هو الجزء الثاني والأخير من هذه الدراسة التي نتمنى أن تكون ذات فائدة لذوي الاختصاص، ولعامة القراء الكرام

دولة قطر

أ- لحة تارىخىة

يعود تاريخ بدء التنقيب عن النفط في قطر إلى عام 1931 عندما أجرت شركة البترول الانجلوفارسية (المعروفة حالياً بشركة (BP)، مسحاً جيولوجياً لشبه الجزيرة القطرية، وقد مُنحت الشركة عام 1935 ترخيصاً للاستمرار في التنقيب عن البترول، وتم لاحقاً تحويل هذا الترخيص إلى اتحاد شركات مكون من: شركة بترول العراق IPC (والتي كانت شركة البترول الانجلوفارسية تمتلك أسهماً فيها)، وشركة تنمية البترول القطرية Qatar Petroleum Development .

بدأ هذا الاتحاد في عام 1938 بحفر البئر الاستكشافي دخان1-، واكتشف حقل دخان النفطي الذي وضع على الإنتاج عام 1939، ثم أتبع ذلك بحفر بئرين آخرين. وعندما بدأت الحرب العالمية الثانية كان الحقل ينتج حوالي 40 ألف ب/ي، ولكن الآبار الثلاثة أغلقت بسبب الحرب ولم توضع على الإنتاج ثانية إلا في أواخر عام 1947 بعد أن وضعت الحرب أوزارها، وصدرت أول شحنة من نفط حقل دخان عام 1949.

كذلك منحت شركة شل Shell Company of Qatar عام 1952 امتيازاً للتنقيب عن البترول في المغمورة حيث اكتشفت النفط عام 1960 في حقل "عد الشرقي" الواقع على بعد 95 كم من السواحل الشمالية للبلاد. كما اكتشفت حقل ميدان محزم في نفس العام على بعد 18 كم شمال شرق حقل عد الشرقي، وتبع ذلك اكتشاف حقل بولحنين النفطي عام 1970. تم ترسيم الحدود بين دولة قطر وإمارة أبو ظبي في عام 1969، وكانت حكومة قطر قد اتفقت مع إمارة أبو ظبي على اقتسام إنتاج حقل البندق الذي يقع في المغمورة على الحدود بين البلدين.

في عام 1973 عقدت دولة قطر اتفاقيات مشاركة مع شركتين أجنبيتين هما: Shell Oil of Qatar لتتولى إدارة حقل دخان الواقع على اليابسة، بينما تدير Company لتتولى إدارة حقل دخان الواقع على اليابسة، بينما تدير Company الشحرية، وكانت حصة الحكومة في كل من المنطقتين 25 %. أما اتفاقيات الاستكشاف الأخرى مع الشركات الأجنبية فتم تحويلها إلى عقود المشاركة في الإنتاج. وتم في شهر شباط/فبراير عام 1974 رفع حصة الحكومة من الشراكة بين شركة قطر للبترول وشركة شل إلى 60 % بموجب اتفاقيات جديدة وقعت بهذا الشأن، وفي شهر كانون الأول/ديسمبر من نفس العام أصبحت كامل الحصص مملوكة للحكومة بعد صدور قرار بتملك كامل الصناعة النفطية في البلاد، أنشئت "المؤسسة القطرية العامة للبترول" بعد صدور قرار يتملك كامل الصناعة النفطية في البلاد، أنشئت "المؤسسة البترول القطرية وشل بعقود خدمة للاستمرار في إدارة الحقول. وقد تم تغيير تسمية المؤسسة القطرية العامة للبترول إلى قطر Qatar Petroleum عام 2001.

تعتبر قطر للبترول مسؤولة عن كل عمليات النفط والغاز في البلاد إضافة إلى عمليات النقل والتكرير، وذلك عبر الأذرع المتفرعة عنها وعبر المؤسسات والشركات المشتركة. ومن الشركات المتفرعة عنها لا Weatherford Oil Tools شركة الشاهين لخدمات الطاقة التي وقعت على مذكرة تفاهم مع شركة مشتركة لدعم عمليات الحفر Middle East في شهر كانون الأول/ديسمبر 2006، بهدف تكوين شركة مشتركة لدعم عمليات الحفر دعيت باسم شركة الشاهين لخدمات الآبار، وتم إطلاقها رسمياً في مطلع عام 2008 براس مال بلغ 225 مليون دولار تم الاكتتاب عليه مناصفة بين الشركاء.

¹ فرع من فروع: Weatherford International Limited الأمريكية.

وقد بدأت شركة قطر للبترول بتنويع نشاطها بدءاً من عام 2004، عندما أنشأت شركة مشتركة مستركة مستركة اليابان للحفر Japan Drilling Company، دعيت شركة الخليج الدولية للحفر 2005 مع شركة اليابان للحفر Drilling International. خططت هذه الشركة لاستثمار 475 مليون دولار ما بين عامي 2005 وذلك عبر شراء أربع حفارات بحرية، وحفارتين بريتين. حصلت الشركة في شهر أيار/مايو من عام 2005 على قرض بقيمة 130 مليون دولار من هيئة مكونة من عدة بنوك محلية ودولية وذلك لتمويل شراء أولى حفاراتها.

أعلنت قطر للبترول عام 2005 عن إنشاء شركة قطر العالمية للبترول والتي بدأت أعمالها في شهر آذار/مارس 2006، والتي تهتم بأعمال واستثمارات قطر للبترول في الخارج. وقد وافقت الحكومة القطرية على زيادة رأس مال شركة قطر للبترول من 20 مليار ريال قطري إلى 50 مليار ريال قطري أ.

ومن ضمن المهام التي تضطلع بها قطر للبترول وباقي المؤسسات القطرية في البلاد، العمل على تطوير مصادر الطاقة البديلة وتبحث في شأن الحد من إصدار غاز ثاني أكسيد الكربون. ومنذ منتصف عام 2008 كونت قطر للبترول شراكة مع العديد من الجهات المؤسساتية والأكاديمية لدراسة إمكانية تخزين ثاني أكسيد الكربون في المكامن الكربوناتية المنتشرة بشكل واسع في الشرق الأوسط، وقد تم رصد 70 مليون دولار للدراسة التي يتوقع أن تمتد لعشر سنوات، وتهدف إلى تطوير تقنية لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون الصادر من محطات توليد الطاقة الكهربائية والمصافي، وتحديد التشكيلات المناسبة لذلك. وفي نهاية و2008 وقعت هيئة قطر للاستثمار QIA اتفاقية شراكة مع شركة بريطانية لتشكيل صندوق قطري بريطاني برأسمال بلغ 270 مليون جنيه إسترليني (حوالي 440 مليون دولار) مخصص لأبحاث وتقنيات الطاقة النظيفة.

ب - الشركات العاملة

• قطر للبترول:

وهي مؤسسة حكومية مسؤولة عن كافة أعمال النفط والغاز في قطر سواء عبر إداراتها المختلفة أو فروعها أو شركائها، كما تشرف مباشرة على عدد من الحقول في المناطق المغمورة وعلى اليابسة، من أهمها: حقل دخان على اليابسة، والذي تبلغ مساحته حوالي 1500 كيلو متر مربع، حيث تنتج منه النفط الخام، والغاز المرافق، والغاز غير المرافق والمتكثفات. ويتميز النفط المنتج من حقل دخان بالجودة العالية (APIo 40.9)، ولا تتجاوز نسبة الكبريت فيه 1.2 %. وشكل إنتاج النفط من هذا الحقل والذي وصل إلى 335 ألف ب/ي عام 2006، حوالي 49 % من مجمل إنتاج قطر.

كما تنتج قطر للبترول النفط الخام، والغاز المرافق والمتكثفات وكميات قليلة من الغاز غير المرافق من حقلي ميدان محزم وبو لحنين الواقعين ضمن المياه الإقليمية القطرية، حيث يبلغ وسطي إنتاج حقل بو لحنين حوالي 59 ألف ب/ي من النفط، بينما تصل الطاقة الإنتاجية لحقل ميدان محزم إلى 36 ألف ب/ي. يتم ضخ معظم النفط من الحقول البحرية إلى جزيرة حالول بهدف التخزين ثم التصدير، حيث يتم تصدير خام عالى الجودة (APIO 34) ويحتوى على نسبة ضئيلة من الكبريت لا تتجاوز 1.4 %.

الريال القطرى يساوى 0.274 دولار حسب سعر الصرف عام 0.271

يتضمن الجدول 8-1 بعض الشركات التي تنجز عبرها شركة قطر للبترول أعمالها: الجدول 8 - 1: بعض الشركات التي تنجز قطر للبترول أعمالها عبرها

QATARGAS	قطر غاز Qatar Liquefied Gas Company (Qatargas)
RasGas	راس غاز Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company (RasGas)
صناعات قطر المات	صناعات قطر Industries of Qatar
فافک و QAFCO شرکة قطر لالاسمدة الکیماویة GATAR FERTILISER COMPANY	شركة قطر للأسمدة الكيماوية Qatar Fertilizer Company (Qafco)
OATAR PETROCHEMICAL COMPANY In just about everything	شركة قطر للبتروكيماويات Qatar Petrochemical Company (Qapco)
्राष्ट्र । (१९८२) के किया है। इस के	شركة قطر للإضافات البترولية المحدودة Qatar Fuel Additives Company (Qafac)
	شركة قطر للفينيل المحدودة Qatar Vinyl Company (QVC)
Control (many) of Control	شركة قطر للكيماويات المحدودة Qatar Chemical Company (Q-Chem)
Qatar Nitrogen Company	شركة قطر للنتروجين Qatar Nitrogen Company
شبورد شبع شبورد شبع GULF HELICOTERS	شرکة هلیکوبتر الخلیج Gulf Helicopters Company (GHC)
الخليج العالمية للحفر GULF DRILLING INTERNATIONAL	الخليج العالمية للحفر Gulf Drilling International (GDI)
	شركة الشاهين القابضة Al Shaheen Energy Holding Company

:Total •

حصلت شركة (Elf Aquitaine في حينها) Total عام 1989على اتفاقية استكشاف ومشاركة في الإنتاج لمدة ست سنوات في القاطع (6) بمساحة 2837 كيلومتر مربع من الأراضي المغمورة، إلى الشرق من حقل غاز الشمال وحتى الحدود المائية الإقليمية مع إيران. تقوم الشركة بموجب الاتفاقية بإجراء مسوحات زلزالية ثنائية الأبعاد لحوالي 5600 كم طولي، وحفر خمسة آبار استكشافية. وتسري الاتفاقية لمدة 25 عاماً في حال اكتشاف النفط. وفي عام 1992 دخلت Agip شريكة لتوتال بحصة 45 %. وقد اكتشفت الشركة النفط والغاز في البئر التنقيبي حصبه 1 عام 1991 وكذلك في بئر الخليج 1. ووضع حقل الخليج على الإنتاج عام 1997، حيث بلغ معدل إنتاجه 25 ألف ب/ي خلال عام 1997، بينما وصل معدل إنتاجه في نهاية عام 2006، إلى 42 ألف ب/ي، وخطط لهذا الإنتاج أن يصل إلى 45 ألف ب/ي.

:Maersk Oil Qatar •

وهي مؤسسة حكومية مسؤولة عن كافة أعمال النفط والغاز في قطر سواء عبر إداراتها المختلفة أو فروعها أو شركائها، كما تشرف مباشرة على عدد من الحقول في المناطق المغمورة وعلى اليابسة، وهي فرع من شركة Maersk Oil & Gas الدانمركية، وقد وقعت الشركة عام 1992 على اتفاقية مشاركة بالاستكشاف والإنتاج في القاطع 5 الواقع في المغمورة على أطراف حقل غاز الشمال، تغطي الاتفاقية مساحة 4000 كيلو متر مربع، وتقوم الشركة بموجبها بحفر آبار أفقية وأعمال تقييمية للشواهد النفطية التي ظهرت في فترة سابقة، مثل حقل الشاهين الذي قدر احتياطيه بحوالي 700 مليون برميل، وقامت الشركة بحفر بئرين فيه (الشاهين - 2 والشاهين - 3) حيث أكدت القيمة التجارية للحقل، وتم وضعه على الإنتاج عام 1994 بمعدل 10 آلاف ب/ي، ووصل إنتاجه عام 1998 إلى 240 ألف ب/ي، وإلى 500 ألف ب/ي في عام 2000 رافقها إنتاج 100 مليون قدم 8 من الغاز ، وإلى حوالي 240 ألف ب/ي في عام 2000.

في عام 2004 قامت شركة Maersek Oil Qatar المنبثقة عن شركة Maersek ، بالتوقيع على اتفاقية مشاركة بالإنتاج لامتداد القاطع البحري- 5، وتبلغ مساحة هذا الامتداد 139 كيلو متر مربع، ونصت الاتفاقية على أن تقوم شركة Maersek Oil Qatar بإنفاق 30 مليون دولار تستثمر في أعمال الدراسات الجيولوجية والجيوفيزيائية، إضافة إلى حفر عدة آبار استكشافية في الامتداد المذكور.

وكانت الشركة في نهاية عام 2005، قد أقرت ميزانية خطة لتطوير حقل الشاهين بكلفة تبلغ حوالي 6 مليار دولار، وتطمح الخطة إلى الوصول بإنتاج هذا الحقل إلى حدود 525 ألف ب/ى في عام 2011.

:Qatar Petroleum Development •

شركة تطوير البترول القطري هي عبارة عن ائتلاف مكون من عدة شركات يابانية هي: شركة تطوير البترول القطري هي عبارة عن ائتلاف مكون من عدة شركات يابانية هي: شركة Oil بعصة 37.66 %، ومؤسسة النفط الوطنية اليابانية (United Petroleum Development). وشركة التطوير البترولي المتحدة (Nissho Iwai وقعت هذه الشركة على اتفاقية تطوير ومشاركة بالإنتاج في "القاطع- 1 جنوب شرق"، ويتضمن هذا القاطع حقلين هما التركيب (أ) الذي اكتشف عام 1971، وحقل الكركرة الذي اكتشف عام 1988، بدأت أعمال الحفر في حقل الكركرة في نهاية عام 1997، وتم وضعه على الإنتاج في أوائل عام 2000، حيث بلغ معدل إنتاجه من النفط حوالي 8000 ب/ي ثم تراجع بعد ذلك. في عام 1003 وقعت هذه الشركة اتفاقية مع شركة قطر للبترول لإجراء المزيد من أعمال التطوير على التركيب (أ) وعلى

حقل الكركرة بتكلفة قدرت بحدود 126.5 مليون دولار. وبدأت أعمال التطوير تؤتي ثمارها في مطلع عام 2006 مديث وصل الإنتاج من منطقة التطوير إلى 6000 ب/ي، وقدر لمعدل الإنتاج أن يصل إلى 10 آلاف ب/ي في عام 2007، لكن إنتاجه لم يزد عن 5000 ب/ي، ووضعت خطط لرفع معدل إنتاجه لاحقاً إلى 10 آلاف ب/ي.

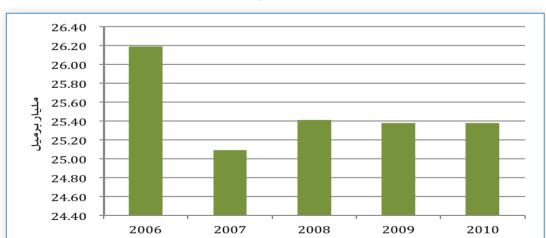
:Wintershall/BP/Anadarko

وقع ائتلاف بقيادة شركة Wintershall الألمانية في عام 1973 على اتفاقية استكشاف ومشاركة في الإنتاج، تغطي الاتفاقية مساحة 6000 كيلو متر مربع من المنطقة المغمورة في الشمال الشرقي من البلاد وبالقرب من الساحل وتدعى المنطقة حالياً باسم القاطع- 12، وقد اكتشفت الشركة الغاز عام 1980 عبر بئر "قطر بحري -D1A" الذي أكد امتداد حقل الشمال باتجاه الجنوب، وفي عام 1994 توليت إدارة الترخيص شركة (Arco) الني باتت حالياً جزءاً من (BP) بحصة 27.5 ويشاركها كل من: British Gas International بحصة 25%، وشركة Gulfstream Resources بحصة 5%، وانخفضت حصة شركة Wintershall بحصة 5%، وانخفضت حصة شركة الريان، الذي تم تطويره إلى 15%. وقد اكتشفت شركة Arco النفط في أواخر عام 1994 في حقل الريان، الذي تم تطويره ووضعه على الإنتاج عام 1996 بمعدل 20 ألف ب/ي، بينما وصل إنتاجه عام 2005 إلى 25 ألف ب/ي.

كما حصل الائتلاف عام 1997 على ترخيص استكشاف ومشاركة في الإنتاج في القاطع- 11 شمال شرقي البلاد والذي يغطي مساحة 4371 كيلو متر مربع، يتم بموجبه إجراء دراسات جيولوجية ومسوحات زلزالية وإعادة معالجة مسوحات سابقة، وحفر أربعة آبار على الأقل خلال فترة الاستكشاف الأولى على مدى أربع سنوات.

احتياطي النفط

تقدر إحصائيات OPEC أن احتياطي النفط في قطر بلغ 25.38 مليار برميل في نهاية عام 2010، ولم تسجل اكتشافات جديدة للنفط أو الغاز في قطر بين عامي 2006 - 2010. ويبين الشكل 8-1 عدم وجود تغيرات كبيرة في تقديرات الاحتياطي خلال تلك الفترة.



2010-2006 الشكل 8-1: تغير تقديرات احتياطي النفط في قطر، 2006-2010

ويلاحظ من الجدول $\frac{8-2}{2}$ أن عدد الحفارات العاملة في قطر أن كان منخفضاً نسبياً بين عامي 2006 و2010.

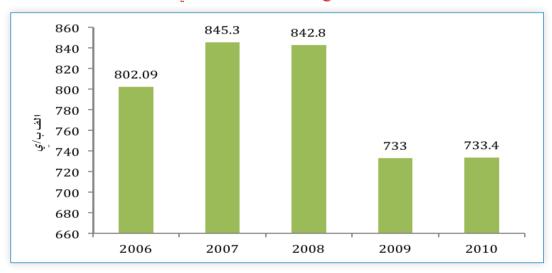
الجدول 8 - 2: عدد الحفارات العاملة في قطر، 2006 - 2010

2010	2009	2008	2007	2006	
2	6	2	6	4	عدد الحفارات

إنتاج النفط

تراجع معدل إنتاج النفط في عام 2009 إلى 733 ألف /ي بعد أن وصل عام 2007 إلى أكثر من 845 ألف /ي، ثم شهد ارتفاعاً بسيطاً حب تقديرات عام 2010 التي أوصلته إلى 733.4 ألف /ي، أما الطاقة الإجمالية للإنتاج من الحقول البرية والبحرية فبلغت أكثر من 840 ألف /ي، منها 257 ألف /ي من حقل دخان البري، و300 ألف /ى من حقل الشاهين 8 .

الشكل 8 - 2: معدل إنتاج النفط في قطر بين عامى 2006 و2010



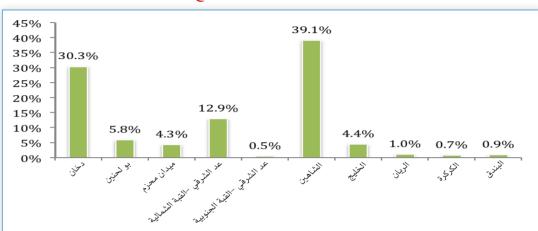
وقد ارتفع عدد الآبار المنتجة في البلاد 4 بين عامي 2006 و 2010 كما هو مبين في المجدول 4 - 6 ، وإن كان هذا الارتفاع محدوداً بين عامي 2008 و 2010 إذ لم يزد عن 11 بئراً.

الجدول 8 - 3: تغير عدد الآبار المنتجة في قطر، 2006 - 2010

2010	2009	2008	2007	2006	
527	513	516	413	332	عدد الآبار المنتجة

- 1 OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2010/2011 Edition.
- 2 OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2010/2011 Edition.
 - 3 الورقة القطرية لدولة قطر، مؤتمر الطاقة العربي التاسع، قطر، 2010.
- 4 OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2010/2011 Edition.

ويأتي معظم الإنتاج من حقل الشاهين، يليه حقل دخان ثم القبة الشمالية من حقل عد الشرقي الشكل 8-8).



الشكل 8 - 3: نسب مساهمة حقول قطر في إنتاج النفط (بيانات 2008)

يبين الجدول 8 – 4 عدد الآبار التي تم إكمالها في قطر بين عامي 2005 و2009، حيث يبدو واضحاً أن عدد آبار الغاز تزايد أكثر من عدد آبار النفط²، كما ارتفع العمق الوسطي للآبار التي تم حفرها مع تراجع عدد الآبار الجافة واختفائها نهائياً عامى 2008 و2009.

2009	، 2005 –	الوسطي لها	كمالها والعمق	ار التي تم إه	الجدول 8 - 4: انواع الأب
009	2008	2007	2006	2005	

2009	2008	2007	2006	2005	
73	91	88	85	62	الآبار التي تم إكمالها
8	24	20	17	12	نفط
65	99	66	44	31	غاز
0	0	1	5	4	جافة
0	0	2	19	15	أخرى
10,039	9,420	9,450	9,480	9,479	العمق الوسطي/قدم
3060	2871	2880	2890	2889	العمق الوسطي/متر

احتياطي الغاز

ارتفعت تقديرات احتياطي الغاز الطبيعي ما بين عامي 2000 و 2006 بشكل كبير من 14.4 تريليون متر مكعب عام 2000 وذلك بعد إعادة تقييم احتياطي متر مكعب عام 2000 وذلك بعد إعادة تقييم احتياطي حقل الشمال. استقرت التقديرات عام 2007 ثم بدأت بالتراجع في بدءاً من عام 2008 حتى وصلت إلى 25.201 تريليون متر مكعب عام 2010 (الشكل 8-4).

متضمنة إنتاج حقل البندق المشترك مع الإمارات العربية المتحدة.

² OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2009.

³ OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2010/2011 Edition.

تركي الحمش



الشكل 8 - 4: تطور احتياطي الغاز في قطر، 2006 - 2010

تأتي دولة قطر في المرتبة الثالثة في العالم بالنسبة لاحتياطي الغاز الطبيعي بعد روسيا وإيران، ويتركز معظم الاحتياطي من الغاز الطبيعي الحرفي حقل الشمال الذي يغطي مساحة 6000 كيلو متر مربع، ويقع شمال شرق البلاد في مياه ضحلة نسبياً. أما احتياطي البلاد من الغاز المرافق فيقدر بحوالي 269 مليار متر مكعب، منها 142 مليار متر مكعب في حقل دخان.

إنتاج الغاز الطبيعي

يبين الجدول 8 – 5 معدل إنتاج الغاز الطبيعي في قطر أ، والذي زاد عن 109 مليار متر مكعب عام 2010، وكانت القفزة الأولى الواضحة في إنتاج عام 2009 والتي نتجت عن السير قدماً في المرحلة الثانية من مشروع غاز الخليج – 2. تنفذ هذا المشروع كل من قطر للبترول، و ExxonMobi .

قطر، 2006 – 2010	لطبيعي يے ا	- 5: تطور إنتاج الغاز ا	الجدول 8 -
------------------	-------------	-------------------------	------------

2010	2009	2008	2007	2006	مليون متر مكعب
109,335	102,800	90,887	77,200	64,200	إجمالي الإنتاج
96,335	89,300	76,981	63,200	50,700	المسوق
2,800	3,966	3,597	4,200	4,100	المحروق على الشعلة
5,600	3,886	4,758	3,500	3,400	المعاد حقنه
5,470	5,648	5,551	6,300	6,000	التقلص

تعتبر دولة قطر المصدر الأول للغاز الطبيعي المسال في العالم، وتعمل شركة قطر غاز وشركة رأس لفان على مشاريع تهدف إلى رفع طاقة إنتاج الغاز الطبيعي المسال لتصل إلى 77 مليون طن سنوياً. كما تقوم قطر بتصدير الغاز عبر الأنابيب إلى دولة الإمارات العربية المتحدة من خلال مشروع دولفين، بمعدل 2 مليار قدم 5 ي (حوالي 5 6.6 مليون م 5 2).

¹ OPEC, Annual Statistical Bulletin, 2010/2011 Edition.

² الورقة القطرية لدولة قطر، مؤتمر الطاقة العربي التاسع، قطر، 2010.

دولة الكويت

أ - لمحة تاريخية

حصلت شركة البترول البريطانية (BP) وشركة Gulf Oil الأمريكية عام 1934على امتياز للتنقيب عن البترول في كافة أراضي دولة الكويت ومياهها الإقليمية بنسبة 50 % لكل منهما، تحت اسم "شركة نفط الكويت (KOC)". وقد بدأ النشاط الاستكشافي الفعلي عام 1935 بمسوحات جيولوجية وتم حفر أول بئر استكشافي في منطقة بحره شمال الكويت عام 1936، وأجريت أول مسوحات زلزالية عام 1937 في منطقة برقان جنوب البلاد، كما أجريت مسوحات جذبية Gravity لكافة أنحاء الكويت.

بدأ الحفر في منطقة برقان عام 1937، وتم اكتشاف النفط فيها بكميات تجارية عام 1938 في حقل برقان، وبقيت أنشطة الاستكشاف والحفر مستمرة حتى عام 1942 حيث توقفت بسبب الحرب العالمية الثانية إلى عام 1945. وقد اكتشفت الشركة النفط بين عامي 1951 – 1952 في كل من منطقتي المقوع والأحمدي وهما امتداد لحقل برقان الكبير. وبعد سلسلة من عمليات المسح الزلزالي في شمال وغرب وجنوب الكويت في الخمسينات، تمكنت الشركة من اكتشاف عدد من الحقول أهمها: الروضتين في عام 1956، وبحرة عام 1956 وأم قدير غربي الكويت عام 1962.

أما الشركة الثانية التي حصلت على ترخيص التنقيب في الكويت، فكانت شركة Aminoil الأمريكية 1، التي بدأت العمل على الجزء الواقع على اليابسة من المنطقة المقسومة بين الكويت والسعودية في عام 1948، وبدأت الشركة عمليات الحفر في منطقة الترخيص في عام 1949، وقد اكتشفت حقل الوفرة في عام 1953. كما اكتشفت حقل جنوب أم قدير في عام 1966، وقد تم تأميم هذه الشركة في عام 1977، واتفقت شركة نفط الكويت مع شركة Getty Oil الأمريكية على إدارة حقل الوفرة، وفي عام 1984 أصبحت شركة Getty Oil جزءاً من شركة Chevron .

ي عام 1958 حصلت شركة AOC اليابانية على امتياز للتنقيب عن النفط في الجزء الواقع في المغمورة من المنطقة المقسومة، وقد ساهمت كل من الكويت والسعودية في الشركة بحصة بلغت 10.9 لكل منهما. اكتشفت هذه الشركة حقل الخفجي في عام 1960، وحقل الحوت في عام 1965، وحقل الدرة في عام 1967.

انتهت مدة عقد الشركة مع السعودية في عام 2000، ولم يتم تجديد هذا العقد، بل تولت شركة أرامكو لعمليات الخليج إدارة حصة السعودية في المنطقة المقسومة.

كما انتهت مدة عقد الشركة مع الكويت بعد ثلاث سنوات من انتهاء مدة العقد مع السعودية، وتم في 10 شباط/ فبراير عام 2002، تأسيس الشركة الكويتية لنفط الخليج للعمل على إدارة حصة الكويت من الشروات الطبيعية في المنطقة المقسومة. أما شركة AOC، فقد اندمجت مع شركة بلنطقة المقسومة تحت ظل عقود الخدمة. وقدر حجم الإنفاق على المشاريع الرأسمالية التي يتم تنفيذها مناصفة بين الشركة الكويتية لنفط الخليج، وشركة أرامكو لأعمال الخليج، في الخطة الخمسية 2004 منحو 226 مليون دولار لتسعة وثلاثين مشروعاً مشتركاً.

¹ American Independent Oil Company.

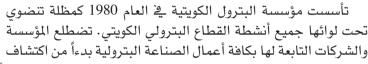
² Arabian Oil Company.

في عام 1961 حصلت شركة Shell على امتياز يغطى شواطئ الكويت (المغمورة) لمدة 45 عاما، إلا أنها توقفت منذ عام 1964 انتظاراً لتسوية الحدود الدولية للكويت، وأنهى الامتياز عام 1979.

وبغية تحقيق الدولة لسيادتها على ثروتها البترولية، تم في عام 1974 تأسيس المجلس الأعلى للبترول الذي يتولى مسؤولية الإشراف على القطاع النفطى ويرأسه رئيس مجلس الوزراء، وتم كذلك توقيع اتفاقية بين الحكومة وشركة نفط الكويت جرى بموجبها نقل 60 % من حقوق الامتياز والعمليات والمرافق البترولية إلى الدولة. تبعها في عام 1975 توقيع اتفاقية ثانية بين الحكومة وشركة النفط آلت بموجبها جميع المصالح المتبقية من حقوق الامتياز والعمليات والمرافق إلى الحكومة، وأصبحت شركة نفط الكويت ملكاً للدولة، وتشرف على جميع الأعمال المتعلقة بالصناعة البترولية.

الشركات العاملة

مؤسسة البترول الكويتية KPC:



حقول جديدة إلى إنتاج وقود السيارات والطائرات والبواخر ووقود الأغراض الزراعية ومحطات توليد الطاقة الكهربائية، كما تعمل المؤسسة على توفير المنتجات البتروكيميائية الأساسية، وتنسق استراتيجيات عمل شركاتها التابعة وتشرف على أنشطتها وتمول عملياتها وتتابع تسويق النفط الخام ومنتجات النفط المكررة والغاز في الأسواق العالمية، كما تسهم المؤسسة في مساعدة وزارة النفط الكويتية في إطار تعاملاتها مع غيرها من أعضاء منظمة الأوبك¹.

وتمارس المؤسسة مهامها من خلال عشر شركات تابعة لها، هي:

1- شركة نفط الكويت KOC:

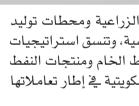
تتضمن مسؤوليات شركة نفط الكويت عمليات الاستكشاف والتنقيب وإنتاج النفط الخام والغاز في دولة الكويت، إضافة إلى تخزين النفط الخام وإيداعه في الصهاريج المعدة للتصدير. تدير شركة نفط الكويت إنتاج وتصدير النفط والغاز في المنشآت التابعة لها في أكثر من 12 حقلاً نفطياً في دولة الكويت2.

2- شركة البترول الوطنية الكويتية KNPC:

تأسست شركة البترول الوطنية في تشرين الأول/ أكتوبر 1960 كشركة مساهمة كويتية تملكها الحكومة والقطاع الخاص معاً. وفي عام 1968 قامت الشركة بتشغيل "مصفاة الشعيبة" التابعة لها، وتم في نفس العام تصدير الشحنة الأولى من البترول المكرر من مصفاة الشعيبة التي تعتبر

المصفاة الأولى في العالم التي تعتمد على الهيدروجين فقط في عملياتها وتبلغ طاقتها 195 ألف ب/ي.

وفي عام 1975 أصبحت الشركة مملوكة بالكامل للحكومة، وبعد إنشاء مؤسسة البترول الكويتية في عام 1980، أصبحت شركة البترول الوطنية الكويتية مملوكة بالكامل لمؤسسة البترول الكويتية.





¹ الموقع الرسمى لمؤسسة البترول الكويتية www.kpc.com .

² الموقع الرسمى لشركة نفط الكويت www.kockw.com .

وعندما تمت إعادة هيكلة قطاع النفط الكويتي أصبحت شركة البترول الوطنية الكويتية مسؤولة عن عمليات تكرير النفط وإسالة الغاز بالإضافة إلى توزيع مشتقات البترول في السوق المحلي نيابة عن مؤسسة البترول الكويتية، وبالتالي أصبحت الشركة مسؤولة عن ثلاثة مصاف هي: مصفاة ميناء الأحمدي ومصفاة ميناء عبد الله ومصفاة الشعيبة، بالإضافة إلى مصنع غاز البترول المسيل في ميناء الأحمدي أ.

3- الشركة الكويتية للاستكشافات البترولية الخارجية KUFPEC:



وهي الشركة المسؤولة عن عمليات الاستكشاف والحفر والإنتاج خارج الكويت²، وتأسست عام 1981.

4- شركة البترول العالمية الكويتية KPI:



تأسست عام 1983، وتعمل على إدارة عمليات التكرير والتسويق لمؤسسة البترول الكويتية خارج الكويت.

5- الشركة الكويتية لنفط الخليج KGOC:



تأسست عام 2002 لتمثل الكويت في المنطقة المقسومة بين الكويت والسعودية، وبدأت عملياتها في مطلع عام 2003 بعد انتهاء عقد شركة Arabian التي كانت تدير العمليات في المنطقة المقسومة 4.

إضافة إلى ذلك، تعمل تحت مظلة مؤسسة البترول الكويتية كل من الشركات التالية:

- شركة ناقلات النفط الكويتية KOTC
- شركة صناعة الكيماويات البترولية PIC.
 - شركة الملاحة الكويتية.
- الشركة الكويتية لتزويد الطائرات بالوقود KAFCO
- شركة سانتافي للهندسة والمشاريع البترولية KSF، وهي تقدم الموارد البشرية للقطاع البترولي عبر وكلاء توظيف منشرين في العديد من أنحاء العالم.
- شركة التنمية النفطية ODC، تأسست في 5 أيلول/ سبتمبر من عام 2005، ومهمتها العمل على تنفيذ مشروع تطوير نفط الحقول الشمالية، وقد وضع المشروع على جدول استراتيجية مؤسسة البترول، ضمن خطة الكويت لزيادة إنتاجها من النفط الخام، ويقدر لهذا المشروع في حال إقراره أن يرفع إنتاج حقول الشمال إلى 900 ألف ب/ي، بفضل التكنولوجيا التي تمتلكها شركات النفط الأجنبية ولا تمتلكها الكويت لتطوير مكامن النفط الصعبة.
 - شركة خدمات القطاع النفطي OSSC، وتأسست عام 2005.

بعد حرب تحرير دولة الكويت عام 1991، قررت الحكومة إجراء محادثات لإبرام عقود مع الشركات الأجنبية لتقديم الخبرة والتكنولوجيا المتقدمة في مجال الاستكشاف والإنتاج، وفي هذا الإطار تم توقيع ما يلى:

¹ الموقع الرسمى لشركة البترول الوطنية الكويتية، www.knpc.com .

² الموقع الرسمي للشركة الكويتية للاستثمارات البترولية الخارجية www.kufpec.com .

³ الموقع الرسمى لشركة البترول العالمية الكويتية، www.q8.com .

⁴ الموقع الرسمى للشركة الكويتية لنفط الخليج، www.kgoc.com

- 1. عقد خدمة مع شركة البترول البريطانية (BP) عام 1992 ولمدة 42 شهراً، وذلك لتقديم المشورة لشركة نفط الكويت في مجال الاستكشاف والإنتاج والنقل والتكنولوجيا المتقدمة.
- 2. اتفاقية ثانية مع شركة البترول البريطانية عام 1993 وذلك لتقديم خدمات تكنولوجية للعمليات في حقول أم قدير ومناقيش والروضتين لمدة ثلاث سنوات، وفي عام 1996 تم تجديد الاتفاقية لمدة ثلاث سنوات.
- 3. عقد مع شركة Cheveron الأمريكية عام 1994، لتقديم خدمات تكنولوجية لمدة ثلاث سنوات ونصف. تساعد شركة شيفرون بموجبه شركة نفط الكويت في إنتاج ونقل النفط من حقل برقان، وتقدم المساعدة التكنولوجية في إدارة عمليات الاستكشاف والإنتاج والتكرير والتصدير. وفي أوائل عام 1998 تم تجديد العقد لمدة ثلاث سنوات.
- 4. في بداية عام 1995 أوصت مؤسسة البترول الكويتية المجلس الأعلى للبترول بضرورة الاستفادة من خبرة الشركات الأجنبية، خاصة في المناطق النائية والحدودية. وشكلت المؤسسة لجنة داخلية لدراسة الخيارات المتاحة لجذب رأس المال والخبرة الأجنبية، وقد حددت المؤسسة مساحات في المناطق الحدودية شمال وغرب البلاد لهذا الغرض.
- 5. عقد مع شركة Total الفرنسية عام 1997 لتقديم خدمات تكنولوجية بشكل عام، كان أولها في حقول المنطقة المقسومة وخاصة حقل الوفرة، وقد جدد العقد مع Total في عام 2006، ومدد لعامين آخرين.

النشاط الاستكشافي في الكويت

تتضمن إستراتيجية الكويت خططاً لاستكشاف حقول جديدة تهدف إلى زيادة احتياطي الدولة من النفط والغاز الطبيعي، خاصة النفوط الخفيفة في تكاوين العصر الجوراسي، والغاز الطبيعي في تكاوين العصر الباليوزوي، حيث أن معظم النفط المكتشف في الكويت يعتبر من النوع الثقيل نسبياً، كما أن العثور على المزيد من تجمعات الغاز الطبيعي سيساهم في تقليل حجم الواردات الغازية للكويت، وجرى في سبيل ذلك تكثيف الجهود في مجالي المسح الزلزالي والحفر العميق.

وقد أثمرت الجهود المبذولة في هذا المجال، حيث تم العثور على عدة تراكيب حاملة للنفط الخفيف شمال البلاد يتراوح مجموع احتياطيها المكتشف ما بين 10-13 مليار برميل، إضافة إلى كميات من الغاز الحر بلغ احتياطيها حوالي 35 ترليون قدم مكعب. فقد تم اكتشاف النفط الخفيف في حقل الصابرية أواخر عام 2003، حيث أنتج أحد الآبار المحفورة لعمق 4570 م، حوالي 4300 ب/ي من النفط الخفيف (API° 42.6). كما تم اكتشاف حقل البحرة عام 2004، حين أنتج بئر البحرة - 28 عند اختباره (API° 42.6). من النفط الخفيف (API° 44).

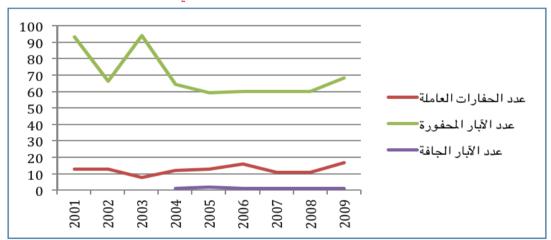
وفي عام 2005 اكتشف حقل أم نقا ، ويقع شمال غرب حقل الصابرية، وقد أنتج البئر الأول المحفور في التركيب عند اختباره أكثر من 3000 ب/ي من النفط الخفيف (45 API)، وذلك من صخور الجوراسي الأوسط التي وجدت على عمق يزيد عن 4270 م.

وفي عام 2005 أيضاً، تم اكتشاف حقل الروضتين، الذي يحمل النفط الخفيف في قسمه الشمالي، بينما يحمل المتكثفات في القسم الشمالي الغربي منه، حيث أنتج بئر الروضتين- 2 عند اختباره 2500 براى من المتكثفات (API° 47).

وفي عام 2007، أعلنت الكويت عن اكتشاف حقل الظبي الواقع جنوب حقل الروضتين، وأنتج البئر المحفور في حقل الظبي ما معدله 3761 ب/ي من النفط الخفيف (40 'API')، إضافة لحوالي 10 ملايين قدم 6 ى من الغاز.

ومع تنامي الطلب على النفط والغاز بشكل متسارع، وضمن مساعي مؤسسة البترول الكويتية للبحث عن المزيد من احتياطيات من النفط الخفيف والغاز الطبيعي الحر، فقد أعلن رئيس مجلس إدارة شركة نفط الكويت في منتصف عام 2009، أن احتياجات الكويت من الغاز قد تبلغ حوالي 5 مليار قدم 5 ي في عام 2020، بينما لن يغطي الإنتاج المحلي أكثر من 04-05 % من تلك الكميات، وتسعى الكويت إلى إنتاج حوالي 1 مليار قدم 5 ي من الغاز غير المرافق من حقول المنطقة الشمالية. وقد توجت جهود الكويت في المجال الاستكشافي في نهاية عام 2009 بتحقيق اكتشاف «حقل مطربة» شمال غرب البلاد، وتقدر طاقته الإنتاجية بنحو 80 ألف ب/ي من النفط الخفيف، و110 ملايين قدم 5 ي من الغاز.

يبين الشكل 9-1 نشاطات الحفر في الكويت 1 بين عامى 2001 و2009.



الشكل 9 - 1: نشاطات الحفر في الكويت بين عامى 2001 و 2009

احتياطيات النفط والغاز

بقيت قيم الاحتياطي الكويتي من النفط ثابتة لعدة سنوات عند 96.5 مليار برميل، حتى حلول عام 2006، حيث توالت اكتشافات النفط في شمال البلاد، لترتفع قيم احتياطي النفط حتى نهاية عام 2006 إلى 101.5 مليار برميل، وما زالت مستقرة عند هذه القيمة حسبما تشير له الإحصائيات التقديرية لعام 2010.

يشكل هذا الاحتياطي حوالي 8.5 % من الاحتياطي العالمي، و14.8 % من احتياطي الدول العربية. ويعتبر حقل برقان من أهم الحقول الكويتية، إذ يقدر احتياطيه المؤكد بحوالي 55 مليار برميل، وهو ثاني أكبر حقل نفطي في العالم بعد حقل غوار السعودي.

يأتي بعد حقل برقان بالأهمية حقل المقوع وهو جزء من حقل برقان الكبير ويقدر احتياطيه بحوالي يأتي بعد حقل برميل، يليه حقل الروضتين (7.5 مليار برميل)، وحقل الصابرية (4.4 مليار برميل). أما حقول

¹ OPEC annual statistical bulletin, 2009.

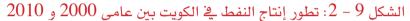
المنطقة المقسومة فهي: الخفجي، ويقدر احتياطيه بحوالي 6.3 مليار برميل، والوفرة الذي يقدر احتياطيه بحدود 1.7 مليار برميل، وأم غدير الذي يقدر احتياطيه بحوالي 450 مليون برميل.

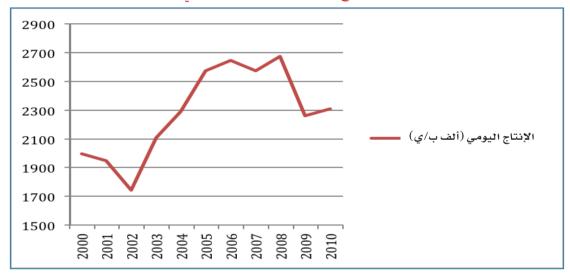
كما أن احتياطي الغاز الطبيعي مستقر منذ عام 2006 عند حدود 1784 مليار متر مكعب، ويعادل 3.2 % من احتياطي الغاز العربي، وأقل من 1 % من احتياطي الغاز في العالم.

وفي دراسة نشرت عام 2006، قدرت الهيئة الأمريكية للمسح الجيولوجي أن احتياطيات الكويت غير المكتشفة من النفط تقارب 3.8 مليار برميل، و191 مليون برميل من المتكثفات، إضافة إلى 167 مليار متر مكعب من الغاز.

إنتاج النفط والغاز

يبين الشكل 9-2 تطور إنتاج النفط في الكويت خلال السنوات العشر الماضية²، ويلاحظ أن الإنتاج قد انخفض في عام 2002، نتيجة حدوث حريق في إحدى محطات التجميع التابعة لحقل الروضتين (المحطة 15)، وقد أعيدت هذه المحطة إلى العمل في مطلع عام 2005.





ويأتي معظم إنتاج الكويت من حقل برقان، الذي بلغ معدل إنتاجه عام 2005 حوالي 1.4 مليون ب/ي. ورغم أن معظم إنتاج الكويت هو من النفط الثقيل، فإن هناك حوالي 100 ألف برميل من النفط الخفيف يتم إنتاجها من حقول برقان، ومقوى، ومناقيش، وأم قدير.

كما تشير التقديرات إلى أن الكويت تنتج ما بين 30 - 40 ألف ب/ي من سوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات 3 .

يرتبط إنتاج الغاز الطبيعي في الكويت عموماً بإنتاج النفط، وتم في عام 2006 الإعلان عن اكتشاف الغاز الحرفي خمسة حقول تقع في شمال البلاد (البحرة، وشمال غرب الروضتين، والروضتين، وأم النقا،

¹ United States Geological Survey.

² أوابك، تقرير الأمين العام السنوى السابع والثلاثون OPEC Annual statistical report, 2009. + 2010

³ Oil & Energy Trends, Annual Statistical Review, May 2010.

والصابرية)، وقد وصف اكتشافان منها بأنهما يحملان احتياطيات هائلة من الغاز، يقع هذان الاكتشافان في حقلي الصابرية وأم النقا. وأنتجت الآبار الأولى المحفورة في هذين الحقلين ما معدله 16-27 مليون قدم $^{(1)}$ ى، بالإضافة إلى 2 - 4 ألاف $^{(1)}$ ى من المتكثفات.

وقد تركزت الجهود لزيادة نسبة استخلاص الغاز من الحقول النفطية، لتلبية الطلب المتنامي على الغاز في السوق المحلية، وازدادت كمية الغاز الطبيعي المسوق من 3.7 مليار متر مكعب عام 1982 إلى 9.3 مليار متر مكعب عام 1995، ووصلت في عام 2004 إلى 9.7 مليار متر مكعب، وإلى 12.2 مليار متر مكعب عام 2005، و11.48 مليار متر مكعب عام 2008، بينما تشير التقديرات إلى انخفاضها إلى 11.48 مليار متر مكعب عام 2009.

وقد وضعت شركة نفط الكويت خطة استراتيجية تتجلى أهم ملامحها في زيادة الطاقة الإنتاجية إلى 4 ملايين ب/ي بحلول عام 2020، وضمان استقرار هذا المعدل حتى عام 2030، إضافة إلى التركيز على إنتاج الغاز الحر الذي قدرت كمياته المنتجة في نهاية عام 2009 بحدود 140 مليون قدم أي، حيث تعاقدت مع شركة Royal Dutch Shell PLC، على عقد خدمات فنية مدته 5 سنوات تقوم الشركة المذكورة بموجبه بتقديم الدعم الفني لتطوير حقول الغاز المكتشفة في شمال الكويت عام 2006. يذكر أن الغاز الموجود في هذه الحقول يتوضع ضمن صخور متشققة، تتميز بحرارة مرتفعة وضغوط عالية، كما يحتوي الغاز فيها على نسب عالية من غاز كبريتيد الهيدروجين 2 .

بينما أعلنت الشركة الكويتية لنفط الخليج في منتصف عام 2009 أنها بصدد استثمار 11 مليار دولار خلال العشرين سنة المقبلة لرفع طاقتها الإنتاجية من النفط، مبينة أن الطاقة الإنتاجية للشركة هي 538 ألف ν , بينما تهدف الخطط لرفعها إلى حوالي 900 ألف ν , غلال العشرين سنة المقبلة، وأشارت إلى أن ذلك سيكون من خلال تطوير الحقول القائمة، والتنقيب والاستكشاف في المنطقة المقسومة بالشراكة مع السعودية، إضافة إلى مشروع استخدام تقنية الحقن بالبخار، الذي تعتزم الشركة القيام به بالشراكة مع شركة (Chevron العالمية لزيادة إنتاج المنطقة من النفط الثقيل. كما ذكرت الشركة أنها تعمل على تطوير حقل غاز الدرة، والذي من المتوقع أن يبدأ الإنتاج منه بحلول عام 2017، ليصل إلى ما بين 800 و1000 مليون قدم δ , من الغاز الحر.

وشهد شهر تشرين الأول/ أكتوبر من عام 2010، البدء في تجربة فعلية في شركة نفط الكويت، استطاعت من خلالها الوصول إلى إنتاج 3 مليون ب/ي من الحقول النفطية التابعة لها، وهي المرة الأولى التي تتم فيها التجربة لكل الحقول في آن واحد، مما أكد أن معدل الإنتاج هذا بات واقعاً بعد تنفيذ الشركة اختبار الطاقة الإنتاجية المستهدفة، وقد استمرت تلك التجربة لمدة 4 أيام، ثم تم تخفيض معدل الإنتاج إلى المعدل المنتفق عليه حسب حصص دول منظمة أوبك.

¹ الموقع الرسمي لوزارة النفط الكويتية، 2009/12/23

ليبيا

أ. لمحة تاريخية

بدأت ليبيا بفتح أراضيها للاستكشاف عام 1955 عندما صدر قانون البترول وتم تكوين "لجنة خاصة للبترول" مهمتها الإشراف على منح تراخيص الاستكشاف لشركات النفط العالمية. وقد منحت اللجنة 137 امتيازاً لاثنتين وأربعين شركة عالمية خلال الفترة 1955–1968. وفي أواخر عام 1968 كانت عمليات الاستكشاف قد نشطت في 118 ترخيصاً تغطي مساحة 586 ألف كيلو متر مربع أي حوالي ثلث مساحة اليابسة في ليبيا. وقد اكتشف النفط بكميات تجارية عام 1959 وبدأت ليبيا بتصديره لأول مرة عام 1961، وأنشأت عام 1963 وزارة للبترول للإشراف على جميع مرافق الصناعة النفطية.

في عام 1968 تم حل لجنة البترول وجرى تأسيس المؤسسة الليبية العامة للبترول التي كلفت بالتعامل مع الشركات الأجنبية العاملة في جميع الأنشطة البترولية في البلاد من استكشاف وحفر وإنتاج وتكرير وتصدير وتسويق.

وبعد عام 1969، عكفت الحكومة ¹ على وضع استراتيجية جديدة تهدف إلى تغيير أسس العمليات النفطية، وقامت بتأميم بعض الشركات الأجنبية وإحلال اتفاقيات المشاركة بدل اتفاقيات الامتياز القديمة. وألغى النظام الجديد المؤسسة الليبية العامة للبترول عام 1970 واستحدث عوضاً عنها المؤسسة الوطنية للنفط التي أعطيت صلاحيات أوسع من سابقتها وأصبحت مسؤولة عن تحديد معدل الإنتاج النفطي في البلاد. وكانت أولى الخطوات التي اتخذتها المؤسسة عام 1971 رفع الأسعار الرسمية للتصدير وزيادة معدلات الضرائب التي تدفعها الشركات الأجنبية.

ونتيجة لذلك، فقد باشرت السلطات الليبية عامي 1972–1973 بتغيير عقود الامتياز إلى اتفاقيات للشراكة بحيث صارت حصة المؤسسة الوطنية لا تقل عن 51 % في جميع تراخيص الاستكشاف. وقد قبلت العديد من (Conoco)، الشركات بالوضع الجديد مثل: BP، وEni، وEni، وOccidental Petroleum، ومجموعة Occidental Petroleum).

وعملا بذلك، وقعت شركة Eni الإيطالية عام 1972 على اتفاقيتي مشاركة مع المؤسسة الوطنية بحيث تكون حصة كل منهما 50 %، ووقعت شركة Occidental اتفاقيتها الأولى عام 1973 بحيث تكون حصتها 49 %، وحصة المؤسسة 51 %. كما وقعت مجموعة Oasis في نفس السنة على ثمانية تراخيص بحصة 51 %، بينما تم تأميم حصة Royal Dutch Shell التي كانت شريكاً في المجموعة، فأصبحت حصة المؤسسة الوطنية 59.2 %.

بالمقابل رفضت شركات أخرى تلك الشروط، مثل: Royal Dutch Shell (كما ذكر أعـلاه)، وExxon، وMobil وضعا مذا إلى إصدار الحكومة الليبية قراراً «Mobil» وأدى رفضها هذا إلى إصدار الحكومة الليبية قراراً بتأميم حصص هذه الشركات ونقل ملكيتها إلى المؤسسة الوطنية للنفط في شهر أيلول/ سبتمبر عام 1973.

بعد الانتهاء من عمليات التغيير السابقة، بدأت الحكومة في عام 1974 بتحويل اتفاقيات الشراكة إلى اتفاقيات مشاركة و Occidental عام 1974 التي اتفاقيات مشاركة في الاستكشاف والإنتاج EPSA، وكانت أولها مع شركة Occidental عام 1974 التي منحت ترخيصا مساحته 48684 كيلو متر مربع في حوض سرت. ثم تبعيتها Elf Aquitaine، وTotal، وTotal، وTotal، و Indian Oil Corporation.

¹ شهد عام 1969 انقلاباً عسكرياً أطاح بالملكية، عرف باسم ثورة الفاتح من سبتمبر.

وفي بداية عام 1980 وضعت ليبيا أسساً جديدة لاتفاقيات المشاركة في الإنتاج الجديدة بحيث تختلف بالنسبة لميزات التراخيص واحتمالاتها النفطية، وأصبحت نسب المشاركة بموجب هذه المعايير كما يلى:

- 15:85 % للتراخيص ذات الاحتمالات المتازة.
- 19:81 % للتراخيص ذات الاحتمالات المتوسطة.
- 25:75 % للتراخيص ذات الاحتمالات الأضعف.

وبموجب هذه المعايير، فإن حصة الشركة من الإنتاج لا تتضمن الضريبة وضريبة الملكية. وقد غطت التراخيص الجديدة التي منحت لشركات من ألمانيا وبعض دول أوروبا الشرقية والولايات المتحدة الأمريكية خمسة مناطق، هي:

- حوض الكفرة، جنوب شرق البلاد.
- حوضا مرزق وغدامس، غرب البلاد.
 - حوض الجبل الأخضر، شرق البلاد.
- حوض خليج سرت البحري وهو امتداد لحوض سرت على اليابسة.
 - حوض سبارطة البحري.

في عام 1986 شهدت صناعة البترول الليبية تطوراً آخر، حيث انسحبت الشركات الأمريكية تنفيذاً للعقوبات الاقتصادية الأمريكية والتي طلبت من جميع الشركات الأمريكية العاملة في ليبيا التخلي عن أعمالها هناك. وأعطت الحكومة الليبية تلك الشركات مهلة ثلاثة سنوات لاستئناف أعمالها أو بيع ممتلكاتها.

بعد انسحاب الشركات الأمريكية قامت الحكومة الليبية بإعادة هيكلة الشركات العاملة حيث غيرت مثلاً تسمية شركة نفط Occidental وأصبحت شركة زويتينة محل شركة Occidental وأصبحت هذه الشركات فروعاً للمؤسسة الوطنية للنفط، بينما بقيت ممتلكات الشركات الأمريكية فيها مجمدة.

بعد عام 1988 ورغبة من ليبيا في جذب الاستثمارات فقد قامت بمراجعة بنود الاتفاقيات السابقة، وقدمت بعض الشروط المشجعة، والتي منها:

- استعادة تكاليف الاستكشاف من الإنتاج.
- تقاسم كل من المؤسسة الوطنية والشركة المتعاقدة تكاليف التطوير بالتساوي.
 - تقسيم الإنتاج بنسب تدريجية حسب معدلات الإنتاج.
 - إعفاء حصة الشركة المتعاقدة من الضرائب وضريبة الملكية على الإنتاج.

كما حدث تعديل أيضاً في عقود الاستكشاف، وقد أعلن في نهاية عام 2007 أن شركة OOKV AG وشريكتها OMV AG، سوف تتابع عمليات الاستكشاف وإعادة التطوير في حوض سرت، بعد أن وقعت المؤسسة الليبية للنفط عقداً مع هذه الشركة لمتابعة نشاطاتها في ليبيا لمدة ثلاثين عاماً أخرى، على أمل أن تؤدي خطط الاستكشاف والتطوير لمضاعفة الإنتاج من حقول الشركة في سرت من 100 ألف ب/ي، إلى 300 ألف ب/يوم خلال خمس سنوات وفي بداية النصف الثاني من عام 2008 تم الإعلان عن أن كل من شركات Repsol-YPF SA ، و OMV AG، و OMV AG، و OMV AG، و OMV AG، و النفط المنتج من حقل مرزوق، وذلك بعد مراجعة شاملة لبنود العقود الموقعة بين هذه الشركات وبين المؤسسة الوطنية للنفط، وتم الاتفاق على أن تحصل هذه الشركات على 13 % من النفط الذي تنتجه من القاطع 115-NC، حيث بلغ معدل الإنتاج من هذين القاطعين حينها حوالي 300 ألف ب/ي 2.

¹ Oil and Gas Journal, 7/11/2007

² Oil and Gas Journal, 22/7/2008

وفي مطلع عام 2009 وقعت شركة Total SA على مذكرة تفاهم مع المؤسسة الوطنية للنفط، تنص على تعديل شروط التعاقد في الاتفاقيات النفطية المبرمة معها حول حقل المبروك، وحقل الجرف البحري. واستهدفت مذكرة التفاهم تعديل بنود وشروط التعاقد لكي تواكب تغير الظروف الاقتصادية، والذي تمثل في الارتفاع الملحوظ في أسعار النفط خلال الفترة من 2006 إلى 2008، حيث تم الاتفاق على نسب مقاسمة جديدة يكون للجانب الوطني فيها نصيب أكبر، وكذلك تقديم منحة يدفع جزء منها عند توقيع الاتفاقية النهائية، ويدفع الباقي عند اعتماد مشروع استغلال الغاز الطبيعي في القاطع البحري 137 أما الاتفاقية النهائية عام 2009، فقد خطت المؤسسة الوطنية للنفط خطوة أخرى ضمن برنامج تنموي عندما قررت تطوير وإعادة تأهيل 24 حقلاً نفطياً مؤكدة فنياً ومالياً واقتصادياً، وذلك بقيمة إجمالية تزيد عن 12 مليار دينار ليبي (حوالي 10 مليار دولار)، على أن يتم تمويلها عن طريق الإقراض من المصارف المحلية، وتتولى المؤسسة الوطنية للنفط ذلك من خلال الشركات الوطنية أو الشركات المشاركة معها، وكانت أهم الحقول التي سيتم تطويرها لزيادة معدلات إنتاجها هي:

- حقل شمال جالو الواحة: بإضافة قدرة إنتاجية 100 ألف ب/ي، وباستثمار كلي يبلغ 1.612 مليار دولار.
- حقل النافورة (أوجلة- الخليج) بإضافة قدرة إنتاجية 130 ألف ب/ي، وباستثمار كلي يبلغ 1.320 مليار دولار.

• التعاون بين ليبيا والجزائر:

في عام 1988 وقعت ليبيا اتفاقية استكشاف مع الجزائر، تقضي بإنشاء شركتين مشتركتين واحدة للاستكشاف تدعى "الشركة العربية الليبية الجزائرية للاستكشاف والإنتاج" (ALEPCO)، والثانية للمسوحات الجيوفيزياء"(LAGC). ويمكن للشركة الليبية الجزائرية للجيوفيزياء"(LAGC). ويمكن للشركة الأولى العمل داخل وخارج البلدين. وقد حققت هذه الشركة عام 1994 اكتشافا نفطيا في الجزائر في منطقة جويرارا شمال غرب حقل حاسى مسعود.

• التعاون بين ليبيا وتونس:

اتفقت ليبيا وتونس على تشكيل شركة مشتركة تقوم بعمليات الاستكشاف في المنطقة المغمورة بين البلدين، التي تقع إلى الشمال الغربي من حقل البوري الليبي البحري. يغطي هذا الترخيص مساحة 1600 كيلو متر مربع في المياه الليبية و1400 كيلو متر مربع في المياه التونسية. وأطلق عليه اسم "ترخيص السابع من نوفمبر".

ب- الشركات العاملة

توجد في ليبيا أكثر من 30 شركة عاملة 2 ، ويمكن تقسيم هذه الشركات إلى 3 :

- 1- شركات مملوكة للمؤسسة، وهي:
- شركة تقنية ليبيا للأعمال الهندسية.
- شركة شمال أفريقيا للاستكشاف الجيوفيزيائي (NAGE).
 - شركة الجوف للتقنية النفطية.
 - شركة رأس لانوف لتصنيع النفط والغاز.

¹ المؤسسة الوطنية للنفط والغاز، 2009/2/9.

 ² هذه البيانات كتبت قبل الأحداث الأخيرة التي ألمت بليبيا، ولم تتضح الصورة النهائية لوضع هذه الشركات حتى تاريخ إعداد هذه الدراسة.
 3 تم اعتماد أسماء الشركاء حسب ورودها على الموقع الرسمي للمؤسسة الوطنية للنفط

- شركة الزاوية لتكرير النفط.
- شركة سرت لإنتاج وتصنيع النفط والغاز.
- الشركة الوطنية لحفر وصيانة آبار النفط.
 - شركة الخليج العربي للنفط.
 - 2 شركات مشتركة، وهي:
 - الشركة الليبية النرويجية للأسمدة.
- الشركة الليبية الإماراتية للتكرير ليركو.
 - شركة مليتة للنفط والغاز.
 - شركة أكاكوس للعمليات النفطية.
 - شركة الهروج للعمليات النفطية.
 - شركة الزويتينة للنفط.
 - شركة الواحة للنفط.
- 3 شركات استكشاف ومقاسمة بالإنتاج، وهي:
 - شركة Petromina للاستكشاف والإنتاج.
- شركة Repsol للاستكشاف مرزق (ريمسا).
 - شركة Amerada Hess للاستكشاف.
 - شركة CNPC العالمية المحدودة.
 - شركة TEIKOKU المحدودة.
 - . Japex شركة
 - شركة Occidental ليبيا.
 - شركة Chevron ليبيا.
 - شركة Nippon لاستكشاف النفط.
 - شركة سوناطراك.
 - شركة ExxonMobil ليبيا.
 - شركة India Oil.
 - شركة ONGC.
 - شركة Shell للاستكشاف والإنتاج.
 - شركة RWE Dea ليبيا.
 - شركة Vernex للاستكشاف.
 - شركة Tatneft
 - شركة Inpex ليبيا المحدودة.
 - شركة Stat Oil.
 - شرکة Woodside Energy
 - شركة BP ليبيا المحدودة.
 - . Turkish Petroleum شرکة
 - . Petrobras شرکة
 - شركة Gaz Prom ليبيا
 - شرکة Petro Canada
 - شركة Petromina.

- شركة OMV ليبيا المحدودة.
 - شركة Eni شمال أفريقيا.
- شركة Total للاستكشاف والإنتاج ليبيا.
- 4 شركات امتياز، وهناك شركة واحدة هى:
 - شركة Wintershall AG ليبيا للنفط.
 - 5 المراكز والمعاهد، وهي:
- المركز النوعى للتدريب على الصناعات النفطية بالزاوية.
 - معهد النفط للتدريب والتأهيل.
 - معهد النفط الليبي.

النشاط الاستكشافي

أشارت البيانات المتوفرة حتى مطلع عام 2010 إلى أن نشاطات الاستكشاف بين عامي 2006 و2010، أشارت البيانات المتوفرة حتى مطلع عام 2010 إلى أن نشاطات الاستكشافا للنفط، و6 اكتشافات للغاز، ويبين أدت إلى تحقيق ما لا يقل عن 38 اكتشافات:

الجدول 10 - 1: اكتشافات النفط والغاز في ليبيا بين عامى 2006 و2010

*2	010	20)09	20	008	20	007	20	06	السنة
غاز	نفط	نوع الاكتشاف								
1	6	-	6	-	8	2	5	3	7	العدد

^{*} قيم تقديرية.

 1 يبين الجدول 2 بعض المعلومات عن بعض تلك الاكتشافات حسب توفرها

الجدول 10 - 2: بعض الاكتشافات البترولية في ليبيا ونتائجها ، 2007 - 2010

نتائج الاختبار					
غاز مليون م $^3/2$	نفط ب/ي	الشركة	الحوض	نوع الأكتشاف	السنة
0.34		Repsol	سرت	غاز	
_	393	RWE	سرت	نفط	
_	1981	RWE	سرت	نفط	2007
2.4	2500	Vernex	غدامس	نفط- غاز	
0.388	7742	Vernex	غدامس	نفط- غاز	
_	12500	Vernex	غدامس	نفط	
	-	AGOCO	غدامس	متكثفات	
_	-	AGOCO	منخفض سلوق	نفط]
	-	Hess	سرت	نفط	
_	439	RWE	سرت	نفط	
	700	RWE	سرت	نفط	2008
0.05	4167	Vernex	غدامس	نفط	
	6600	Vernex	غدامس	نفط	
0.024	1050	Vernex	غدامس	نفط- غاز	
_	1725	المؤسسة الوطنية	غدامس	نفط– غاز	

^{1 -} نشرة متابعة مصادر الطاقة عربياً وعالمياً، الأعداد من 2007 - 2010.

نوع الاكتشاف		27	نتائج الاختبار		
دوع الا	الحوض	الشركة	نفط ب/ي	غاز مليون م $^3/$ ي	
نف	منخفض سلوق	AGOCO	2780	-	
نف	سرت	Repsol	1264	-	
نف	غدامس	Tatneft	400	-	
نفط	غدامس	Vernex	1300	-	
نفط	غدامس	Woodside	280	0.028	
نف	غدامس	سوناطراك	1344	0.053	
نف	سرت	AGOCO	266	-	
نف	غدامس	AGOCO	3104	-	
نف	مرزق	TPI	1300	-	
نف	مرزق	TPI	1050	-	
نف	سرت	الواحة	-	_	
نف	سرت	الواحة	2784	_	
نف	غدامس	سوناطراك	1290	_	

تابع الجدول 10 - 2: بعض الاكتشافات البترولية في ليبيا ونتائجها ، 2007 - 2010

لكن تقريراً للمؤسسة الوطنية للنفط نشر على موقعها الرسمي أي مطلع عام 2011 ذكر أن عدد الاكتشافات النفطية والغازية التي تحققت خلال عام 2010 في ليبيا أكبر من ذلك، إذ أشار التقرير إلى أن عدد الاكتشافات بلغ خمسة وعشرين اكتشافا، تحققت من قبل الشركات التالية: أربعة اكتشافات لشركة الخليج العربي للنفط، ثمانية اكتشافات لشركة الواحة للنفط، اكتشاف واحد لشركة سرت لتصنيع النفط والغاز، خمسة اكتشافات للشركة التركية للنفط، ثلاثة اكتشافات لشركة ميدكو للطاقة، اكتشافان لشركة تاتنفت الروسية، اكتشاف واحد لشركة سوناطراك الجزائرية واكتشاف واحد لشركة تيكوكو اليابانية.

ومن بين هذه الاكتشافات اكتشاف حققته شركة الواحة للنفط، عبر البئر الاستكشافي «س1 – من 98»، الواقع في حوض سرت ضمن القاطع «من 98» على بعد حوالي 60 كم شرق منطقة جالو، وتم حفره إلى عمق بلغ 5055 م. وقد أنتج البئر عند اختباره من تشكيلة «النوبيان» الرملية، بمعدل تراوح بين 1300 و 280 ب/ي من النفط الخفيف (52 °API)، إضافة إلى 7.7 – 12.6 مليون قدم أدي من الغاز. وكانت المؤسسة الوطنية للنفط قد أعلنت في النصف الثاني من عام 2009 أن شركة ExxonMobil ، قد بدأت بحفر أول بئر استكشافي في المياه العميقة في القاطع 20 الواقع قبالة مدينة سرت، في مياه يبلغ عمقها حوالي 1472 م، وذلك ضمن مساعيها لاستكشاف المناطق المأمولة في المغمورة، ولم تتوفر معلومات لاحقة عن ذلك البئر .

وعموماً يلاحظ أن عدد الحفارات العاملة في ليبيا ارتفع من 9 حفارات عام 2005 إلى 16 حفارة عام 2009 (Dry Hole) ، ورافق ذلك ازدياد عدد الآبار المحفورة، وتشير البيانات إلى أن نسبة الآبار الجافة (Dry Hole) شبه ثابتة عند حدود 3 % من مجموع الآبار المحفورة، وهذه نسبة ممتازة بكل المقاييس، وقد تراوح وسطي عمق الآبار المحفورة بين 1965 م، وحتى 2045 م.

يبين الجدول 10 عدد الحفارات، وعدد الآبار المنجزة 8 بين عامى 2005 و2009.

الموقع الرسمى للمؤسسة الوطنية للنفط، 2011/2/1

² موقع المؤسسة الوطنية للنفط، 2009/7/15.

لآبار المحفورة في ليبيا، 2005 - 2009	الحدول 10 - 3: عدد الحفارات وا
--------------------------------------	--------------------------------

16	15	15	13	9	عدد الحفارات العاملة
151	179	139	108	102	آبار نفط
4	5	4	3	2	آبار غاز
5	6	5	4	4	آبار جافة
2	2	5	13	7	آبار أخرى
163	183	153	128	115	مجموع الآبار المنجزة

احيتاطي النفط والغاز

بلغ الاحتياطي المؤكد من النفط في ليبيا حوالي 41.46 مليار برميل في عام 2006، وارتفع عام 2007 إلى 43.66 مليار برميل، ثم زاد عن 46.42 مليار برميل عام 43.66 مليار برميل، ووصل عام 2008 إلى 44.27 المنشورة في مطلع عام 2011. وترى المؤسسة الوطنية للنفط أن هناك احتياطياً محتملاً غير مكتشف يمكن أن يصل إلى 100 مليار برميل تتوزع على ستة أحواض، هي: سرت، ومرزق، وغدامس، وسيرينايكا، والكفرة، وفي المغمورة².

تتوزع الاحتياطيات المؤكدة على عدد كبير من الحقول العملاقة وفوق العملاقة، مثل حقل أمل الذي اكتشف عام 1963 ويزيد احتياطي كل منهما عن 4 مليار برميل.

بينما تحتوي ثلاثة حقول معروفة على احتياطي يتراوح بين 10 - 1: موقع حقلي بوري والجرف في المغمورة غرب ليبيا بين 5.5 - 1 مليار برميل ومنها حقل الفيل الذي اكتشف على 80 - 85 % من

هذه الاحتياطيات، بينما يوجد 3 % منها في حوض مرزق، و3 % في حوض غدامس، و5 % في المغمورة.

Al Juff 13.70 Bouri NC41-E

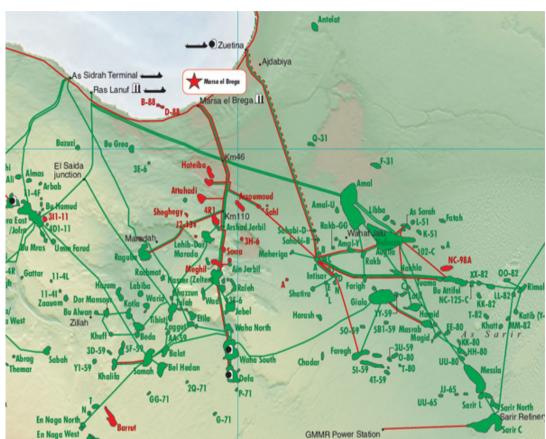
Al Juff 13.70 Bouri NC41-E

I 13.74 NC41-F

I 13.

ويتميز حقل بوري بأنه يحتوي على أكبر تركيب حامل للنفط في الشرق الأوسط، حيث قدر الاحتياطي الجيولوجي فيه بقرابة 5 مليار برميل. يقع هذا الحقل في المغمورة إلى الشمال الشرقي من مدينة طرابلس. يبين الشكل 10-1 موقع حقلي بوري والجرف³، كما يبدو منه أن هناك العديد من الحقول الغازية في المنطقة، بينما تتوزع حقول غازية أخرى قريباً من الحدود الليبية المجزائرية، وأكبرها حقل وفا وحقل عطشان، وتوجد معظم بقية الحقول في المنطقة الشرقية من البلاد إلى الجنوب والجنوب الغربي من مدينة أجدابيا، مثل حقول حاطبة، والتحدي، والصمود، وغيرها كما هو مبين في حاطبة، والتحدي، والصمود، وغيرها كما هو مبين في الشكال 10-2.

- 1 Oil & Gas Journal, Worldwide Look at Reserves and Production, 2010
- 2 Arab Oil & Gas Directory, 2010
- 3 WORLD ENERGY ATLAS, The Petroleum Economist Ltd, 2009.



الشكل 10 - 2: بعض حقول النفط والغاز شرق من ليبيا

أما احتياطي الغاز الطبيعي فقد تضاعف ما بين عامي 1985–1997 حيث ارتفع من حوالي 626 مليار متر مكعب إلى حوالي 1315 مليار متر مكعب، ووصل إلى 1491 مليار متر مكعب عام 2005، بينما انخفض ألى 1490 مليار متر مكعب عام 2006، بينما تشير إلى 1420 مليار متر مكعب عام 2006، ثم عاود الارتفاع إلى 1540 مليار متر مكعب عام 2000، بينما تشير التقديرات إلى أن هذا الاحتياطي استقر عند 1549 مليار متر مكعب حتى نهاية عام 2010، يشكل احتياطي الغاز المرافق منها حوالي 45 %، أي ما يعادل 697 مليار متر مكعب. وأشارت تقديرات للمؤسسة الوطنية للنفط إلى احتمال وجود احتياطيات أخرى تقدر بقرابة 3250 مليار متر مكعب تتوزع على النطاقات العميقة في المغمورة قبالة حوض سرت، وسطيحة سيرينايكا وحوضى غدامس ومرزق.

إنتاج النفط والغاز

يبين الشكل 10-3 تغير معدل إنتاج النفط اليومي في ليبيا بين عامي 2005 و2010، حيث يبدو واضحاً أن معدل الإنتاج تراجع بين عامي 2006 و2010 بأكثر من 263 ألف برميل في اليوم، وربما كان السبب الرئيسي وراء ذلك هو تخفيض حصص الإنتاج الذي أقرته منظمة OPEC. وقد وصل معدل الإنتاج اليومي من الحقول التي تديرها المؤسسة الوطنية إلى ما يتراوح بين 700 - 750 ألف ب/ى في عام 2009.

الشكل 10 - 3: معدل إنتاج النفط اليومي في ليبيا (2005 - 2010*)



* قيم تقديرية

ومن الحقول التي وضعت على الإنتاج خلال تلك الفترة حقل الجرف البحري الواقع في القطاع 137-NC-137 والذي تديره شركة Total، حيث بدأ في الإنتاج عام 2003، ووصل إنتاجه في عام 2009 إلى 45 ألف ب/ي، علماً بأنه توقف عن الإنتاج في عام 2008 نتيجة مشاكل رافقت حفر بعض الآبار التطويرية كالأضرار التي أصابت خط الأنابيب الواصل بين الحقل والشاطئ، مما اضطر الشركة لإغلاق الآبار وإخلاء منصة الحفر لأسباب تتعلق بالسلامة، وأعيد وضع الحقل على الإنتاج في مطلع عام 2009.

كما وضع حقل الفيل على الإنتاج في عام 2003 وبلغ معدل إنتاجه 180 ألف ب/ي في عام 2008.

إضافة إلى ذلك وضع الحقل A الواقع في القاطع NC-186 على الإنتاج في عام 2004، وتبعه في عام 2005 وضع الحقل B على الإنتاج، وتدير شركة Repsol هذين الحقلين. كما وضعت نفس الشركة حقل I/R على الإنتاج عام 2008، يقع الحقل في القاطع I/R ويقدر إنتاجه بحوالى 10 آلاف ب/ي.

وقد ذكرت بعض البيانات أن إنتاج سوائل الغاز الطبيعي في ليبيا تراوح بين 60-80 ألف -200 عامى 2006-2000.

أما في عام 2011 ونتيجة للأحداث الأمنية التي شهدتها ليبيا، فقد ذكرت عدة مصادر أن إنتاج النفط توقف تقريباً في معظم أنحاء البلاد، وقد أكد الرئيس التنفيذي لشركة Total في شهر آذار/مارس 2011 أن معدل إنتاج النفط في ليبيا قد انخفض بأكثر من 1.4 مليون ب/ي. وكانت الشركة قد أوقفت عمليات الإنتاج من ناحيتها من حقلي الجرف والمبروك. كما أشار الرئيس التنفيذي لشركة Eni في نفس الوقت إلى أن شركته خفضت إنتاجها بمعدل الثلثين نزولاً من 280 ألف ب/ي إلى أقل من 90 ألف ب/ي².

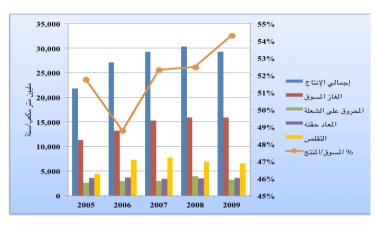
وفيما يخص إنتاج الغاز الطبيعي 3 ، فيبدو من الشكل 4 أنه تزايد حتى عام 2008 حيث وصل حجم الإنتاج إلى أكثر من 30.3 مليار متر مكعب، ثم عاد للتناقص. ومن المكن أن ذلك التناقص ارتبط بمعدل إنتاج النفط، خاصة وأن 45 % من احتياطي الغاز الليبي هو على شكل غاز مرافق كما ذكر سابقاً.

¹ Oil & Energy Trends, Annual Statistical Review, May 2010.

² Oil and Gas Journal, 11/3/2011

³ OPEC, ASB, 2009.

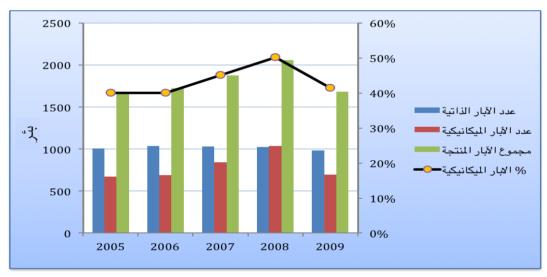




ومن الواضح أن معدل استغلال الغاز في البلاد منخفض نسبياً، حيث يمكن تبين أن نسبة الغاز المسوق إلى الغاز المنتج لم تزد عن أقل من 49 % في عام 2006، وكانت أما الغاز المحروق على الشعلة فتراوحت نسبته بين المغاذ المناز المراوع على حقن 11.5 % من الغاز المنتج.

وإجمالاً، ترافق انخفاض الإنتاج مع انخفاض عدد الآبار المنتجة في البلاد، فبعد أن وصل عدد هذه الآبار إلى 2060 بتراً عام 2008، انخفض إلى 1682 بتراً عام 2009، منها 41 % آبار ميكانيكية، والباقي آبار ذاتية الله . (الشكل 10-5)

الشكل 10 - 5: عدد الآبار العاملة في ليبيا (2005 - 2009)



ومن الجلي أن الحظر الذي فرض على ليبيا بعد فترة من الأحداث الأمنية التي ألمت بها، تسبب في وقف معظم عمليات إنتاج النفط والغاز إذ أن التصدير لم يعد ممكناً²، لكن بيانات إعلامية لأوبك أشارت في منتصف شهر أيلول/سبتمبر 2011، إلى أنه من المتوقع أن يعود الإنتاج الليبي إلى معدله السابق في غضون 18 شهراً.

¹ OPEC, ASB, 2009.

² Libyas oil chief Ghanem defects, now in Rome, Reuters, 1/6/2011.

جمهورية مصر العربية

أ - لمحة تاريخية

عرف النفط لأول مرة في مصر من خلال التسرب السطحي للنفط (Surface Seepage) في عدد من المواقع على جانبي خليج السويس مثل جمسة وجبل الزيت وأبو دربه وجبل تنكا ونزازات. وقد اكتشف النفط في منطقة جمسة بطريقة غير مباشرة حين حفرت شركة أجنبية نفقاً فيها بحثاً عن الكبريت عام 1863، وقامت الحكومة على أثر ذلك بحفر ثلاثة آبار ضحلة في الفترة ما بين 1884-1886، حيث تم إنتاج النفط لأول مرة من مصدر تحت سطحي من بئر جمسة - 1 الذي بلغ عمقه النهائي حوالي 100 م.

أما عمليات الاستكشاف البترولي الفعلية فلم تبدأ إلا قبيل نهاية القرن التاسع عشر حين جرى حفر البئر الاستكشافي الأول عام 1869، واكتشف على أثره حقل جمسة جنوب خليج السويس عام 1909 وبدأ الإنتاج منه عام 1910، ثم اكتشف حقل الغردقة عام 1913 وحقل أبو دربه عام 1918، وكانت الشركة العاملة في هذه المرحلة هي شركة آبار الزيوت الإنجليزية المصرية (Anglo-Egyptian Oilfields) التي الشائها شركتا British Petroleum و British Petroleum.

ازدادت نشاطات الحفر بشكل واضح بين الحربين العالميتين وتطورت أنشطة الاستكشاف، حيث أدخلت المسوحات الجيوفيزيائية لأول مرة بواسطة الشركة الانجلو مصرية التي قامت عام 1922 بإجراء مسوحات جذبية Gravity في حقلي جمسة والغردقة وتم خلال تلك الفترة اكتشاف عدة حقول مثل حقل رأس غارب عام 1938. وبعد الحرب العالمية الثانية تم اكتشاف حقول السدر عام 1946، والعسل عام 1947، ورأس مطارمه عام 1948، ووادي فيران عام 1949. وحتى عام 1952 لم يكن قد تم مسح واستكشاف سوى 0.5 % من الأراضي المصرية، ولكن نتيجة للجهود التي بذلت بعد ذلك اكتشفت عدة حقول على اليابسة، أهمها بلاعيم عام 1955 وأبو رديس عام 1957 وسدرة عام 1958، كما اكتشف حقل كريم في فترة الخمسينات وكلها حقول على الضفة الشرقية لخليج السويس.

في عام 1954 حصلت شركة صحارى للبترول (Conoco) وغيرها) على امتياز في منطقة كبيرة تمتد شمال خط العرض 28ه، وفي عام 1957 أنشأت الحكومة المصرية المؤسسة العامة للبترول «الهيئة المصرية العامة للبترول حالياً» كهيئة حكومية قامت بإجراء مسوحات جذبية ومغناطيسية وزلزالية وحفرت عدداً من الآبار الاستكشافية، أدت إلى اكتشاف حقل بكر عام 1958. أما عمليات الاستكشاف البحري فقد بدأت في عام 1959 في منطقة خليج السويس بإجراء مسوحات زلزالية فيها لأول مرة، وتم حفر البئر الاستكشاف الأولى عام 1961 في حقل بلاعيم البحري، حيث اكتشف النفط، تبعه اكتشاف حقل رأس غارة عام 1964.

وفي عام 1963 حصلت شركة Philips للبترول على امتياز لكامل الصحراء الغربية شمال خط العرض 30 وفي نفس الوقت حصلت شركة Amoco على امتياز جنوب خط العرض 30 في حين مارست الشركة العامة للبترول نفس الوقت حصلت شركة منطقة سيوة. وفي ذلك العام تبنت الحكومة المصرية سياسة جديدة تجاه الشركات العاملة تقضي بعمل الشركات الأجنبية بالاشتراك مع «الهيئة المصرية العامة للبترول» التي حصلت في نفس السنة على 50 % من الشركة المصرية الدولية للزيت المتفرعة عن شركة Agip الإيطالية.

¹ International Egyptian Oil Company

تم خلال الفترة 1963 – 1973 تغطية كافة مناطق الصحراء الغربية بالمسوحات المغناطيسية، كما شهدت المنطقة نشاطا مكثفا للمسوحات الزلزالية حيث تم مسح أكثر من 49 ألف كم طولي، وتم اكتشاف حقل العلمين النفطي من قبل شركة Philips عام 1966. وتم اكتشاف خمسة حقول في الفترة ما بين 1964 و1973 كان أكبرها حقل مرجان العملاق في مياه خليج السويس عام 1965، والذي اكتشفته شركة بترول خليج السويس – جابكوGupco وهي شركة مشتركة بين الهيئة المصرية العامة للبترول و Amoco الأمريكية. واكتشفت هذه الشركة أيضا حقول: يوليو عام 1973، ورمضان عام 1974، وشعاب علي وأكتوبر عام 1977، ورأس بدران عام 1978، وخليج زيت عام 1981، وأصبحت Gupco بذلك أكبر شركة منتجة للبترول في مصر. وقد تم لاحقا تحقيق العديد من الاكتشافات منها: أبو الغراديق، سلام، كومومبو، نيدوكور – 1، تينه – 1، شرق الدلتا – 1، روسيتا، حابي، أهكن، دينيس، تونا، درفيل، نورس، كاروس، باراسودا، تاو، كاموس، زيكا، أبو زكن، مانغو، وغيرها.

أما بالنسبة للغاز الطبيعي فقد اكتشف أول حقل في منطقة أبو ماضي – دلتا النيل – عام 1967 من قبل شركة بلاعيم للبترول (Petrobel) وهي شركة مشتركة بين الهيئة المصرية العامة للبترول والشركة الدولية لبترول مصر، كما تحقق أول اكتشاف غازي بحري في أبو قير في البحر الأبيض المتوسط عام 1969. وبذلك افتتح طور جديد من الاستكشاف في المغمورة حيث تلا ذلك تحقيق عدة اكتشافات غازية منها القارة، و قنطرة – 1، و خيلالة – 1، و ناف، و طمسه – 1 و طمسه – 2، و بور فؤاد، و وقار، و كرش.

كانت آخر اتفاقية من نوع المشاركة مع الشركات الأجنبية قد وقعت عام 1973، بينما تم بعدها اعتماد سياسة اتفاقيات المشاركة بالإنتاج مع الشركات الأجنبية وتم تحويل جميع اتفاقيات المشاركة السابقة إلى اتفاقيات من هذا النوع، ومن ضمنها تلك الاتفاقية التي عقدت مع الشركة الدولية لبترول مصر عام 1975 وAmoco عام 1978. وقد لعبت الهيئة المصرية العامة للبترول دوراً بارزاً ونشطاً في عمليات الاستكشاف، سواء من خلال مشاركتها في المشاريع المشتركة مع الشركات الأجنبية مثل شركة جابكو أو من خلال شركاتها الحكومية مثل الشركة العامة للبترول (GPC) التي تمتلك العديد من الحقول وأكبرها حقل غارب، وتقوم بعمليات استكشاف في عدد من المناطق، حيث حصلت على تراخيص في سيناء وخليج السويس والصحراء الغربية. واعتباراً من نهاية عام 1989 أصبحت جميع الشركات الحكومية العاملة التي كانت تابعة لوزارة البترول، تتبع الهيئة المصرية العامة للبترول مثل شركة الحفر المصرية وبتروجيت و إنبي. وحرصاً من السلطات المصرية على تشجيع الاستكشاف والإنتاج، صدر القانون رقم 112 لعام 1985 والقانون رقم 110 لعام 1993 لتنظيم عمليات الاستكشاف والإنتاج في المناطق التي تدار من قبل الشركة العامة للبترول بحيث تجمع كلها باتفاقية امتياز واحدة وتم إعفاء الشركة العامة للبترول من دفع الإيجارات وتخفيض ضريبة الحكومة من 27 % (بموجب القانون رقم 149 لعام 1957) إلى ما بين 5-15 % من النفط والغاز المنتجين من المناطق التابعة لها، كما تم إعفاؤها من دفع الرسوم الجمركية على الآليات والمعدات والمواد الموردة لتنفيذ أعمالها، وصدرت بعد ذلك العديد من القوانين والمراسيم التي تصب في مصلحة دفع مسيرة التنمية في الصناعة البترولية قدماً. يبين الجدول 11-1 بعض اتفاقيات الاستكشاف التي وقعت في مصر عامي 2008 و2009، علماً أن الفترة الممتدة بين 1999 - 2009 قد شهدت إبرام 147 اتفاقية بترولية تغطى مساحة تزيد عن 527 ألف كيلومتر مربع (43.9 % من مساحة مصر)، وتشمل هذه الاتفاقيات 93 اتفاقية بترولية جديدة للبحث عن البترول والغاز مع عدد كبير من الشركات العالمية من جنسيات مختلفة و54 اتفاقية تعديل لاتفاقية سارية².

¹ Belayim Petroleum Company

² الورقة القطرية لجمهورية مصر العربية، مؤتمر الطاقة العربي التاسع، قطر، 2010.

تركي الحمش

2009 الجدول 11-1: بعض اتفاقيات الاستكشاف الموقعة عامي 2008 و

الالتزامات	المساحة كم ²	القاطع/المنطقة	الشركة القاطع	
200 مليون دولار+ 6 آبار	4180	شمال حابي	Gujarat State Petroleum Corp./ GeoGlobal Resourc- es/Alkoor Petroo	
12 مليون دولار+ 7 آبار	139	شمال شرق عش الملاحة	United Oil Company	2008
	8287	جنوب القصير	Gujarat State Petroleum	
	2600	جنوب سيناء	Corp./	
85 مليون دولار	108	جنوب خليج السويس	Hindustan Petroleum Corp./Oil India Gujarat State Petroleum Corp./ Adami Welspun Exploration	
20.5 مليون دولار+ 3 آبار	7137	الغزائيات	Arab Investment Co./ RAK Petroleum	
17.5 مليون دولار	43	امتداد غرب عش الملاحة	Tharwa Petroleum	2009
320 مليون دولار+ 3 آبار	2400	شمال التينة (بحري)	ВР	
48 مليون دولار+ 2 بئر	4414	البحرية	PGNIG	

ب- الشركات العاملة

يعمل $\underline{\underline{\mu}}$ مصر عدد كبير من الشركات يزيد عن 90 شركة من مختلف الجنسيات العربية والأجنبية، ويبين الجدول 11-2 أمثلة عن بعض الشركات العاملة $\underline{\underline{\mu}}$ قطاع النفط والغاز $\underline{\underline{\mu}}$ مصر مصنفة حسب نوع الشركة 1.

¹ Arab Oil and Gas Directory, 2010.

الجدول 11 - 2: بعض الشركات العاملة في قطاع النفط والغاز في مصر

اسم الشركة	الوصف	نوع الشركة
General Petroleum Co. (GPC)	شركات القطاع العام تعمل في كل مجالات الصناعة البترولية وتكون مملوكة جزئياً أو كلياً للهيئة العام للبترول	القطاع العام
Agiba Petroleum Co. Alamein Petroleum Co. Badr El Deen Petroleum Co. (BAPETCO) Belayim Petroleum Co. (PETROBEL) Beni Suef Petroleum Co. (BORAPETCO) El Arab Petroleum Co. (BORAPETCO) El Amal Petroleum Co. (OWAPCO) Esh El Mallaha Co.(ESHPETCO) Geisum Oil Co. (GEISO) Gemsa Petroleum Co. (GEMPETCO) Gulf Oil Co. Gulf of Suez Petroleum Co. (GUPCO) Khalda Petroleum Co. Magawish Petroleum Co. (MAGAPETCO) Offshore Shukeir Oil Co./ OSUCO Petrozeit Co. Rashid Petroleum Co. (RASHPETCO) Sea Gull (Suez Esso) Suez Oil Co. (SUCO)	وهي شركات تمتلك الهيئة العامة للبترول حصصاً فيها	شركات مشتركة
Alliance Amoco Apache BG Cabre Coplex Deminex Dublin Edison International ENR Epedeco Forum Exploration (Oil & Gas) Gharib Oil Fields Global Oil Fields HBSI IEOC IFC INA Industrija Naftaplin IPR Transoil KRITI Marathon Merlon Pennzoil PETZEID PICO Racebrook Repsol YPF Saam Seagull Shell Sipetrol TPIC Trican Tullow Western Atlas	وهي شركات حصلت على مناطق تعمل على استكشافها نتيجة جولات الإعلان	شرکات حاصلة على امتيازات

تركي الحمش

ومن الطبيعي أن استثمارات هذه الشركات تختلف حسب حجم الأعمال التي تقوم بها، ويمكن على سبيل المثال الإشارة إلى بعض الشركات العاملة في مجال البحث والاستكشاف مثل شركةات شركة Co. التي بدأت نشاطها في مصر عام 1987 ويبلغ حجم استثماراتها عن 570 مليون دولار، وشركة PICO التي بدأت نشاطها في مصر عام 1993 تزيد استثماراتها عن 570 مليون دولار، بينما تبلغ استثمارات شركة غارب (Gharib) التي بدأت نشاطها في مصر عام 1996 حوالي 34 مليون دولار.

أما أهم الشركات العالمية العاملة حالياً في مصر2، فهى:

• BP البريطانية:

وهي شريك بنسبة 50 % مع الهيئة العامة للبترول في شركة خليج السويس للبترول، وتمتلك 80 % من حصص قاطع غرب البحر المتوسط العميق WMED، و60 % من قاطع شمال الإسكندرية، و50 % من قاطع شمال سيناء، و25 % في قواطع دلتا النيل، وغرب أبو ماضي، وخلاله، والقنطرة. كما تمتلك حصصاً أخرى في البلاد، وقد زادت استثماراتها في مصر حتى نهاية عام 2006 عن 20 مليار دولار.

• Eni الايطالية:

وهي تعمل في مصر عبر ذراع محلي هو الشركة المصرية الدولية IEOC التي تمتلك حصة 50 % شركة Petrobel التي تدير حقل بلاعيم في خليج السويس. وكانت شركة IEOC قد وقعت عام 1998 على تمديد لترخيص عملها في خليج السويس حتى عام 2020 مع حق تمديد المدة لاحقاً، وهذا ما حصل عملياً عام 2009 عندما وقعت شركة Eni مع وزارة البترول المصرية على اتفاقية تضمنت عدة نقاط من بينها تمديد ترخيص عمل الشركة في حقل بلاعيم حتى عام 2030. وتعهدت الشركة باستثمار 1.5 مليار دولار خلال 5 سنوات للمحافظة على معدل إنتاجها من الحقول التي تعمل فيها، حيث تمتلك حصة 50 % في حقل بلطيم، و100 % من حقل شمال بور سعيد، و50 % من حصص حقل رأس البر، وحصصاً مختلفة في حقول أخرى. وقد أشارت شركة Eni في تقريرها السنوي عام 2008 إلى أن إنتاجها من الحقول المصرية بلغ 240 ألف برميل مكافئ من النفط يومياً، منها 98 ألف ب/ي من النفط، وأكثر من 818 مليون قدم أدي من الغاز الطبيعي.

العالمية: Royal Dutch Shell •

تمتلك Shell حصة 50 % من شركة بدر الدين للبترول Bapetco، وهي شركة مشتركة تم إنشاؤها في الثمانينات مع الهيئة العامة للبترول بهدف تطوير عدة اكتشافات في قاطعي سترا وبدر الدين. ومنذ ذلك الحين حصلت Shell على العديد من الحصص في قواطع أخرى مثل قاطع شرق البحر المتوسط العميق الذي امتلكت فيه حصة 84 % عام 1999، ثم باعت 33 % من تلك الحصة عام 2007 لشركة ONGC الذي امتلكت فيه حضقة بلغت قيمتها 380 مليون دولار.

• RWE Dea الألمانية:

تعمل هذه الشركة في مصر منذ عام 1974، وقد اكتشفت ثلاثة حقول في خليج السويس هي حقل رأس بدران، ورأس فنار، وخليج الزيت، وتم إنشاء شركة مشتركة مع الهيئة العامة للبترول دعيت باسم شركة السويس للزيت SUCO، حيث وضع حقل رأس بدران على الإنتاج عام 1983 بمعدل بلغ 60 ألف ب/ي، وتم استثمار 3.2 مليار دولار في تلك الحقول خلال ثلاثين عاماً، وقد تراجع معدل إنتاجها مجتمعة إلى حدود 15 – 16 ألف ب/ي بعد كل تلك الفترة.

¹ الموقع الرسمي لوزارة البترول المصرية، الشركات المستثمرة في قطاع البترول.

² استقيت معظم المعلومات عن الشركات العاملة في مصر من: .Arab Oil& Gas Directory, 2010

تمتلك هذه الشركة حالياً حصصاً في 15 قاطعاً في المغمورة وعلى اليابسة تزيد مساحتها مجتمعة عن 15 ألف كيلو متر مربع، منها حصة 40 % في قاطع غرب البحر المتوسط العميق، و 25 % في قاطع شرق الدلتا- شمال، و45.5 % في قاطع شرق الدلتا- جنوب.

• Lukoil الروسية:

تتركز نشاطات هذه الشركة في الصحراء الغربية في قاطع غرب عش الملاحة عبر العديد من أذرعها، وتتم إدارة عمليات القاطع عبر شركة Cabre Exploration وهي فرع من Lukoil Overseas Holdings وهي فرع من Lukoil International (Cyprus) Limited من حصص القاطع، بينما تمتلك Limited وتمتلك 50 % من حصص القاطع، بينما تمتلك Lukoil International (Cyprus) ليحة التي تديرها الشركة المصرية باقي الحصة. كما تمتلك Lukoil حصة 36 % في منطقة تطوير المليحة التي تديرها الشركة المصرية الدولية للزيت.

• Apache Corporation الأمريكية:

تعتبر هذه الشركة المنتج الثالث للبترول على مستوى مصر، ولديها حصص في 23 قاطعاً تغطي مساحة تزيد عن 76 ألف كيلو متر مربع، منها 19 قاطعاً قيد الإنتاج. كما تعتبر الشركة الأجنبية ذات الحصة الأكبر في شركة خالدة (Khalda Petroleum Company (KPC) التي تشترك فيها مع الهيئة العامة للبترول ومع شركة خالدة في الثمانينات من القرن الماضي بهدف تطوير الاكتشافات التي حققتها شركة 20000 في قاطعي خالدة وسلام في الصحراء الغربية.

إضافة لذلك تقوم شركة Apache بإدارة عمليات شركة قارون Qarun Petroleum Company التي متاطقة لذلك تقوم شركة مساحة 7800 كيلو متر مربع في عدة مناطق مثل قارون، مثمال قارون، جنوب قارون- غرب، وادي الريان، وغيرها، والتي باتت حالياً شركة مشتركة بين Apache شمال قارون، جنوب قارون- غرب، وادي الريان، وغيرها، والتي باتت حالياً شركة مشتركة بين 998 (37.5) والهيئة العامة للبترول (50 %)، وشركة (8 20 %)، والقاطع 1 غرب البحر المتوسط (33.3) حصص المساق هي شمال البحرية (50 %)، والقاطع 1 غرب البحر المتوسط (33.3)، وشمال شرق أبو الغراديق (24 %)، وفي عام 2001 حصلت على معظم حصص شركة Repsol YPF الإسبانية في الصحراء الغربية مقابل مبلغ 410 مليون دولار. كما تدير هذه الشركة عمليات قاطع شرق بني سويف بحصة متساوية مع شركة Dana Petroleum. وتشير تقاريرها السنوية إلى أن معدل إنتاجها اليومي من حصصها في مصر عام 2009 بلغ حوالي 90 ألف ب/ي من النفط، و360 مليون قدم (5 من الغاز، مقارنة بحوالي 40 ألف ب/ي من النفط، و300 مليون قدم (5 من الغاز في عام 2008).

• Melrose Resources البريطانية:

تعمل هذه الشركة في مناطق القنطرة، والمنصورة، وجنوب المنصورة في دلتا النيل، حيث اكتشفت عدة حقول غاز وحقلي نفط. وقد وضعت في خطتها الاستكشافية لعام 2010 إجراء مسح زلزالي ثلاثي الأبعاد على مساحة 500 كيلو متر مربع في قاطع جنوب شرق المنصورة، إضافة إلى مسح زلزالي ثنائي الأبعاد على امتداد 2000 كم طولي في منطقة المساحة في صعيد مصر. وعموماً خصصت هذه الشركة في ميزانيتها 26 مليون دولار لعمليات التطوير في مصر عام 2010.

• TransGlobe Energy Corporation الكندية:

وهي الشركة التي تدير عمليات امتياز غرب غارب في منطقة خليج السويس، وقد حصلت على حصص Dublin الكندية، هما Tanganyika Oil Company الكندية، هما Dublin الاستحواذ على ذراعين مصريين لشركة Drucker Petroleum Incوذلك عام 2007، كما اشترت الشركة Orucker Petroleum Incوذلك عام GHP Exploration القبرصية. 25 % من حصص مناطق تطوير مختلفة في امتياز غرب غالب من شركة OHP Exploration القبرصية.

وكانت شركة TransGlobe قد ذكرت في شهر تشرين الأول/أكتوبر عام 2008 أنها تتوقع أن يصل معدل إنتاجها من البترول في مصر إلى 7450 - 7650 ب م ن/ى في نهاية ذلك العام.

• Dana Petroleum البريطانية:

دخلت هذه الشركة سوق الصناعة البترولية المصري في شهر أيلول/سبتمبر عام 2009 عن طريق تبادل الحصص مع شركة GDF Suez التي تعرف حالياً باسم GDF Suez ،ثم حصلت عام 2007 من شركة Devon Energy Corporation الأمريكية، على حصص في ثمانية امتيازات أربعة منها في خليج السويس، وأربعة في الصحراء الغربية. وفي عام 2008 حصلت على 40 % من حصص قاطع جنوب شرق يوليو. وقد ذكرت الشركة في أيلول/سبتمبر عام 2009 أنها قد وضعت خططاً لحفر ستة آبار استكشافية في مصر.

• Dana Gas الإماراتية:

تعمل هذه الشركة المسجلة في الشارقة / الإمارات العربية المتحدة، على إدارة قاطعين في دلتا النيل إضافة إلى قاطع كوم أمبو في الصعيد حيث حققت اكتشافين للنفط في عامي 2007 و 2008. فقد أعلنت في شهر حزيران/يونيو عام 2007 عن اكتشاف للغاز الطبيعي والمتكثفات في بئر الوسطاني غرب - 2، حيث أنتج البئر عند اختباره بمعدل 9.5 مليون قدم 5 ي من الغاز، و1022 ب/ي من المتكثفات وذلك من طبقة قواسم الرملية. وفي آب/أغسطس 2008 حققت الشركة اكتشافاً جديداً للغاز الطبيعي والمتكثفات في بئر دبايا - 1، في قاطع غرب المنزلة، حيث تم اختراق نطاق حامل للغاز في أسفل طبقة أبو ماضي الرملية، وأنتج البئر عند اختباره 16.5 مليون قدم 5 ى من الغاز و330 ب/ى من المتكثفات.

ورغم أن الشركة تركز عموماً على عمليات الغاز الطبيعي، إلا أنها تعتبر سادس أكبر منتج للنفط في مصر، حيث بلغ معدل إنتاجها في نهاية عام 2009 حوالي 37 ألف ب م ن/ي. وفي عام 2009 حققت الشركة اكتشافين كبيرين للغاز. إضافة لذلك تشارك Dana Gas في الأعمال الإنشائية الخاصة بمحطة الغاز البترولي المسيل في خليج السويس بالشراكة مع EGAS وApicorp، حيث ستصل طاقة المحطة إلى 120 ألف طن سنوياً من غاز البروبان والبوتان.

نشاط عمليات الاستكشاف

تتميز عمليات الاستكشاف في مصر بنشاط ملحوظ يرافقه تكثيف لعمليات الحفر، وهذا ما ساهم ويساهم في تحقيق عدد كبير من اكتشافات النفط والغاز، ففي الفترة الممتدة بين عامي 2006 و2010، تم تحقيق ما لا يقل عن 255 اكتشافاً، منها 156 اكتشافاً جديداً للنفط، و99 اكتشافاً للغازا. ويمكن القول أن نسبة عدد الاكتشافات في مصر خلال خمس سنوات بلغت حوالي 60 % من إجمالي اكتشافات الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، وتشير نتائج الاستكشاف بأن منطقة خليج السويس ما تزال المصدر الأساسي للنفط، في حين أن اكتشافات الصحراء الغربية كانت نفطية غازية، أما الاكتشافات الغازية فقد تركزت في منطقتي الدلتا والبحر الأبيض المتوسط (في المغمورة من الدلتا). وتعتبر منطقة خليج السويس من أهم مناطق إنتاج النفط وتأتي بعدها من حيث الأهمية منطقة الصحراء الغربية.

ومن الاكتشافات الهامة يمكن الإشارة إلى (سترا- 1، سترا- 3، سترا- 5، القصر- 34، جاد- 1) التي تحققت عام 2007، وذكر حسب تصريح رسمي لوزارة البترول في ذلك الوقت أن هذه الاكتشافات

¹ تقرير الأمين العام السنوي السابع والثلاثون، أوابك، 2010.

الجديدة ستضيف 140 مليون برميل من النفط إلى احتياطيات مصر بالإضافة إلى 1.5 تريليون قدم مكعب من الغاز.

كما حققت شركة BP في نفس العام اكتشاف "الجيزة- 1" وقدر الاحتياطي المكتشف حينها بحوالي 1 تريليون قدم مكعب أ. وأعلن في مصر في 2007/2/25 عن اكتشاف نفطي جديد بمنطقة الصحراء الغربية، بطاقة إنتاجية يومية تصل إلى 3200 برميل واحتياطي مؤكد يبلغ 31 مليون برميل. وقالت وزارة البترول المصرية في بيان لها أن الاكتشاف الجديد (سيدي عبد الرحمن 1) بالقرب من ميناء الحمراء البترولي بمنطقة العلمين بالصحراء الغربية، يشير إلى وجود تراكيب جيولوجية أخرى يقدر احتياطيها بنحو 21 مليون برميل من النفط الخام مما يرفع الاحتياطي الكلي للمنطقة إلى 52 مليون برميل من النهوث ويبين الجدول 11-3 بعض الاكتشافات التى تحققت في مصر عام 2010.

الجدول 11 - 3: بعض الاكتشافات التي تحققت في مصر عام 2010 من قبل مختلف الشركات

الاحتياطي	نتائج الاختبار	نوع ا لاك تشاف	العمق م	البئر	الحقل/القاطع	الشركة العاملة
65 مليون برميل	1025 ب/ي	نفط		عامر-1	مكمن النوبيا	الشركة العامة
	975 ب/ي	نفط		عامر-2	مكمن النوبيا	للبترول
	4714 ب/ي	نفط		لوركان-1	شمال زیت	
	600 ب م ن /ي	غاز		فيوم-2	شرق بني سويف	
	مليون قدم $^{3}/_{2}$	غاز	1700	أوركيد-1	غرب المنزلة	
	12.5 مليون قدم ³ /ي	غاز		غرب ودر الدلتا–1	غرب ورد الدلتا	دانه غاز
	16.1 مليون قدم³/ي غاز + 561 ب/ي متكثفات	غاز ومتكثفات		سلمی دلتا شمال–1	سلمی دلتا شمال	
90–50 مليار قدم مكعب		غاز			جنوب أبو النجا	
	1300 ب/ي	نفط			غرب عش الملاحة	ثروة للبترول
		غاز	6350	WMDW-7	حدوة	BP Egypt
	250 ب/ي	نفط		صفوة- شمال غرب-1	غزالات	TransGlobe Energy
	500 ب/ي	نفط	1400	صبار-1	شرق غزالات	Vegas Oil & Gas S.A.
	890 ب/ي	نفط		أوبرا-1	حوض مطروح	Apache Corporation

¹ Off Shore Magazine, 31/1/2007.

² نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، أوابك، السنة السابعة والعشرون،العدد الأول، 2007.

³ تقرير الأمين العام السنوى السابع والثلاثون، أوابك، 2010.

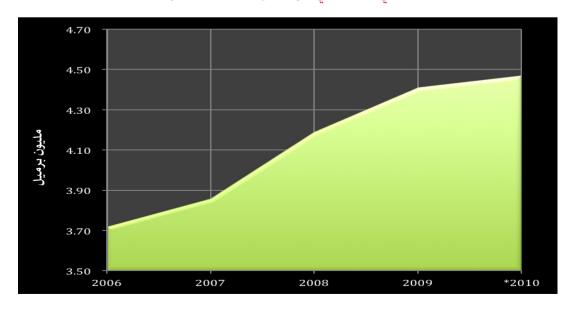
	44 مليون قدم ³ /ي غاز + 2910 ب/ي متكثفات	غاز ومتكثفات		سما–1	حوض مطروح	Apache Corporation
	4554 ب/ي نفط + 10.1 مليون قدم³/ي غاز	نفط وغاز		غرب كلبشة–1	حوض الفاغور	Apache Corporation
	5000 ب/ي نفط + 130 مليون قدم ³ /ي غاز	نفط وغاز		غرب كلبشة–2	حوض الفاغور	Apache Corporation
	1600 ب/ي	نفط		ضياء–1	شرق رأس القطارة	Kuwait Energy
	6150 ب/ي نفط + 6.9 مليون قدم³/ي غاز	نفط وغاز		الأمير جنوب شرق–5	جمسة	Circle Oil Plc
30 مليار قدم مكعب	12 مليون قدم ³ /ي	غاز		داماس-1	جنوب شرق المنصورة	Melrose Re- sources plc
6.5 – 3.9 مليون برميل	1544 ب/ي نفط + 1544 مليون ق <i>د</i> م ³ /ي غاز	نفط	4312	نفرتيت <i>ي</i> –1	نفرتيتي	Dana Petroleum

احتياطيات النفط والغاز

• احتياطي النفط

شهدت الفترة الممتدة بين عامي 2006 و2010 ارتفاعاً مستمراً في احتياطيات النفط التي بلغت 3.72 مليار برميل عام 2006، بينما وصلت إلى 4.47 مليار برميل في نهاية عام 2010، ويمكن القول أن نسبة احتياطي مصر إلى إجمالي احتياطي دول أوابك ارتفعت خلال تلك الفترة من 0.56 % عام 2006 إلى 3.70 % عام 2010 ويبين الشكل 11-1 تطور هذا الاحتياطي خلال خمس سنوات.

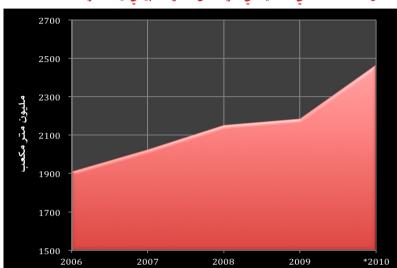
الشكل 11 - 1: تنامي الاحتياطي المؤكد من النفط في مصر، 2006 - 2010



احتياطي الغاز

ارتفع احتياطي الغاز بشكل ملحوظ في مصر بين عامي 2006 و2010 بما يزيد عن 556 مليار متر مكعب، حيث بلغت تقديرات الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في نهاية عام 2010 حوالي 2466 مليار

الشكل 11 - 2: تنامى الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في مصر، 2006 - 2010



مترمكعب، مقارنة بقرابة 1910 مليار متر مكعب عام 2006، مما يوضح أهمية العدد الكبير من الاكتشافات التي تحققت خلال تلك الفترة (99 اكتشافاً للغاز على الأقل كما ذكر سابقاً). وتقدر نسبة احتياطى الغاز الطبيعي المصري بحوالي 4.6 % من إجمالي احتياطي الدول الأعضاء في أوابك عام 2010. يبين الشكل 11-2 تطور هذا الاحتياطي خلال خمس سنوات.

إنتاج النفط والغاز الطبيعي

• إنتاج النفط

شهد إنتاج النفط في مصر أعلى معدل له في عام 1993 عندما بلغ 910 آلاف ب/ي، ليشهد بعدها فترة طويلة من التراجع، ثم عاد ليرتفع تدريجياً مع العدد الكبير من الاكتشافات من جهة، ومع تطبيق طرق الاستخلاص المحسن في بعض الحقول من جهة أخرى، مثل استخدام تقنية التحفيز بالبخار التي تمت في حقل عسران الذي اكتشف عام 1980 على بعد 290 كم جنوب شرق القاهرة، ويغطي مساحة تزيد على 80 كيلو متر مربع، ويقدر الاحتياطي الجيولوجي فيه بحوالي 360 مليون برميل، وقد بدأت عمليات التطوير على الحقل في عام 1999 من قبل الهيئة المصرية العامة للبترول، وشركة Scimitar Production المعزز التطوير على الحقل في عام 1999 من قبل الهيئة المصرية العامة للبترول، وشركة الاستخلاص المعزز على تشكيلة الدولوميت الأعلى 2003 بدراسة تهدف لتحري إمكانية تطبيق تقنيات الاستخلاص المعزز على تتكيلة الدولوميت الأعلى 1909، بدأت بتجريب تقنية التحفيز بالبخار على البئر عسران 44، وبينت النبيائج أن هذه التقنية يمكن أن تساهم في رفع معامل الاستخلاص إلى 20 %، بينما لن يزيد معامل الاستخلاص عن 1 % في حال عدم تطبيقها، وقد عمدت الشركة استناداً إلى هذه النتائج إلى توسيع المشروع ليشمل ثلاثة أطوار، تتضمن حقن البخار ثم الانتظار لمدة 50 يوماً، ثم وضع الآبار على الإنتاج أ.

يبين الجدول 11-4 تغيرات إنتاج النفط والمتكثفات خلال خمس سنوات 2 .

¹ حمش تركى، الاستخلاص البترولي المحسن، أوابك، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد السادس والثلاثون العدد 133 ربيع 2010.

تقرير الأمين العام السنوى السابع والثلاثون، أوابك، 2010.

الجدول 11 - 4: تغير إنتاج النفط والمتكثفات في مصر، 2006 - 2010

2010	2009	2008	2007	2006	
554.3	564.3	528.2	562.0	554.0	النفط
غ م	124	126	70	65	المتكثفات
	688.3	654.2	632.0	619.0	المجموع (ألف ب/ي)

إن تتبع أرقام الجدول السابق ومقارنتها بتطورات الاحتياطي يعطى انطباعاً عن حجم الإضافات التي ساهمت بها الاكتشافات الجديدة، إذ أن مجموع ما أنتج من النفط (بدون المتكثفات) خلال السنوات الخمس يزيد عن 1 مليار برميل، بينما ارتفع الاحتياطي بحوالي 750 مليون برميل، مما يعني أن الجهود التي بذلت في مجال تطوير الاحتياطي آتت أؤكلها بإضافة أكثر من 1.75 مليار برميل خلال الفترة ما بين 2006 - 2010.

ويمكن القول أن أكبر منطقة منتجة للنفط في مصر هي منطقة خليج السويس (55 %) من إجمالي الإنتاج، تليها منطقة الصحراء الغربية (20 %)، ثم سيناء (8-9 %)، والصحراء الشرقية (7 %).

• الغاز الطبيعي المسوق

تشير البيانات إلى أن 16 مشروعاً لتطوير وإنتاج الغاز الطبيعي تم تنفيذها في العام 2010/2009، 2 ساهمت في إضافة احتياطيات تقدر بحوالي 65 مليار متر مكعب

يبين الجدول 11-5، كميات الغاز الطبيعي المسوق خلال أربع سنوات³، ويلاحظ من الجدول أن هذه الكميات ازدادت بين عامى 2006 و2009 بأكثر من 2.37 مليار متر مكعب.

الجدول 11 - 5: كميات الغاز الطبيعي المسوق، 2006 - 2009

2009	2008	2007	2006	السنة
62070	60994	56973	59700	مليون متر مكعب سنوياً

وقد بلغت نسبة الغاز المصرى المسوق إلى إجمالي

الغاز المسوق في الدول الأعضاء في أوابك عام 2009 حوالي 15.11 % لتحتل بذلك المرتبة الرابعة بعد قطر والسعودية والجزائر، كما هو مبين في



الشكل 11 – 3: نسبة كميات الغاز الطبيعي المصري المسوق، إلى إجمالي

الشكل 11–3.

¹ تستخدم السنة المالية في مصر لنشر التقارير الخاصة بصناعة البترول، وهي تبدأ في منتصف العام الميلادي.

 ² تقرير الأمين العام السنوى السابع والثلاثون، أوابك، 2010.

³ المرجع السابق.

ثانيا: الدول غير الأعضاء

المملكة الأردنية الهاشمية

أ - لمحة تاريخية

بدأ التنقيب عن البترول في الأردن عام 1947، عندما منحت الحكومة ترخيصاً يغطي البلاد كلها ومدته 75 عاماً لشركة نفط العراق (IPC). وهي شركة تابعة لشركة نفط العراق (IPC). وبعد أن قامت تلك الشركة برسم الخرائط الجيولوجية، وإجراء المسوحات الجذبية والمغناطيسية، تخلت عن امتيازها في عام 1954.

في عام 1965 تم إنشاء سلطة المصادر الطبيعية (NRA)، والتي تتمثل مهمتها في الإشراف على استكشاف وتقييم وتطوير الموارد المعدنية في البلاد وغيرها من الموارد، إضافة إلى التنقيب عن النفط والغاز.

وفي عام 1966 صدر نظام التعدين رقم (131) الذي تضمن العديد من النقاط ومن بينها نواظم للحصول على رخص التنقيب.

وضمن شروط وإجراءات منح رخص التنقيب عرفت سلطة المصادر الطبيعية التنقيب بأنه "أي عمل يتعلق بالبحث والتحري عن المعادن والمواد الخام بقصد التأكد من وجودها ومعرفة كمياتها ونوعيتها ومواصفاتها وتشتمل هذه الأعمال على عمليات الحفر وتحديد مواقع الخام وأخذ العينات والتحاليل المخبرية والدراسات التفصيلية الأخرى اللازمة". كما أوضحت معنى رخص التنقيب والشروط الواجب توفرها قبل الحصول على تلك الرخص، وشروط منحها، والإجراءات التي يتم اتخاذها من قبل المعنيين في السلطة تمهيداً لمنح رخصة التنقيب، إضافة إلى تعليمات خاصة يجب الالتزام بها خلال العمل، وشروط تجديد رخصة التنقيب.

في عام 1968 صدر قانون تنظيم شؤون المصادر الطبيعية رقم (12) فأصبحت السلطة تتمتع بشخصية اعتبارية مستقلة تضم عدة مديريات منها التعدين، الجيولوجيا، والمياه والري. وفي عام 1985 أصبح وزير الطاقة والثروة المعدنية رئيساً لسلطة المصادر الطبيعية وتم نقل مديريتي المياه والري إلى سلطة المياه. وقد عهد للسلطة القيام بالمهام الرئيسية التالية:

- وضع السياسات اللازمة لتطوير واستغلال الثروات المعدنية ومصادر الطاقة.
- إجراء الدراسات والمسوحات الجيولوجية والجيوفيزيائية والجيوكيمائية والفنية والدراسات الاقتصادية للمصادر الطبيعية في المملكة.
- وضع الخطط والبرامج لتطبيق التشريعات المتعلقة بالمجالات المتعددة للثروة الطبيعية في الأردن.
 - إصدار رخص التنقيب والتعدين والمقالع وحقوق التعدين.
 - التعاون مع المؤسسات الدولية المتعددة.
- الإشراف على أعمال التنقيب عن البترول والمعادن في المملكة وعقد الاتفاقيات الدولية الخاصة بالتنقيب عن البترول والتعدين.
- زيادة إسهام قطاع التعدين في الناتج المحلي الإجمالي وذلك عن طريق توفير كافة المعلومات اللازمة لتشجيع الاستثمار.

حققت سلطة المصادر الطبيعية اكتشافاً واحداً للنفط هو حقل حمزة، واكتشافاً واحداً للغاز هو حقل الريشة وذلك في الثمانينات من القرن الماضي، ولا تزال تلك الحقول هي الحقول الوحيدة المنتجة في الأردن.

وقد أعلنت سلطة المصادر الطبيعية عن اكتشاف للنفط قرب البحر الميت وفي منطقة وادي السرحان عام 1989، إضافة إلى اكتشاف تجمعات للنفط في منطقة الدحلة جنوب شرق الأردن، إلا أن تلك الاكتشافات لم تدخل حيز التطوير.

في عام 1995، فتحت الحكومة الأردنية مناطقاً جديدة للاستكشاف في مختلف نواحي البلاد تحت ظل شروط مرنة لمبدأ تقاسم الإنتاج، وقد حصلت شركات أمريكية على ثلاثة عقود حينئذ، إلا أنها تخلت عن تلك العقود بالتدريج بين عامى 1998 و2000.

تم استحداث نموذج تعاقدي جديد عام 2000 (الجدول 12-1)، وخصصت عدة تصاريح للتنقيب بين ذلك الحين وعام 2004، تم تحويل اثنين منها إلى تراخيص تنقيب متكاملة عام 2005. وفي ديسمبر 2007، وقعت الأردن والسعودية اتفاقاً لترسيم حدودهما البحرية المشتركة، بعد أن تم التوافق على ترسيم حدودهما البرية في عام 1965.

الجدول 12 - 1: نسب التحاصص في اتفاقيات تقاسم الإنتاج بعد تحديثها عام 2000

حصة المتعاقد %	حصة الحكومة %	معدل الإنتاج ب/ي
60	40	10000 -0
55	45	20000 -10001
50	50 50 40000 -2000	
45	55	60000 -40001
40	60	100000 -60001
35	65	200000 -100000
30	70	200000 وما فوق

وتضمنت الشروط أن معدل استرداد التكلفة يمكن أن يصل إلى 70 %، إضافة إلى عدم وجود ضريبة الملكية (Royalty) أو علاوة توقيع العقد (Signature Bonus).

تعمل سلطة المصادرة الطبيعية حالياً على تطوير وتسخير الطاقة والموارد المعدنية في الأردن. وتتكون من الوحدات التنظيمية التالية!

- إدارة المساحة الجيولوجية، وتضم: مديرية الجيولوجيا- مديرية تطوير المشاريع والاستثمار- مديرية المعلومات.
 - إدارة تنظيم التعدين والبترول، وتضم: مديرية البترول- مديرية المناجم والمقالع.
- إدارة الخدمات الفنية والمساندة، وتشمل: مديرية المشاغل- مديرية المختبرات- مديرية الخدمات المدانية.
 - إدارة الشؤون الإدارية والمالية، وتتكون من: مديرية المالية- مديرية الإدارة.

¹ الموقع الرسمى لسلطة المصادر الطبيعية، المملكة الأردنية الهاشمية http://www.nra.gov.jo.

اتفاقيات الإنتاج

أعلنت سلطة المصادر الطبيعية عن جولة عروض استكشاف عالمية عام 2009 وذلك لقاطعي الجفر، والأراضى الشمالية، لكنها لم تتلق أية عروض للقاطعين.

وقد تم سابقاً استكشاف قاطع الأراضي الشمالية الذي تبلغ مساحته 7454 كيلو متر مربع من قبل شركة Pauley الأمريكية، ولاحقاً من قبل شركة Total، لكن الآبار السبعة التي حفرت في المنطقة بين عامي 1959 و1991 كانت جافة.

أما قاطع الجفر الذي تبلغ مساحته 19156 كيلو متر مربع، فقد نقبت فيه شركة Hunt Oil، وحفرت به بئرين الأول JF-1 عام 1989، والثاني JF-2 عام 1990 وكان كلاهما جافاً. وتم لاحقاً منح ترخيص تنقيب مدته تسعة أشهر في القاطع لشركة Dauntless Energy الكندية عام 2000 التي قامت بإجراء دراسات جيولوجية وجيوفيزيائية للقاطع، وقررت بنتيجتها عدم الانتقال إلى مرحلة الاستكشاف، وقد تم عرض القاطع للاستكشاف عام 2006 ولم ترد أية عروض له.

ب- الشركات العاملة

تضم الأردن ستة قطاعات تعمل بها عدة شركات محلية وعالمية، وهي:

:National Petroleum Company / BP •

تعمل هذه الشركة تحت ظل اتفاقية استكشاف وتطوير مدتها 50 عاماً تم توقيعها عام 1996 لقاطع الريشة الذي تبلغ مساحته 7500 كيلو متر مربع. ويحتوي على حقل الريشة الغازي الذي يغطي مساحة 1500 كيلو متر مربع، وينتج حوالى 20 مليون قدم3/كي.

:Trans-Global Petroleum •

وقعت هذه الشركة عام 1996على اتفاقية استكشاف ومشاركة بالإنتاج لمنطقة بمساحة 6950 كيلو متر مربع، تمتد فوق مناطق البحر الميت، ووادي عربة، والكرك، وتقضي بإنفاق 20 مليون دولار على عمليات الاستكشاف خلال ثماني سنوات موزعة على مرحليتن. قامت TGP بإنشاء فرع لها في الأردن تحت اسم Porosity ثماني سنوات موزعة على مرحليتن. وفي عام 2006 وقعت على اتفاقية مع شركة Trans-Global Petroleum (TGP)Jordan Ltd. اللبنانية حصلت الأخيرة بموجبها على 80 % من حصص القاطع على أن تنفق 12 مليون دولار على عمليات الاستكشاف، وقد حفرت بئرين جافين حتى عام 2009، فانسحبت من الاتفاقية متخلية عن حصصها بدون مقابل.

:Sonoran Energy •

وقعت هذه الشركة عام 2005 على اتفاقية استكشاف ومشاركة بالإنتاج لقاطع الأزرق الذي تبلغ مساحته 11205 كيلو متر مربع، تنفق بموجبها 13 مليون دولار على عمليات الاستكشاف خلال ست سنوات. وكانت سلطة المصادر الطبيعية قد اكتشفت حقل حمزة في المنطقة والذي وضع على الإنتاج عام 1985، لكن إنتاجه لم يزد عن -35 40 ب/ي عند توقيع الاتفاقية، فتم الاتفاق مع Sonoran على أن تتولى استثمار الآبار الموجودة في الحقل، على أن تدفع 15 ألف دولار سنوياً عندما يصل معدل الإنتاج من الحقل إلى 500 ب/ي. وبعد قيامها بالعديد من الدراسات في القاطع أعلنت الشركة عن اكتشاف نطاق حامل للنفط قدرت الاحتياطي فيه بحوالي 30 مليون برميل. وفي أواخر عام 2007 ذكرت أن شركة SM حلمل للنفط قدرت الاحتياطي فيه بحوالي 30 مليون برميل. وفي أواخر عام 2007 ذكرت أن شركة SM بعض التكاليف التي أنفقتها Sonoran حتى ذلك الوقت.

:Petrel Resources •

تدير هذه الشركة الايرلندية منطقة بمساحة 8750 كيلو متر مربع شرق قطعة الصفاوي وقد وقعت مذكرة تفاهم بشأنها مع السلطات الأردنية عام 2004، تنص على تقييم الإمكانيات البترولية للمنطقة. وقامت الشركة بإعادة معالجة بيانات مسح زلزالي ثنائي الأبعاد وحللت عينات أسطوانية، وتوصلت إلى استنتاجات إيجابية عن المنطقة دفعتها لطلب تحويل مذكرة التفاهم إلى اتفاقية استكشاف ومشاركة بالإنتاج. تم توقيع الاتفاقية عام 2006، وصادقت الحكومة الأردنية عليها في مطلع عام 2007، ونصت على أن تنفق Petrel مبلغ 4 ملايين دولار خلال فترة استكشاف تمتد لثلاث سنوات وتتضمن إجراء مسوحات زلزالية ثنائية وثلاثية الأبعاد وحفر بئرين. كما تضمنت الاتفاقية خيار تمديدها لمدة سنتين إضافيتين، ويتعين عندها على الشركة إنفاق 5 ملايين دولار على إعادة تفسير معطيات المسح الزلزالي، إضافة لحفر بئرين آخرين.

:Global Petroleum •

وقعت هذه الشركة الهندية اتفاقية استكشاف عام 2006 لقاطع غرب الصفاوي الذي تبلغ مساحته 8850 كيلو متر مربع، تنص الاتفاقية على أن تنفق الشركة 5 ملايين دولار على الأقل خلال ثلاث سنوات، وذلك على إجراء مسوحات جيولوجية وجيوفيزيائية متضمنة 300 كم طولي من المسوحات الزلزالية ثنائية الأبعاد وحفر بئرين الأول إلزامي والثاني يعتمد على نتائج البئر الأول. ويمكن للشركة طلب تمديد الاتفاقية لسنتين إضافيتين على أن تنفق في الفترة الثانية 3 ملايين دولار على إعادة تفسير بيانات المسح الزلزالي وحفر بئرين آخرين.

:Universal Energy •

وقعت هذه الشركة الهندية في أواخر عام 2006 على اتفاقية تنقيب في منطقة وادي السرحان التي تبلغ مساحتها 11610 كيلو متر مربع، وتم تصديق الاتفاقية في مطاع عام 2007، ونصت على أن تدفع الشركة منحة توقيع تبلغ 10 آلاف دولار، وتنفق 7.5 مليون دولار خلال فترة تنقيب أولية تمتد لثلاث سنوات، ويشمل برنامج العمل إعادة تفسير 2100 كم طولي من البيانات الزلزالية ثنائية الأبعاد، وإجراء مسوحات زلزالية جديدة ثنائية وثلاثية وثلاثية الأبعاد، وحفر بئرين إلزاميين بالإضافة إلى بئر ثالث اختياري اعتماداً على نتائج البئرين السابقين. وتضمن الاتفاقية خيار التمديد لمدة ثلاث سنوات إضافية تلتزم الشركة خلالها بإعادة تفسير 1000 كم طولي من البيانات الزلزالية ثنائية الأبعاد وإجراء مسوحات زلزالية جديدة ثنائية وثلاثية الأبعاد، وحفر بئر واحد إلزامي إضافة إلى بئر اختياري يرتبط بالحصول على نتائج إيجابية من البئر الأول.

يذكر أن عمليات التنقيب في وادي السرحان بدأت منذ عام 1992 من قبل عدة شركات، وحفر فيه 16 بئراً عثر على شواهد نفطية في خمسة منها، وعثر على شواهد نفطية وغازية في بئر واحد.

احتياطي النفط والغاز

يقدر احتياطي النفط في الأردن بحوالي 1 مليون برميل، منها حوالي 600 ألف برميل في حقل حمزة أ. وكما ذكر سابقاً فإن شركة Sonoran أعلنت عن اكتشاف نطاق حامل للنفط في حقل حمزة قدرت الاحتياطي فيه بحوالي 30 مليون برميل.

بينما يقدر احتياطي الغاز بحوالي 220 مليار قدم مكعب (6.23 مليار متر مكعب) حسب تقديرات عام 2008. ويمكن اعتبار حقل الريشة من الحقول الحاوية على الغاز الطبيعي غير التقليدي ضمن الصخور الرملية ذات النفاذية المنخفضة حيث تقل نفاذيته الوسطية عن 0.124 ميللي دارسي.

¹ Arab Oil & Gas Directory, 2010.

وتشير بعض الدراسات إلى أن الاحتياطيات غير المكتشفة من النفط في الأردن يمكن أن تبلغ 1.1 مليار برميل، كما قد يحتوي على 69 مليار متر مكعب من الغاز، حيث تتوزع فيه العديد من التشكيلات الصخرية المولدة للبترول، ومنها: طاقيه من العصر الثلاثي، موقر- غريب- وادي السير- ناور من العصر الكريتاسي، مدورة من العصر السيلوري، وحسوه من العصر الأوردوفيشي أ.

وبغض النظر عن النفط والغاز، يتميز الأردن باحتياطي كبير من السجيل الزيتي تتراوح تقديراته بين 40-60 مليار طن، وضمن هذا المجال وفي الأردن، رفعت سلطة المصادر الطبيعية في مطلع الربع الثاني من عام 2010، اتفاقية استغلال الصخر الزيتي مع أستونيا إلى مجلس الوزراء للمصادقة عليها، وكانت الحكومة وقعت في عام 2009 على اتفاقية لدراسة إمكانية بناء محطة لتوليد الطاقة الكهربائية بقدرة تتراوح بين 600 إلى 900 ميغاواط، حيث ستقوم الشركة بنهاية عام 2011 بتقديم هذه الدراسة إلى الحكومة للوصول إلى اتفاق تجاري بشأنها، وفي حال تم الاتفاق فإنها ستكون جاهزة في العام 2015. ويتضمن المشروع الذي سيتم توقيع الاتفاقية بشأنه بناء محطة تقطير للصخر الزيتي في منطقة العطارات جنوب شرق القطرانة لإنتاج مبدئي يقدر بنحو 36 ألف ب/ي من النفط، وتتضمن الاتفاقية قيام الشركة بدفع 175 ألف دولار سنوياً من تاريخ نفاذ الاتفاقية لغايات تدريب وتطوير الكفاءات المحلية تذهب 100 ألف دولار منها لسلطة المصادر الطبيعية، و75 ألف دولار لمشاريع التنمية المستدامة.

كما وقعت الحكومة الأردنية على مذكرة تفاهم مع ائتلاف أردني- روسي- سعودي، يقوم الائتلاف بموجبها بالتنقيب عن الصخر الزيتي في جنوب الأردن. يضم الائتلاف كلا من شركة (الوطنية لإنتاج النفط والطاقة الكهربائية من الصخر الزيتي) الأردنية، وشركة (انكوسين) السعودية، وشركة (بايونير) الروسية. وبموجب هذه المذكرة سيتم حفر 12 بئراً استكشافياً، وستجري الدراسات الجيولوجية والجيوفيزيائية والكيميائية، لتحديد احتياطي قد يصل إلى 1 مليار طن من الصخر الزيتي، وذلك خلال السنة الأولى من تاريخ توقيع مذكرة التفاهم. وسوف تقوم الشركة في السنة الثانية بإجراء الدراسات الهندسية والبيئية والاقتصادية المتعلقة باستخدام تقنية روسية متطورة، لتقديم الجدوى الاقتصادية إلى الحكومة الأردنية لتقييمها بهدف دخول الشركة مرحلة المفاوضات والحصول على حق الامتياز، تمهيدا للسير في المشروع. ومن المتوقع استناداً إلى التفاهمات التي حققتها الحكومة الأردنية مع عدة شركات محلية وعالمية أن ترفع مساهمة الصخر الزيتي بنسبة 14 % من مزيج الطاقة الكلى بحلول عام 2020 .

وفي نهاية عام 2010، صرح مسؤول في شركة Jordan Energy & Mining Ltd، أن الأردن في سبيله للتوقيع على اتفاقية لإقامة مشروع لاستغلال السجيل الزيتي تصل مدته إلى 40 عاماً. أتى هذا التصريح ضمن عرض تقديمي خلال المؤتمر السنوي الذي تنظمه Colorado School of Mines في الولايات المتحدة الأمريكية، وجاء فيه أن المشروع قد يبدأ في إنتاج النفط من السجيل الزيتي بمعدل 15800 ب/ي في عام 2014، ويتوقع أن تبلغ الكلفة الرأسمالية للمشروع 1.8 مليار دولار، بينما ستصل التكاليف التشغيلية إلى 23 دولار/البرميل.

إنتاج النفط والغاز

يعتبر حمزة الحقل المنتج الوحيد في الأردن، ولكن إنتاجه يقل عن 50 ب/ي في اليوم من النفط الذي يقل معتواه من الكبريت عن 0.375 %، ومن المتوقع أن يرتفع معدل الإنتاج من الحقل بعد أن تولت شركة Sonoran إدارته كما تقدم.

¹ حمش تركي، جيولوجية بعض الأحواض الترسيبية في الشرق الأوسط وإمكانياتها البترولية، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد السابع والثلاثون، العدد 138، صيف 2011.

² تقرير الأمين العام السنوي السابع والثلاثون، أوابك، 2010.

أما إنتاج الغاز الطبيعي، فيأتي من حقل الريشة، ويبين الجدول 2^{-2} بعض تغيرات الإنتاج السنوية: الجدول 2^{-2} : معدل إنتاج الغاز السنوى من حقل الريشة

مليون م³/ي	مليون قدم³/ي	السنة
0.679	24	2002
1.076	38	2004
0.60	21.2	2007
0.575	20.34	2008
0.56	20	2009

جمهورية السودان

أ - لمحة تارىخىة

بدأت عمليات الاستكشاف الأولى في السودان عام 1959 بعد أن حصلت شركة Agip الإيطالية على حقوق الاستكشاف في القسم السوداني من البحر الأحمر، ثم تتابعت عدة شركات غربية لتنضم إلى عمليات التنقيب في الستينات ومطلع السبعينات من القرن الماضي، لكن تلك العمليات لم تأت بنتيجة بسبب عدم الحصول على اكتشافات تجارية، وتم التخلي عن التراخيص الممنوحة.

وفي عامي 1972 و1973 صدرت قوانين تنظم عمليات الاستكشاف والتنقيب مما كان له أثر إيجابي على تبسيط عملية استصدار رخص التنقيب ودخلت عدة شركات في هذا المجال مرة أخرى، مثل شركة على تبسيط عملية استصدار رخص التنقيب ودخلت على حقوق الاستكشاف على اليابسة وفي المغمورة بين عامي 1974 و1975، حيث حققت سلسلة من اكتشافات النفط في حوض مجلاد في نهاية السبعينات ومطلع الثمانينات كان أولها في منطقة أبو جابرة عام 1974، إلا أن الشركة علقت عملياتها في جنوب البلاد عام 1984 بعد مقتل ثلاثة من موظفيها من قبل الجيش الشعبي لتحرير السودان، ثم انسحبت من البلاد نهائياً عام 1992.

في عام 1979 حصلت شركة Total على حق التنقيب ضمن قاطع بلغت مساحته 6391 كيلو متر مربع، ويمتد على اليابسة وفي المغمورة على ساحل البحر الأحمر في منطقة سواكين، وهي المنطقة التي حققت شركة Chevron فيها اكتشافاً للغاز عام 1976. وفي عام 1981 حفرت الشركة بئراً تبين أنه جاف مما جعل الشركة تحجم عن تمديد رخصتها. وفي نفس الوقت حصل ائتلاف تقوده نفس الشركة على ترخيص للتنقيب في قاطعين في حوض مجلاد (B وC) وذلك في عامي 1980 و1981، إضافة إلى القاطع G عام 1984. لكن الدلاع الحرب الأهلية عام 1985 جعل Total تعلق أعمالها في حوض مجلاد.

تم إنشاء وزارة الطاقة والتعدين سنة 1976، وتنضوي تحت مظلتها عدة كيانات هي: المؤسسة السودانية للنفط، الهيئة القومية للكهرباء، الجهاز الفني لتنظيم ورقابة الكهرباء، الهيئة العامة للأبحاث الجيولوجية إلى جانب الشركات التابعة للوزارة.

ويأتى ضمن مهام الوزارة:

- القيام بعمليات المسح الجيولوجي لتراب السودان ومياهه الداخلية والإقليمية وجرفه القاري بهدف استكشاف المواد المعدنية وتطويرها واستغلالها وإنتاجها ونقلها وتكريرها وبيعها وتوزيعها وتصديرها.
- القيام بعمليات الاستكشاف للثروات البترولية وتطويرها واستخراجها واستغلالها وإنتاجها ونقلها
 وتكريرها وبيعها وتوزيعها وتصديرها.
- تقييم الطاقة بأنواعها المختلفة على نطاق السودان من جانب الاستهلاك والموارد المستغلة وغير المستغلة والطلب المتوقع مع تغطية كافة القطاعات والولايات.
 - العمل على توفير مصادر الطاقة وبدائلها وترشيدها واستخدامها.

وقد تم تحقيق عدة اكتشافات بعد عام 1993، منها حقول التور، وتوماثاوث، والنار، والحر، وبامبو، وأم ساقورا، والفل، وباركي، وكنقا المحافير.

تأسست المفوضية القومية للبترول بموجب الدستور الانتقالي لجمهورية السودان لسنة 2005، وأصبحت هي الجسم الموجه والمشرف على النفط بالسودان، حيث تتولى الرقابة على أعمال التنقيب والإنتاج، وتشرف على التراخيص المنوحة، وأتت هذه المفوضية بديلاً عن مجلس البترول الذي كان يرأسه رئيس الجمهورية، وذلك ضمن خطوة لتهدئة الأوضاع بين الشمال والجنوب. وتم إنشاء المؤسسة السودانية للنفط بموجب قانون الثروة النفطية لعام 1998 كمؤسسة عامة لها شخصية اعتبارية مستقلة، وحدد المقر الرئيسي للمؤسسة في العاصمة الخرطوم، وجاء في قرار إنشائها أنه يجوز لها بموافقة وزير الطاقة والتعدين أن تتشئ فروعاً أو مكاتب داخل السودان وخارجه، وحددت أغراض المؤسسة وسلطاتها فيما يلى:

- تتمية الثروة النفطية وحسن استغلالها.
- إدارة جميع العمليات النفطية في البلاد والرقابة والإشراف على تلك العمليات وتكون صاحبة الامتياز الوحيد في جميع العمليات النفطية.
 - مسئولية توفير احتياجات البلاد من المواد النفطية المختلفة.
- القيام داخل السودان وخارجة بعمليات الاستكشاف والبحث عن النفط وإنتاجه وذلك بذاتها أو عن طريق الشركات المملوكة لها أو بالاشتراك مع الغير.
 - تكرير النفط وتصفيته.
 - تسويق المواد النفطية ومنتجاتها وتوزيعها.
- مد خطوط الأنابيب وإنشاء مستودعات التخزين والمنشآت النفطية الأخرى وتشغيلها وصيانتها.
- نقل النفط ومشتقاته وتسويقه داخل السودان وخارجه والقيام بجميع العمليات اللازمة لتحقيق هذا الغرض.
 - وضع مواصفات المنتجات النفطية ومراجعتها واعتمادها ومراقبة جودتها.
 - إتباع أفضل الطرق للمحافظة على الثروة النفطية.
 - الرقابة على جميع العمليات النفطية والأشخاص القائمين على تلك العمليات.
- وضع البرامج اللازمة لتدريب الكوادر وتأهيلها لتنفيذ العمل في صناعة النفط والعمليات النفطية

الورقة القطرية السودانية، مؤتمر الطاقة العربي التاسع، قطر، 2010.

² الموقع الرسمى للمؤسسة السودانية للنفط www.spc.sd.

- بذاتها أو بالاشتراك مع أي جهة أخرى ذات اختصاص.
- إنشاء وامتلاك المواني النفطية وتشغيلها وصيانتها لاستعمالها لأغراض المواد النفطية وذلك بالتسيق والاتفاق مع الجهات ذات الاختصاص.
 - إجراء البحوث والدراسات لجميع العمليات النفطية.
 - تشييد العقارات والمصانع والمنشآت اللازمة للقيام بمهامها وتملكها واستثمارها.
- اقتراض الأموال من أي جهة داخل السودان وخارجه أو إقراضها للقيام بأعمالها وتمويل مشاريعها وذلك طبقا للشروط التي يضعها الوزير بالتشاور مع بنك السودان ويوافق عليها مجلس شئون النفط.
 - تأسيس شركات تابعة لها وتملك الأسهم في أي شركة قائمة.
 - إبرام العقود أو الدخول في أي التزامات داخل السودان وخارجة وذلك للقيام بأعمالها.
- إبرام اتفاقيات النفط ومنح رخص الاستكشاف وفق السياسات التي يجيزها مجلس شئون النفط وتكون مسئولة عن متابعة تنفيذها.

ب - الشركات الوطنية العاملة

• شركة سوادبت:

تم تأسيسها سنة 1997 بهدف توطين صناعة النفط في السودان من خلال المساهمة مع الشركات الأجنبية في قواطع الاستكشاف المختلفة بنسب متفاوتة، ومن ضمن إسهاماتها: وحدة دراسات تطوير الحقول بالتعاون مع شركة Petronas الماليزية. والمساهمة في شركات تعمل في مجال المسوحات الجيوفيزيائية ومعالجة المسوحات الزلزالية بالتعاون مع شركة BGP الصينية، كما تعمل في مجال الاستشارات الهندسية وتنفيذ المشروعات والتشغيل والصيانة بالتعاون مع شركة OGP الماليزية، بالإضافة إلى مركز النفط الفنى الذي أفتتح سنة 2005.

• شركة النيل للبترول:

تأسست سنة 1954 كفرع لشركة Total وآلت ملكيتها للحكومة بالكامل سنة 1993، وتعمل في مجال تسويق المنتجات البترولية في البلاد، وتقوم بإمداد القطاعات الاستراتيجية (الكهرباء، السكك الحديدية، مصانع السكر، الاسمنت) بالإضافة إلى خدماتها في معظم أنحاء البلاد.

• الشركة السودانية لخطوط أنابيب البترول:

تأسست سنة 1976 وتعمل في مجال نقل المنتجات البترولية داخل السودان وإلى موانئ التصدير.

• شركة بتروترانس:

تأسست سنة 1986 تعمل في مجال نقل المنتجات البترولية عبر أسطول نقل بري.

أما القواطع المرخصة في السودان¹، فيوضحها الجدول 13-1 الذي يبين مساحاتها والشركات العاملة بها وما تم فيها من عمليات مسوحات وحفر حتى العام 2008.

¹ الورقة القطرية السودانية، مؤتمر الطاقة العربى التاسع، قطر، 2010

2008 الجدول 13-1: بيانات بعض القواطع في السودان حتى عام 2010. ويوضح الجدول 2010 القواطع المرخصة التي كان يتم العمل عليها حتى مطلع عام 2010.

مسح زلزالي ثلاثي الأبعاد	مسح زلزالي ثنائي الأبعاد	مسح جذبي كم	مسح مغناطي <i>سي</i> كم طولي	المساحة كم ²	الأبار المحفورة	الشركة	القاطع
2816	35284	55013	73662	50000	551	GNPOC	1, 2 - 4
2374	18260	-	-	72419	379	PETRODAR	3-7
279	4312	-	60000	29885	65	WNPOC	5-A
-	2940	-	-	20199	-	WNPOC	5-B
1460	27765	-	-	38468	261	PETRO ENERGY	6
-	6135	8900	9940	65856	4	WNPOC	8
-	3000	150272	-	126090	4	SUDAPAK	9
-	80	3453	-	57604	-	FREE	10
-	316	-	-	295855	4	SUDAPAK	11
-	-	3152.5	-	42888	-	SAHARA	A- 12
-	-	-	-	-	-	FREE	B- 12
-	2098	1429551	-	24600	3	CORAL	13
-	-	5000	-	135020	-	SALIMA	14
-	8950	10500	21725	28100	9	RSPOC	15
-	-	-	3000	44285	-	SUDAPAK	A
-	1679	6033	86433	118586	-	TOTAL	В
-	6937	5244	-	65000	6	APCO	С

2010 الجدول 2 - 2: القواطع المرخصة التي كان يتم العمل عليها في السودان حتى مطلع عام

الشركة/ الشركات- الحصّة	القاطع
Total (32.5 %). Marathon (32.5 %). Kufpec (25 %). Sudapet (10 %).	В
CNPC (40 %). Petronas (30 %). ONGC (25 %). Sudapet (5 %).	1,2,4
Cliveden (37 %). Hi Tech (28 %). Sudapet (17 %). Khartoum State (10 %). Heglig (8 %).	С
CNPC (41 %). Petronas (40 %). Sudapet (8 %). Sinopec (6 %). Al-Kharafi (5 %).	3.7
Petronas (68.875 %). ONGC (24.125 %). Sudapet (7 %).	5A
Lundin Petroleum (24.5 %). Petronas (39 %). ONGC (23.5 %). Sudapet (13 %).	5B
CNPC (95 %). Sudapet (5 %).	6
Petronas (77 %). Sudapet (15 %). Hi-Tech (8 %).	8
Zaver Petroleum (85 %). Sudapet (15 %).	9
CNPC (35 %). Petronas (35 %). Sudapet (10 %). Express Petroleum (10 %). Hi–Tech (10 %).	15
Petro SA. Sudapet.	12A. 14.17
CNPC، Pertamina, Sudapet, Dindis Petroleum, Express Energy, Africa Energy.	13

¹ Arab Oil & Gas Directory, 2010

يوجد في البلاد ثلاثة خطوط أنابيب لنقل النفط الخام، وهي:

- 1. خط هجليج بشائر، بطول 1610 كلم وقطر 28 بوصة ويمتد من حقول هجليج والوحدة حتى ساحل البحر الأحمر عند ميناء بشائر على بعد 18 كم جنوبي بورسودان، ويمر بمصفاتي الأبيض والخرطوم لتزويدهما بإحتياجاتهما من الخام.
 - 2. خط الفولة- الخرطوم، بطول 720 كلم وقطر 24 بوصة، ويمتد من القاطع 6 إلى الخرطوم.
- 3. خط عدراييل- بشائر2، بطول 1400 كلم وقطر 32 بوصة، وينقل مزيج "دار" من القاطعين 3 و 7 إلى ميناء بشائر.

الاحتياطي والإنتاج

• النفط

يقدر احتياطي النفط في السودان بخمسة مليارات برميل، وهذه القيمة لم تتغير منذ عام 2006، وقد تم تحقيق اكتشافات عام 2006، وتشير البيانات إلى أن تم تحقيق اكتشاف واحد للنفط في السودان عام 2005، و4 اكتشافات عام 2006، وتشير البيانات إلى أن معدل الإنتاج في نمو مستمر وإن كان هذا النمو ذو وتيرة بطيئة نسبياً كما هو مبين في الجدول 13-3.

الجدول 13 - 3: تغير معدل الإنتاج اليومي من النفط في السودان

2010	2009	2008	2007	2006	السنة
480,0	475,2	457,0	483,1	356,1	ألف ب/ي

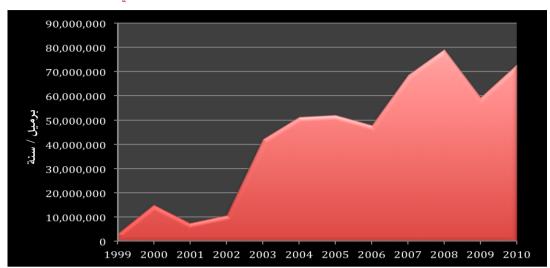
أما في عام 2011، فقد أشارت البيانات الموجودة على موقع المؤسسة السودانية للنفط إلى أن معدل الإنتاج اليومي وصل في 25 أيار/مايو إلى أكثر من 469 ألف ب/ي، موزعة على النحو التالي (الجدول 13-4):

الجدول 13 - 4: معدلات الإنتاج اليومي من النفط حسب القواطع في السودان

الإنتاج ب/ي	القاطع
130.481	4–2–1
251،251	7–3
69.802	6
17.813	5A
347.469	المجموع

واستناداً إلى معلومات المؤسسة السودانية للنفط، فقد تم تصدير أكثر من 73 مليون برميل من النفط في عام 2010، مقابل 59.5 مليون برميل عام 2009، وقد أتت الزيادة من بدء الإنتاج من القاطع 6. يبين الشكل 1-1 كميات النفط المصدرة من السودان منذ عام 1999 حتى عام 2010، وكانت وزارة النفط السودانية قد أعلنت عام 2007 أن البلاد تصدر يومياً حوالي 425 ألف برميل من النفط، إضافة إلى 30 ألف طن شهرياً من المشتقات النفطية مبينة أن هناك نوعين من النفط في السودان، الأول هو خام النيل الذي ينتج منه حوالي 300 ألف برميل/يوم، والنوع الثاني هو خام دار، وهو صعب التصدير بسبب محتواه العالي من الكبريت!.

¹ المؤسسة السودانية للنفط، إحصائيات الخام والمنتجات.



الشكل 13 – 1: الصادرات السنوية من النفط السوداني

وكانت شركة CPECC على معمد لتطوير القاطع 6 في شمال السودان، بهدف بإنشاء خطي تدفق للنفط، إضافة أواخر عام 2009 على عقد لتطوير القاطع 6 في شمال السودان، بهدف بإنشاء خطي تدفق للنفط، إضافة إلى بناء خزانين سعة كل منهما 50 ألف م³، إضافة إلى أعمال أخرى للمساهمة في رفع معدل إنتاج النفط من القاطع المذكور. وذكرت مصادر من الشركة أن كلفة التطوير تقدر بحوالي 260 مليون دولار. كما تم التوقيع على اتفاقية توسيع مصفاة النفط التي تقع في الخرطوم وتمتلك الشركة والسودان حصصا متساوية فيها، وهي المرة الثانية التي توقع الشركة مع السودان اتفاقية لتوسيعها. يذكر أن المصفاة تأسست عام 1997، وبدأت بتكرير النفط بعدها بثلاثة أعوام بطاقة إنتاج سنوية تصل إلى 2.5 مليون طن، أي ما يعادل حوالي 50 ألف ب/ي، وكانت اتفاقية التوسعة الأولى التي وقعت عام 2006، قد هدفت إلى رفع الطاقة الإنتاجية إلى 5 ملايين طن سنوياً، أي ما يعادل حوالي 100 ألف ب/ي.

وضمن مساعي السودان لتطوير إنتاجه، فقد بدأ في مطلع عام 2010 عمليات الحفر لأول بئر نفطي في المغمورة «طوكر - 1» ضمن القاطع 15 في البحر الأحمر والذي تتولي التنقيب فيه شركة البحر الأحمر للبترول 2 .

¹ Sudan Tribune, 22/11/2009, MEES, Vol. LII No 42 19/10/2009

² المؤسسة السودانية للنفط، 2010/2/4.

³ نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالمياً، أوابك، السنة 30، العدد 3، 2010.

حفارة أخرى مقابل12.1 مليون دولار في حين تقوم شركة خدمات النفط السودانية Petroneed ببناء حفارة واحدة مقابل 15.6مليون دولار، وجاء في الإعلان أن عقود الحفر مدتها عامان بدءاً من شباط/فبراير 2010.

وقد سبق ذلك إعلان شركة النيل الأبيض White Nile وهي شركة مشتركة بين Petronas الماليزية، وسوادبت السودانية، عن خطة لرفع إنتاجها من القاطع 5A من معدله البالغ 5A ألف 150 ألف أن ميناء التصدير في الإنتاج من القاطع المذكور، منها أن درجة الجودة للنفط تبلغ 150 150 إضافة إلى أن ميناء التصدير يبعد حوالي 150 كم عن موقع الحقل أ.

وقد شهد شهر تشرين الأول/أكتوبر 2010 إعلان وزارة النفط السودانية أن الإنتاج المتوقع من قاطع «الفولة» الواقع في جنوب كردفان سيبلغ 100 ألف ب/ي في عام 2012.

• الغاز

يقدر احتياطي الغاز الطبيعي في السودان بحوالي 86 مليار متر مكعب، بينما تشير بعض المصادر إلى أنه قد يصل إلى 113 مليار متر مكعب 2 . ولا تتوفر معلومات عن إنتاج الغاز الطبيعي في البلاد.

ملاحظة هامة

أعلن رسمياً عن انفصال جنوب السودان بتاريخ 2011/7/9، وقد اعترفت السودان بهذا الانفصال، وجاء في قرار صادر عن الرئاسة السودانية تلاه وزير رئاسة الجمهورية بكري حسن صالح «تعلن جمهورية السودان رسمياً اعترافها بقيام جمهورية جنوب السودان دولة مستقلة ذات سيادة». وأضاف صالح في كلمة نقلها التلفزيون الرسمي أن ذلك سيكون "وفقاً للحدود القائمة في الأول من كانون الثاني/يناير 1956 والحدود القائمة عند توقيع اتفاق السلام الشامل في 2005 انطلاقاً من اعترافها بحق تقرير المصير واعترافها بنتيجة الاستفتاء الذي أجري في التاسع من كانون الثاني/يناير 2011 وإنفاذاً لمبادئ القانون الدولي».

وحصل جنوب السودان بعد الانفصال على 75 % من إنتاج النفط لكن الشمال وحده يملك خطوط أنابيب وموانئ لتصدير النفط، وقد ظهرت بعض المشاكل نتيجة طلب السودان رفع الرسوم على استخدام منشآته النفطية لنقل النفط المنتج من الجنوب إلى 32 دولار/البرميل، بينما تمسك جنوب السودان بدفع مبلغ 4 دولار/البرميل للحقول القديمة، و7 دولار/البرميل للحقول الجديدة، وقد أدى ذلك الخلاف إلى عمل الجنوب (الذي لا يملك سواحل بحرية) على البحث عن بدائل منها مد وصلة إلى خط أنابيب في كينيا المجاورة، إلا أن ذلك لن يتحقق قبل عدة أعوام.

¹ MEES, Vol LIII No 23 7 June 2010

² Arab Oil & Gas Directory, 2010

سلطنة عمان

أ - لمحة تاريخية

كانت بدايات دخول عمان الله النفط والغاز متعثرة فالمسح الجيولوجي الذي تم إجراؤه عام 1925 لم يخرج بدليل قاطع على وجود النفط في البلاد، وبعد مضي اثني عشر عاماً من ذلك بدأ الجيولوجيون حملات مكثفة للبحث عن النفط في المملكة العربية السعودية وقامت عمان بمنح الشركة العراقية للنفط امتيازاً مدته 75 عاماً للبحث عن النفط في عمان وبذلك تواصلت عمليات التتقيب بعد أن توقفت فقط أثناء الحرب العالمية الثانية. كانت عمليات الاستكشاف والإنتاج تتم نيابة عن الشركة العراقية بواسطة شركة تتمية النفط (عمان وظفار المحدودة) التي كان يملك أسهمها أربعة شركاء بواقع 10 Total وشركة (الأنجلو فارسية سابقاً) و Royal Dutch Shell وشركة الفرنسية للنفط سابقاً) وشركة الشرق الأدنى للتنمية التي أصبحت فرعاً لما يعرف اليوم باسم Partex أما النسبة الباقية (5 %) فكانت من نصيب شريك خامس هو شركة Partex.

واجه المستكشفون الأوائل الكثير من الصعاب في ظل غياب البنى التحتية الكافية التي تساعد على البقاء في الصحراء القاحلة وما زاد من تلك الصعاب حالة الاضطراب السياسي التي كانت تسود تلك الفترة. ففجوة سمائل التي تمثل الممر الوحيد بين الجبال إلى المنطقة الداخلية كان من الصعب عبورها في كثير من الأحيان بسبب المواجهات العدائية بين القبائل المتحاربة الأمر الذي تعذر معه وصول الإمدادات إلى مواقع العمل.

وعندما قررت الشركة العراقية حفر أول بئر لها في فهود بداية عام 1956 اضطرت إلى استجلاب إمداداتها عن طريق الدقم في الجنوب على بعد أكثر من 300 كيلو متر عبر منطقة تعد أكثر منطقة غير مأهولة وقاسية التضاريس في عمان، ورغم كل تلك الجهود والصعاب كانت النتيجة محبطة، إذ كان البئر حافاً.

بعد ذلك تم حفر المزيد من الآبار التي كانت جميعها جافة ، وأدى ذلك إلى انسحاب معظم الشركات من المشروع في عام 1960، ولم يبق منهم غير Shell وPartex فقط وسرعان ما آتى تفاؤلهما أكله إذ تم العثور على النفط أخيراً في حقل جبال عام 1962.

ثم تم اكتشاف حقل نتيه عام 1963 وأعقبه مباشرة نجاح في حقل فهود فأصبح من الممكن البدء في الاستثمار في إنشاء خط أنابيب إلى الساحل مع توفير المعدات الأخرى اللازمة لنقل وتصدير النفط فأنشئ خط أنابيب بطول 276 كيلو متر، ووفر السكان القاطنون في القرى الواقعة على مسار الخط اليد العاملة اللازمة في تشييد الخط، وبعد اكتماله تم إنشاء مجمع صناعي في سيح المالح (الذي أعيدت تسميته فيما بعد إلى ميناء الفحل)، وبناء ساحة للصهاريج وعوامة إرساء منفردة لتحميل ناقلات النفط ومحطة لتوليد الكهرباء بطاقة 20 ميجاوات. وبلغت كلفة كل هذه الأعمال بما فيها خط الأنابيب والمجمع

¹ كما وردت على الموقع الإلكتروني لشركة تتمية نفط عمان، مع التتويه عن غير ذلك في موضعه.

الصناعي وساحة الصهاريج ورصيف التحميل ومحطات الاتصال ومساكن الموظفين في رأس الحمراء 70 مليون دولار.

تم تصدير أول شعنة من خام النفط العماني في 27 تموز/يوليو 1967. وبلغ حجم تلك الشعنة 543800 برميل من النفط بيعت بسعر 1.42 دولار/البرميل. وفي حزيران/يونيو أي قبل شهر واحد من ذلك التاريخ كانت شركة النفط الفرنسية قد عادت إلى الشراكة في المشروع بعد أن اشترت ثلثي أسهم شركة xard وبذلك أصبح توزيع أسهم الشركة التي أصبح اسمها حينذاك شركة تتمية نفط (عمان) على النحو التالى: Shell 85 %.

ظلت الشركة طوال فترة السبعينيات تجاهد من أجل الحفاظ على معدلات إنتاجها وتعويض الكميات المنتجة من الاحتياطي والعمل في نفس الوقت على تطوير نفسها لتصبح شركة محترفة في مجال نشاطها. وقد ساهمت بعض الاكتشافات الكبيرة في بداية عقد السبعينات في تحقيق هذا التوجه، ومن تلك الاكتشافات حقل غابة الشمالي في عام 1972 وأعقبته حقول سيح نهيدة وسيح رول وقرن علم وحابور. وبحلول عام 1975 تم ربط الحقول الخمسة بخط الأنابيب كما تم نقل النفط بواسطة خط أنابيب بقطر ويحلول عام 1975 تم ربط الرئيسي على بعد 75 كيلو متر شرقي فهود، وارتفع معدل الإنتاج إلى 341 ألف براي عام 1975.

أسهم ارتفاع أسعار النفط في تحسين اقتصاديات إنتاج النفط في المواقع النائية بشكل كبير. ونتيجة لذلك انتقل مركز النشاط الاستكشافي إلى الجانب الشرقي لحوض الملح بجنوب عمان حيث اكتشف حقلا أمل وأمين، كما أن حقل مرمول الذي ساد الاعتقاد بعدم جدواه التجارية عند اكتشافه عام 1957 أصبح مجدياً بعد إعادة تقييمه. وساهم ارتفاع أسعار النفط في التعويض عن الآثار الناجمة عن الثقل واللزوجة اللذين يميزان خام حقل مرمول، وقد كان لهذه الحقول وحقول أخرى في جنوب عمان الأثر الواضح في نمو الاحتياطي وارتفاع معدلات الإنتاج في السنوات التالية. غير أن النصف الأول من السبعينات كانت له أهميته أيضاً لأسباب أخرى، ففي الأول من كانون الثاني/يناير من عام1974 ، حصلت حكومة السلطنة على 25 % من أسهم شركة تنمية نفط (عمان) لترتفع النسبة بعد ستة أشهر إلى 60 % في تموز/يوليو من نفس العام بأثر رجعى من بداية العام ونتيجة لذلك أصبحت أسهم الشركاء بالنسب التالية:

Shell % 34 % الشركة الفرنسية للنفط 4 % و Partex % و ظلت هذه النسب ثابتة غير أن تطوراً طرأ على الشركة بعد 6 سنوات إذ تم تسجيلها بمرسوم سلطاني كشركة محدودة المسؤولية دعيت باسم: شركة تنمية نفط عمان.

في بداية الثمانينات حقق الإنتاج معدلات قياسية جديدة مبدداً بذلك كل الشكوك حول مستقبل صناعة النفط والغاز في عمان، ففي نهاية عام 1984 ارتفع معدل الإنتاج إلى 400 ألف ب/ي.

وفي هذه الأثناء شاركت الشركة في وضع نظام الغاز الحكومي بغية توفير الغاز الطبيعي من المناطق الداخلية إلى الساحل، وحققت الشركة نجاحاً ملحوظاً في ذلك المشروع.

ين عام 1986 انهارت أسعار النفط عالمياً مما استوجب تحرك الشركة في اتجاه خفض النفقات مع المضي قدماً في زيادة الإنتاج ورفع الاحتياطي، وقد حققت في ذلك نجاحاً كبيراً من خلال التركيز على الابتكار والتجريب. فالنجاحات التقنية في معالجة كميات هائلة من البيانات من خلال عمليات المسح الزلزالي ثلاثي الأبعاد ساعدت الشركة في إجراء عمليات التنقيب بنجاح أكبر. وأثبتت الآبار الأفقية التي ظهرت للمرة الأولى عام 1986 نجاحاً باهراً إذ فاق إنتاجها إنتاج أي بئر بمرتين إلى أربع مرات. ومنذ ذلك الحين أصبحت الآبار الأفقية هي النموذج المفضل لدى الشركة، وما فتئت الشركة تحطم أرقامها القياسية مرة تلو أخرى بتحقيق أقصر وقت لحفر الآبار وبحفر أطول الآبار الأفقية.

بانتهاء عام 2000 ازداد احتياطي النفط إلى 5 مليار برميل كما أن الإنتاج ظل يزداد بشكل منتظم من زهاء 761 ألف ب/ي عام 840 إلى 840 ألف ب/ي عام 2000. وتعزى بعض تلك الزيادة في الإنتاج إلى استخدام أحدث التقنيات التي من شأنها رفع معامل الاستخلاص من الحقول القائمة، إلى جانب ذلك ترجع بعض هذه الزيادة خلال السنوات الماضية إلى النفط الجديد المنتج ليس فقط من الحقول القائمة بل أيضاً بل من خلال تطوير تلك الحقول بوتيرة متسارعة.

بلغ عدد الآبار المنتجة 11 بئراً خلال الفترة ما بين 1967-1980، وارتفع هذا العدد إلى 50 بئراً بحلول عام 1988 ثم واصل الارتفاع ليصل إلى 60 بئراً في عام 1990 وقارب 100 بئر عام 1999.

وعندما أثبتت جهود حملة الشركة لاستكشاف الغاز في أوائل التسعينات أن حقول الغاز بالبلاد غنية وواعدة قررت الحكومة الدخول في صناعة جديدة هي تصدير الغاز الطبيعي المسال. ففي عام 1996 أبرمت اتفاقية بين الحكومة والشركة تم بمقتضاها تطوير حقول وسط عمان لتوفير الغاز لمصنع الغاز المسال في قلهات بالقرب من ولاية صور. ولاستيفاء التزامات الشركة تجاه الاتفاقية كان لزاماً على الشركة القيام بحفر الآبار وتوصيلها بمحطة معالجة الغاز الجديد بسيح رول ومن ثم نقل الغاز عبر خط الأنابيب الذي يمتد لمسافة 352 كيلومترا إلى قلهات، بالإضافة إلى ذلك تعتبر الشركة مسئولة عن ضمان توفير الغاز لمدة 25 سنة.

بلغت تكلفة مشروع الغاز الطبيعي المسال هذا 1.2 مليار دولار وهو أكبر مشروع ينفذ بمفرده في تاريخ الشركة وتم تنفيذه حسب الخطة المعدة له . وقد تم إهداء محطة المعالجة المركزية في سيح رول وخط أنابيب الغاز من سيح رول إلى قلهات إلى الدولة في شهر نوفمبر 1999، كما تم شحن أول شحنات الغاز المسال إلى كوريا في شهر أبريل 2000.

في عام 2002 تم إجراء مراجعة شاملة لسير العمل في الشركة أدت إلى تغيير كامل في البرامج ووضعت الشركة خططاً طموحة لاستخلاص النفط لا تستند فقط على نظام الغمر بالمياه بل تستخدم أيضا تقنيات الاستخلاص المعزز للنفط مثل استخدام التطبيقات الحرارية والمواد الكيميائية أو المذيبات الغازية، حيث تم إدراج مبلغ إجمالي قدره 2 مليار دولار تحت بند توفير التكاليف في ميزانية الشركة خلال الخطة الخمسية في الفترة ما بين 2002 - 2008، ونظراً لطبيعية الاستثمار الذي يتطلب وقتا طويلا فقد وافقت الحكومة العمانية بنهاية عام 2004 على تمديد اتفاقية حقوق امتياز الشركة فيما يتعلق بالإنتاج والاستكشاف والتشغيل لمدة 40 سنة حتى عام 2044. ومن الأمثلة على تقنيات الاستخلاص المحسن والمعزز في السلطنة يمكن الإشارة إلى عملية حقن الغاز ضمن التشكيلة الحاملة للنفط إضافة إلى حقن البخار في قمة المكمن ضمن القبعة الغازية في حقل قرن علم، وتطبق تقنية التحفيز بالبخار في حقل أمل شرق، وتقنية الإفاضة بالبخار في حقل أمل غرب، كما يحقن الغاز الحامضي في حقل هرويل، وجرى استخدام حقن الماء وتكثيف الحفر البيني في حقل الخوير [، وفي ندوة نظمها مركز شؤون الإعلام في إمارة أبو ظبي في أواخر عام 2008 حول تقنية توظيف الميكروبات في زيادة الإنتاج النفطي، قدم رئيس الإنتاج بشركة تنمية نفط عمان ورقة أكد فيها أن الشركة اتفقت مع باحثين ومختصين بيولوجيين وكيميائيين، لإنجاز الأبحاث من أجل الوصول إلى تطبيقات ناجعة لهذه التقنية في زيادة الإنتاج النفطى من بعض الحقول العمانية2. وقد أعلنت شركة تنمية نفط عمان عن قيامها بنجاح بتشغيل حقل غاز (برهان غرب)، حيث قامت الشركة بربط نظام للإنتاج المبكر أنشأته مديرية الغاز في الشركة خلال فترة تقل عن عامين من تاريخ اتخاذ قرار الاستثمار النهائي. و يتوقع أن يبلغ معدل إنتاج الغاز من الحقل 1.5 مليون م 6 ى،

¹ حمش تركي، الاستخلاص البترولي المحسن، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 36، العدد 133، ربيع 2011.

² صحيفة البيان، أبو ظبى، 10/16/2008.

إضافة إلى 1200 ب/ي المتكثفات. من ناحية أخرى، أعلنت الشركة عن التشغيل الناجح لأول مشروع متكامل يعمل بأسلوب الاستخلاص المحسن للنفط في حقل مرمول، وهو مشروع سيضيف 8 آلاف ب/ي من النفط لإنتاج الشركة خلال السنوات القادمة، ويعتبر نموذجاً متميزاً للاستخدام المتزايد للأساليب التقنية الجديدة لزيادة الإنتاج من بعض حقول نفط الشركة التي بلغت مرحلة النضج أ.

يعتبر الغاز الطبيعي مجالا هاماً للنمو بالنسبة للشركة وقد تم إنشاء مصنع جديد للغاز المسال في سيح نهيدة في عام 2005 بالإضافة إلى مصنع آخر في منطقة كوثر تم افتتاحه رسمياً في شباط/فبراير 2009 بطاقة تصل إلى 20 مليون م 6 ي، ويتم جمع الغاز عبر شبكة تجميع تضم مجموعة من الخطوط الطويلة وثلاث محطات تشعبية وخطوط تدفق تمتد لأكثر من أربعين كيلومتراً وترتبط بأكثر من 14 بئر إنتاج. ينقل الغاز المعالج إلى نظام برنامج الغاز الحكومي بخط أنابيب يمتد بطول 85 كيلومتراً ليتم توصيله للجهات المستهلكة في مضلعة مسقط وصحار. ومن جانب آخر تنقل المتكثفات عبر خط أنابيب يمتد لمسافة 103 كيلومترات إلى مصنع المعالجة بحقل سيح رول وتنقل من هناك إلى محطة تصدير خام النفط بميناء الفحل عبر خط النفط الرئيسي².

ورغم المحاولات المتعددة لتطوير مصادر الاقتصاد في عمان، لا تزال السلطنة تعتمد بشكل كبير على النفط والغاز كمصدر رئيسي للدخل القومي. وربما لعب الارتفاع المتسارع في أسعار النفط دوره في رفع مساهمة قطاع الهيدروكربون لتصل إلى 51 % من الدخل القومي العام في عام 2008 مقارنة بحوالي 41 % في عام 2004، كما ساهم قطاع البترول عموماً في 85 % من الصادرات العمانية عام 2008.

تمت إعادة هيكلة شركة تنمية نفط عمان في عام 2005 لتشمل مجموعة من الأصول والدوائر الوظيفية الأصول هي وحدات الشركة المسؤولة عن إنتاج الهيدروكربونات بينما تضطلع الدوائر الوظيفية بالمسؤولية عن تنظيم سياسات العمل وتقديم الدعم لهذه الأصول. وبذلك تقوم هذه الدوائر بوضع المعايير التقنية وتحديد إجراءات العمل بينما تقوم الأصول بتطبيق هذه المعايير والإجراءات خلال تنفيذها لخطط الشركة.

تعتبر شركة تنمية نفط عمان حالياً أكبر شركة في السلطنة للتنقيب عن النفط والغاز وإنتاجهما، وتنتج ما يربو على 80 % من النفط الخام للبلاد وكل إنتاج البلاد من الغاز الطبيعي تقريباً 4. كما تعمل في عمان مجموعة كبيرة من الشركات، منها:

Occidental/Fortum Oy/Mitsui، و Petrogas/Japex، و Hunt Oil، و Hunt Oil، و Occidental/Fortum Oy/Mitsui. و Oilex. (Circle Oil، و Sinopec، و CE Energy/Tethys Oil، و And Production

اتفاقيات الاستكشاف

تعمل وزارة النفط والغاز جاهدة للحفاظ على سوية عالية لعمليات الاستكشاف، وقد نجحت في استقطاب العديد من الشركات العالمية للعمل في هذا المجال ضمن البلاد، ويبين الجدول $^{1-14}$ بعض اتفاقيات الاستكشاف المنوحة للشركات منذ عام 2001.

¹ وزارة النفط الكويتية، 2010/2/24

² شركة تنمية نفط عمان تفتتح مصنع الغاز بحقل كوثر، بيان صحفى صادر عن دائرة الشؤون الخارجية والاتصالات، 2009/2/22.

³ الموقع الرسمى لشركة تنمية نفط عمان www.pdo.co.om

⁴ شركة تنمية نفط عمان، حقائق وأرقام، حزيران/يونيو 2009.

http://www.pdo.co.om/pdoweb/LinkClick.aspx?fileticket=VLdxH6_DGT4 %3d&tabid=222

⁵ Arab Oil & Gas Directory, 2010.

الجدول 14 - 1: اتفاقيات الاستكشاف الموقعة مع بعض الشركات 2001 - 2009

الإنضاق مليون دولار	القاطع	السنة	الشركة
18	45 - 48	2001	Maersk Oil
26 -18	50	2001	Hunt Oil/Burren Energy
	34	2002	Total
11 -7	51	2002	Hunt Oil
9	44	2002	PTTEP
17	3 - 4	2003	CC Energy/Tethys Oil
	40	2004	Hunt Oil
22	36 - 38	2004	Sinopec
	49	2005	Circle Oil
	18	2005	Reliance Industries/OCC
	52	2005	Circle Oil
11	15	2006	Tethys Oil/Odin Energi
	54	2006	Occidental/Liwa Energy/Mitsui
30	56	2006	Oilex/Videocon/GAIL/BPCL/HPCL
38	58	2006	PTTEP
10 -8	43	2006	Mol
	43A	2006	Indago Petroleum/RAK Petroleum
	57	2006	Taqah Oil Exploration/Range Oil & Gas
	30	2007	RAK Petroleum
	41	2007	Reliance Industries/OCC
	62	2008	Occidental/Mubadala
50	55	2009	Epsilon Energy
	الغبر/ قرن عالم	2009	Harvest Natural Resources
	17	2009	PetroTel

وقد أعلنت وزارة النفط والغاز في شهر تشرين الأول/أكتوبر عام 2010 أنها بصدد منح تراخيص لتطوير 5 مناطق امتياز للتنقيب والإنتاج بعد أن أنهت المفاوضات مع عدة شركات نفط عالمية. وقال مدير عام استكشاف وإنتاج النفط والغاز بالوزارة، إنه قد تم اختيار 5 شركات من خلال مناقصات طرحتها الوزارة في النصف الأول من ذلك العام، ولم يذكر أسماء الشركات المتأهلة مكتفيا بالقول إن من بينها واحدة تعمل في السلطنة بينما الشركات الأربع الأخرى شركات عالمية تدخل في مجال صناعة النفط في السلطنة للمرة الأولى، مشيراً في هذا الجانب إلى استراتيجية الوزارة التي تهدف إلى استقطاب شركات عالمية جديدة، وذكر أنه مع إرساء مناطق الامتياز الجديدة على الشركات المتأهلة، سيرتفع عدد الشركات العاملة في مجال النفط والغاز في السلطنة إلى 26 شركة. وقد أوضح أن مناطق الامتياز التي سيتم إرساؤها بينها منطقتان بحريتان رقم 40 و50 (في محافظة مسندم والمنطقة الوسطى على التوالي)، ومنطقتان أيضا في جنوب السلطنة هما 36 و38، والمنطقة الخامسة رقم 42 تمتد بين محافظة مسقط والمنطقة الشرقية.

كما أشار مدير عام استكشاف وإنتاج النفط والغاز إلى أن الوزارة طرحت في شهر أيلول/ سبتمبر من عام 2010 مناقصة لتطوير 3 مناطق امتياز أخرى وهي المنطقة 66 قرب حقل سحمة، و67 و 39 القريبتان من حقول منتجة في الجنوب $^{\rm I}$.

وفي شهر نيسان/أبريل عام 2011 وقعت شركة النفط العمانية OOC وشركة الاستثمارات البترولية الدولية IPIC الإماراتية، على اتفاقية للتعاون في مجال الاستثمار في مشاريع النفط والغاز والبتروكيماويات. وتهدف الجهود المشتركة بين الشركتين إلى تأسيس مصاف للتكرير ومشاريع بتروكيميائية إضافة إلى تبادل الخبرات والتقنيات حسبما أفاد به معاون وزير النفط والغاز في السلطنة².

الاكتشافات

تشير البيانات المتوفرة إلى تحقيق اثني عشر في السلطنة بين عامي 2008 و2010، منها 9 اكتشافات للنفط و 3 اكتشافات للغاز، و يمكن الإشارة على سبيل المثال إلى اكتشاف للنفط حققته شركة تنمية نفط عمان في حقل الغبار- جنوب الواقع بالقرب من حقل قرن علم، حيث تم خلال عام 2009 حفر 4 آبار استكشافية و بئر تقييمي واحد، أكدت جميعها أن حجم الاحتياطي الجيولوجي المكتشف يمكن أن يزيد عن 1 مليار برميل.

كما حققت الشركة اكتشافين آخرين للنفط أحدهما هو حقل دافق-غرب الواقع شمال منطقة عملها، والآخر هو حقل عنبر القريب من حقل سداد في وسط السلطنة، إضافة لذلك أكد مدير الشركة أنه قد تم تحقيق اكتشاف كبير للغاز في حقل خلود، حيث عثر على الغاز عمق يزيد على 5 آلاف متر في مكامن شديدة التماسك ومنخفضة النفاذية وتحت حرارة مرتفعة جداً.

وأعلنت شركة بترول رأس الخيمة في الربع الأول من عام 2010 عن نجاح اختبارها للكشف عن الغاز في ببئر حمراء دورع- 4 في القاطع- 30 في السلطنة. حيث تم حفر البئر التقييمي المذكور لاختبار مكمن الشعيبة الذي لم يتم اختباره في أي من الآبار السابقة في منطقة حمراء دورع. كما تم اختبار مكامن الناطح أ، والناطح س، والناطح د بنجاح. وصل الحفر إلى عمق 1620 م، وتضمن جذعاً أفقياً لدراسة الشقوق. يحتوي القاطع 30 على 4 اكتشافات سابقة هي نادر، والصحوة، وحفر، وحمراء دورع. وتم تقديم خطة تطوير الحقول لوزارة النفط والغاز للموافقة عليها على أساس التطوير المشترك للحقول مع المعالجة في منشأة مركزية، قبل ربط المنتج بشبكة غاز السلطنة التي تبعد 16 كيلومتراً فقط، كما تضمنت الخطة خياراً آخر قيد الدراسة وهو بناء محطة توليد كهربائية خاصة بالموقع. كانت نتائج الاختبار إيجابية في الناطح أ، الناطح س، والناطح د مع معدلات إنتاج تفوق التوقعات، وقد تدفق الغاز في اختبار الشعيبة بمعدلات أولية تصل إلى 19 مليون قدم أي، كما تبين وجود بعض المياه المرافقة مع الغاز المنتج، وقد تم صرح رئيس مجلس إدارة شركة بترول رأس الخيمة أن الشركة ستستمر في اختبار مكمن الشعيبة لتحديد مدى قرب المياه من الغاز، ومعرفة آلية حركتها باتجاه الطبقة الحاملة للغاز. وقد صرح رئيس مجلس إدارة شركة بترول رأس الخيمة أن الشركة ستستمر في اختبار مكمن الشعيبة لتحديد المزيد من خصائص المكامن وتقدير حجم التدفق.

من جهة أخرى تجاوز اختبار مكمن الناطح أ التوقعات حيث بلغ إنتاجه 11 مليون قدم 8 ى، بينما بلغ إنتاج مكمن ناطح س، وناطح د مجتمعين 5 ملايين قدم 8 ى. علماً بأنها المرة الأولى التي يتم فيها إضافة احتياطيات ناطح س وناطح د إلى تقديرات الاحتياطي. وتأمل الشركة في الحصول على أول إنتاج تجاري للغاز في مطلع عام 2012. يذكر أن شركة بترول رأس الخيمة هي شركة مسجلة في منطقة التجارة الحرة

¹ نشرة متابعة مصادر الطاقة عربياً وعالمياً، أوابك، السنة 30، العدد 4، 2010.

² Oil and Gas Journal, 22/4/2011

³ الموقع الرسمي لشركة بترول رأس الخيمة، 2010/3/23

في إمارة رأس الخيمة وهي المشغل لسبع امتيازات في سلطنة عمان ودولة الإمارات العربية المتحدة، من ضمنها امتياز واحد في مرحلة الإنتاج، وثلاثة منها في مرحلة الاستكشاف، وثلاثة تخضع لتقييم إمكانية التطوير أو إعادة التطوير. وتمتلك الشركة حصة 100 % من القاطع 30 مع حقوق حكومية عند الإعلان عن الجدوى التجارية بنسبة 25 %.

وفي شهر تموز/يوليو 2010 أعلنت شركة Tethys Oil، أن نتائج اختبار المقطع الأفقي في مكمن "خفي" ضمن البئر سيوان شرق- 3 (SE-3) قد فاقت التوقعات، حيث وصل معدل إنتاج البئر إلى 10714 ب/ي من النفط، و أكدت الشركة حينها أن البئر يمتلك طاقة لإنتاج كميات أكبر، لكن الاختبار كان محدوداً باستطاعة معدات الاختبار المستخدمة.

وفي شهر نيسان/أبريل 2011، حققت مجموعة تقودها شركة كلافول عمان. حفر البئر المذكور التشافأ للنفط الثقيل عبر البئر سيوان- شرق 7 الواقع في القاطع 4 شرقي عمان. حفر البئر المذكور إلى عمق 1890 م، واخترق عدة مجموعات حاملة للنفط الثقيل، لكنه لم ينتج عند وضعه على الاختبار باستخدام معدات الحفر، وقد تم إغلاق البئر مؤقتاً لإجراء المزيد من الدراسات والتحضير لاختبارات لاحقة. واستهدف البئر تقييم صخور من حقب Neoproterozoic العائد لدهر البريكامبري ضمن الجزء الجنوبي من تركيب شرق سيوان، وقد اخترق 90 متراً من الصخور المشبعة بالنفط الثقيل!

احتياطي النفط

تقدر احتياطيات النفط المؤكدة في البلاد بحوالي 5.5 مليار برميل يوجد معظمها تحت مظلة شركة تتمية نفط عمان، وقد راجعت الشركة تقديراتها للاحتياطي الجيولوجي من النفط STOIIP في عام 2008 وخفضته بمقدار 1 مليار برميل ليصل إلى 52.9 مليار برميل، وذلك بعد أن ازدادت التقديرات بحوالي 3.2 مليار برميل عام 2007.

يوجد أكثر من نصف الاحتياطيات في شمال البلاد ضمن ستة حقول هي: يبال، وناطح، وفاهود، والحويش، ولخوير، وشبكه.

إنتاج النفط

وضعت السلطنة خطة طموحة تهدف إلى تطوير إنتاجها، وقد ذكر مسؤول في وزارة الاقتصاد الوطني²، أن عمان تعتزم استثمار 3.5 مليار دولار خلال السنوات الخمس المقبلة، وذلك ضمن جهودها الرامية إلى رفع معدل إنتاج النفط والمتكثفات فيها بمعدل 18 %، حيث من المتوقع أن يصل معدل الإنتاج إلى مليون ب/ي في عام 2015. وقد شهد معدل الإنتاج في السلطنة تطوراً ملحوظاً حيث ارتفع من 687 ألف ب/ي عام 2000 ليصل إلى 755 ألف ب/ي عام 2010.

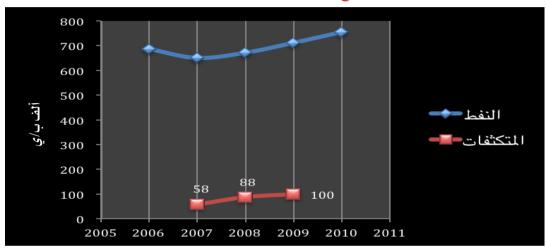
وقد وضعت عدة حقول جديدة على الإنتاج خلال تلك الفترة، فقد أعلنت شركة بترول رأس الخيمة في مطلع عام 2009 على سبيل المثال، عن بدء إنتاج النفط من حقل بوخا الغربي الواقع في القاطع 8 في مضيق هرمز، وذلك من بئرين تم حفرهما في منطقة يبلغ عمق المياه فيها 90 متراً، وتقع على بعد 25 كيلومتراً من شبه جزيرة مسندم. وبلغت معدلات الإنتاج الأولية حوالي 10 آلاف ب/ي من النفط، إضافة إلى 30 مليون قدم 6 ي من الغاز المرافق. تم اكتشاف حقل بوخا الغربي في عام 1976 على اعتبار أنه حقل للغاز، وقد هجر بسبب عدم إمكانية الإنتاج منه بكميات تجارية. إلا أن شركة بترول رأس الخيمة قامت بين عامي

¹ Oil and Gas Journal, 8/4/2011

² Oil and Gas Journal, 21/7/2010

2006 و2008 بحفر آبار تقييمية تضمنت مقطعاً أفقياً موسعاً، لتكشف عن وجود كميات نفط كبيرة في مكامن مشرف، ومودود، وثمامة الله .

وفي نفس العام أعلنت شركة تنمية نفط عمان، عن الانتهاء من المرحلة الأولى من مشروع تطوير حقل المبروك، حيث بدأت أعمال تطوير الحقل في عام 2007. وتضمنت خطة التطوير بناء محطات إنتاج، ومد خطوط تجميع جديدة، بهدف المحافظة على معدل إنتاج النفط خلال السنوات القادمة. كما تضمنت الخطة تركيب ضواغط غازية لنقل الغاز عبر الأنابيب إلى محطة المعالجة في سيح رول². يبين الشكل 1-1 تغير إنتاج النفط والمتكثفات بين عامى 2006 - 2010 3.



الشكل 14 - 1: إنتاج النفط والمتكثفات في عمان، 2006 - 2010

كما ارتفع معدل إنتاج سوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات، وقدر هذا المعدل عام 2009 بحوالي 100 ألف ب/ي.

احتياطي الغاز وكميات الغاز المسوق

ارتفع احتياطي الغاز الطبيعي من 914 مليار متر مكعب عام 2008 ليصل في نهاية عام 2010 إلى 950 مليار متر مكعب، يمثل الغاز الطبيعي الحر قرابة 90 % منها.

وتشير بيانات وزارة الاقتصاد الوطني العمانية إلى أن كميات الغاز الطبيعي المسوق انخفضت قليلاً في 2010، ويبين الجدول 14-2 كميات الغاز الطبيعي المسوق في السلطنة من 2006 إلى 2009 4.

2009	2008	2007	2006	السنة
24496	25200	25179	25139	مليون م³/سنة

الجدول 14 - 2: الغاز الطبيعي المسوق في عمان، 2006 - 2009

¹ AME Info, 18/2/2009

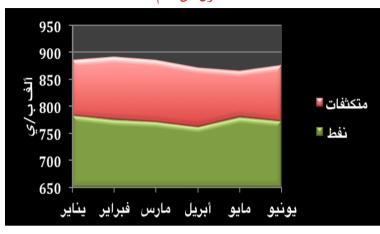
² Oil Voice, 10/4/2009

³ تقرير الأمين العام السنوى 37، أوابك، 2010.

⁴ تقرير الأمين العام السنوى 37، أوابك، 2010.

من الجدير بالذكر أن وزارة الاقتصاد الوطني في وزارة الاقتصاد الوطني في نشر تقارير شهرية تفصيلية تبين فيها إنتاج النفط والمتكثفات والغاز الطبيعي واستخداماتها. ويبين الشكل خلال الأشهر الست الأولى من عام 2011، كما يبين الشكل 14-3 وسطي كميات الغاز المسوقة يومياً في كل الغاز المسوقة يومياً في كل المذكورة.

الشكل 14 – 2: معدل إنتاج النفط والمتكثفات اليومي في عمان خلال الشكل 14 – 10 النصف الأول من عام 2011



الشكل 14 - 3: معدل كميات الغاز الطبيعي المسوق في عمان خلال النصف الأول من عام 2011



المملكة المغربية

أ – لمحة عامة

تعتبر المملكة المغربية دولة ذات أهمية تنقيبية واستكشافية خاصةً ضمن القواطع الواقعة في المغمورة، وهذا ما يبدو جلياً من خلال اهتمام الشركات الأجنبية بعمليات الاستكشاف فيها. وقد تم منح رخصتي استكشاف وثلاثة امتيازات في عام 2008، وفي مطلع عام 2010 كانت عدد تراخيص الاستكشاف الممنوحة قد بلغ 106 تراخيص إضافة إلى 8 امتيازات استطلاعية، ورغم ذلك لا يزال عدد الاكتشافات فيها قليلاً.

اكتشف النفط لأول مرة في المغرب عام 1923 في «عين حمره» ضمن حوض غرب شمال شرق مدينة الرباط. وبعد ذلك بخمس سنوات تم تشكيل مكتب البحوث والاستثمارات في مجال التعدين (Recherches et de Participations Minières بهدف تطوير قطاع التعدين في البلاد.

وفي عام 1929 شكل هذا المكتب شركة مشتركة مع كل من Elf-Erap، وقد Société Chérifienne des Pétroles، وقد Société Chérifienne des Pétroles (وكلاهما حالياً جزء من شركة Total) دعيت باسم Pétroles اكتشفت تلك الشركة عدة حقول نفطية في حوض غرب خلال الثلاثينات من القرن الماضي. كما اكتشفت الشركة الغاز الطبيعي في «كشوله» و «جبل جير» ضمن حوض الصويرة في عام 1057.

أعطى قانون النفط والغاز لعام 1958 زخماً جديداً للتنقيب عن النفط والغاز من خلال السماح بدخول الشركات الأجنبية الأخرى في قطاع التنقيب والإنتاج في إطار شراكات بنسب متساوية 50:50 ٪ مع الدولة، وقد استقطب القانون الجديد عدداً كبيراً من شركات النفط الأوروبية والأميركية التي خُصصت بمساحات على طول سواحل المحيط الأطلسي والبحر الأبيض المتوسط، ولكن القليل منها حقق اكتشافات تجارية.

في عام 1981 تم إنشاء شركة النفط الوطنية والمكتب الوطني للأبحاث والاستغلال البترولي (Onarep)، مما أدى إلى إعطاء دفعة إضافية لنشاط الاستكشاف، وكانت مهمة المكتب الوطني إدارة وتنسيق عمليات التنقيب عن المواد الهيدروكربونية والإنتاج في المغرب، وترك مكتب البحوث والاستثمارات للتركيز فقط على قطاع التعدين. وقد منح المكتب الوطني منذ عام 1991 مجموعة تراخيص تنقيب لأربعة عشر شركة، كما تابع برنامجه الاستكشافي الخاص الذي ركز على حوض الصويرة واكتشف حقل مشكاله للغاز وحقل نفط زلتن.

في عام 1991 تم إصدار قانون النفط والغاز الذي هدف إلى إنشاء نظام أكثر تحرراً للشركات الأجنبية العاملة في المغرب. وجرت سلسلة من التعديلات عليه تم إقرارها في عام 1999 وبدء تنفيذها عام 2000 حيث تم تعديل بعض الأحكام وأضيفت أحكام جديدة لجعل الاستثمار في مجال التنقيب والإنتاج أكثر جاذبية للشركات الأجنبية.

وفي عام 2003 صوت البرلمان للعودة إلى الهيكل الأصلي لهذه الصناعة، وتم إصدار قانون إنشاء هيئة حكومية جديدة دعيت باسم المكتب الوطني للهيدروكربونات والمعادن، وتم دمج المكتب الوطني للأبحاث والاستغلال البترولي ومكتب البحوث والاستثمارات في مجال التعدين في المكتب الجديد لتغطية كل قطاعات النفط والغاز والتعدين.

ب - أهم الشركات العاملة

هناك عدد كبير من الشركات العاملة حالياً في المغرب، وأهمها: Repsol، وRepsol، وRepsol العاملة حالياً في المغرب، وأهمها: Ogenting Oil و Petroleum/Tethys و Genting Oil، و Petroleum/Tethys و Caithness Petroleum في Oil (فرع من شركة Caithness Petroleum (MPE)، و Caithness Petroleum TransAtlantic/Stratic Energy/EnergyCorp البريطانية)، وSphere Petroleum TransAtlantic/Stratic Energy/ البريطانية)، وTransAtlantic/Direct Petroleum/، وCircle Oil Maroc Limited، يبين الشكل 1-1، خارطة التراخيص الاستكشافية في المغرب وبعض البيانات الأخرى.

وقد حصلت شركتان بريطانيتان مستقلتان (Island Oil) في منتصف عام 2009، على حق التنقيب عن النفط والغاز في قاطعين يقعان في مياه المحيط الأطلسي، ضمن حوض أغادير قبالة

السواحل المغربية. وأشار المكتب الوطني إلى أن القاطعين (سيدي موسى، وفوم درا) تزيد مساحتهما الإجمالية عن 12 ألف كيلو متر مربع. يتضمن الاتفاق القيام بدراسات وإجراء مسوحات زلزالية على مدى 30 شهراً بالنسبة لقاطع فوم درا، وعلى مدى 18 شهراً لقاطع سيدى موسى.

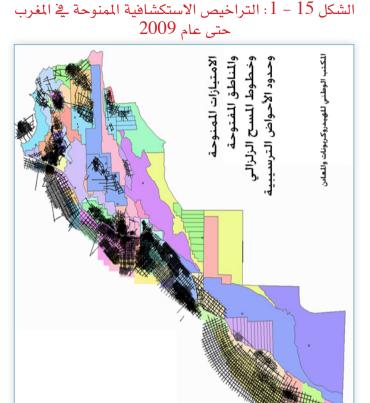
الاكتشافات البترولية

تشير الورقة القطرية للمغرب المقدمة إلى مؤتمر الطاقة العربي التاسع الذي عقد في قطر عام 2010، إلى اكتشافات متواضعة من النفط والغاز في أحواض الغرب وما قبل الريف والصويرة. وكما ذكر سابقاً فإن عدد الاكتشافات للسجلة في المغرب منخفض نسبياً، ومن تلك الاكتشافات يمكن الإشارة إلى ما أعلنته شركة Maghreb إلى ما أعلنته شركة Petroleum Exploration S.A (MPE) في شهر آذار/مارس عام 2007 عن اكتشاف للغاز في البئر

التنقيبي 5-TE الذي بلغ عمقه الكلي 2683 متراً، واخترق حوالي 35 متراً من تشكيلة تاجي الرملية ، وأنتج كميات من الغاز لم يعلن عنها ثم تم إغلاقه.

وفي أواخر عام 2008 حققت شركة Circle Oil الايرلندية اكتشافاً للغازفي امتياز أولاد نزالا، الواقع شمال شرق العاصمة الرباط. وذكرت الشركة أن البئر ONZ6 أنتج عند وضعه على الاختبار 3.32 مليون قدم أي من الغاز، وكان ذلك هو البئر الأول ضمن خطة لحفر 6 آبارفي الامتياز المذكور.

وفي مطلع عام 2009 حققت شركة Circle Oil اكتشافاً جديداً للغاز عبر بئرها KSR-8 الواقع في حوض "غرب" شرقي الرباط. وكان ذلك هو الاكتشاف الثالث الذي حققته الشركة في المغرب، وأنتج البئر عند وضعه على الاختبار أكثر من 19 مليون قدم 3/ي من الغاز. وفي نفس الفترة قدرت مجموعة تقودها شركة Repsol YPF SA، حجم الاحتياطي القابل للإنتاج من الغاز بحوالي 100 مليار قدم مكعب!، وذلك في اكتشاف حققته في المغمورة عبر البئر Anchois-1 الذي حفر على بعد 40 كم قبالة السواحل المغربية ضمن ترخيص Tanger-Larache، وبلغ عمقه 2435 متراً، واخترق نطاقين حاملين للغاز تبلغ السماكة الفعالة الإجمالية لهما 40 متراً.



1 Oil and Gas Journal, 30/3/2009

وفي شهر حزيران/يونيو عام 2009 أنهت شركة Circle Oil عمليات الإكمال على البئر الاستكشافي CGD-10 COD-10 COD-10

الاحتياطي والإنتاج

يعتمد المغرب على الطاقة المستوردة بشكل شبه كلي، حيث استورد عام 2009 حوالي 94.6 % من احتياجاته الطاقية ⁴. تشير بعض الجهات الرسمية المغربية إلى أن الاحتياطي في الحقول الصغيرة يبلغ 3.2 مليار متر مكعب من المغاز و850 ألف متر مكعب من المتكثفات، و35 مليون برميل من النفط استخرج منها حتى اليوم حوالي 8 ملايين برميل⁵.

بينما تقدر بعض المصادر أن احتياطي النفط في المغرب يقل عن 1 مليون برميل، أما احتياطي البلاد من المغاز (الحر والمرافق) فهو في تناقص رغم الاكتشافات الجديدة ويقدر بحوالي 1.6 مليار متر مكعب، بينما كان 1.7 مليار متر مكعب قبل عدة سنوات من جانبها قدرت مجلة النفط والغاز أن احتياطي الغاز في المغرب في مطلع عام 2010 بلغ 1.5 مليار متر مكعب، واحتياطي النفط 752 ألف برميل، مشيرة إلى أن عدد الأبار المنتجة للنفط في البلاد لم يزد عن 7 آبار في مطلع عام 2009 تنتج حوالي 300 ψ ، ويتم الإنتاج من 4 حقول للغاز، وحقلين للغاز والمتكثفات، وحقل واحد للنفط.

ورغم عدم ذكر ذلك بشكل صريح، إلا أنه من الواضح أن تقديرات الاحتياطي الواردة في الورقة القطرية للمغرب تشير إلى الاحتياطي الجيولوجي أو الاحتياطي المأمول.

إن أهمية تنمية الطاقة في البلاد قادت إلى وضع استراتيجية للتنقيب عن البترول ترتكز على ما يلى:

- · فتح مناطق برية جديدة للتنقيب خاصة في المناطق الصعبة مثل الأطلس المتوسط والكبير والريف.
- إعادة توجيه البحث نحو الطبقات الجيولوجية الغير المستكشفة مثل صخور الباليوزويك وتركيبات البحر العميق.
- 1 Energy Business Review, 29/10/2010
- 2 Oil and Gas Journal, 24/1/2011, & Reuters, 8/2/2011
 - 3 نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة 31، العدد 1، 2011
 - 4 الورقة القطرية للملكة المغربية، مؤتمر الطاقة العربي التاسع، قطر، 2010.
 - 5 الورقة القطرية للملكة المغربية، مؤتمر الطاقة العربي التاسع، قطر، 2010.
- 6 Arab Oil & Gas Directory, 2010
- 7 Oil, World Look at Reserves and Production, 1/1/2010

- العمل على ترويج الأحواض الرسوبية المدروسة لدى الشركات العالمية المتخصصة في التنقيب.
- الانفتاح على العالم بالاشتراك مع المقاولات الوطنية والشركات البترولية العالمية لفتح آفاق جديدة للمكتب الوطنى للهيدروكربونات والمعادن في الاستكشاف خارج المغرب.
- السماح لهذا المكتب بموجب قانون جديد بالانفتاح على مساهمات القطاع الخاص وذلك لتوسيع قاعدته المالية باعتماد أرصدة ضرورية للاستثمارات في استكشاف وإنتاج البترول وتدعيم مؤهلاته وخبراته في حقل مهامه الأساسية.

يغطي ميدان الأحواض الرسوبية المغربية المفتوحة للاستكشاف مساحة 770 ألف كيلو متر مربع البينما لا يتجاوز عدد الآبار الاستكشافية المحفورة فيها 288 بئراً أغلبها في حوض الغرب وما قبل الريف والريف والصويرة وهو ما يعبر عن كثافة متوسطة تبلغ حوالي 4 آبار في كل 10 آلاف كيلو متر مربع، وهي كثافة تعتبر منخفضة مقارنة مع الكثافة المتوسطة على الصعيد العالمي والتي تصل إلى 10 آبار في كل 100 كيلو متر مربع.

السجيل الزيتي

وصف المكتب الوطني للهيدروكربونات والمعادن في عام 2007 احتياطي المغرب من السجيل الزيتي بأنه مصدر طاقة المستقبل.

اكتشفت توضعات السجيل الزيتي لأول مرة في "تمحضيت" في جبال الأطلس عام 1964، وتبع ذلك اكتشاف المزيد من التوضعات في "طرفاية" جنوب غرب البلاد، وفي طنجة.

تقدر الاحتياطيات النفطية المحتملة في تلك التوضعات بنحو 50 مليار برميل من الزيت، منها 37 مليار برميل في تمحضيت وطرفاية، وتتراوح نسبة الزيت بين 70 - 85 لتراً في كل طن من السجيل الزيتي في رمال تمحضيت، و66 - 75 لتراً في كل طن من الرمال في طرفاية.

يعود اهتمام المغرب بهذا النوع من مصادر الطاقة لفترة طويلة خلت، إلا أن ارتفاع أسعار النفط قبل بضع سنوات حفّز الاهتمام المتزايد بالسجيل الزيتي، حيث عمل المكتب للهيدروكربونات والمعادن على وضع استراتيجية طويلة الأمد لتطوير احتياطيات المغرب، وعمل على إجراء دراسات مختلفة للعمليات الصناعية الخاصة باستخلاص الزيت من السجيل الزيتي لإنتاج الوقود السائل، كما شجع على إقامة شراكات مع الشركات الصناعية لتطوير هذه العمليات، ويسعى المكتب للهيدروكربونات والمعادن شراكات مع الشركات الصناعية لتطوير هذه العمليات، للايتي مثل المكتب الوطني للكهرباء (Office). وضمن هذه السياق وقع المكتب الوطني للهيدروكربونات والمعادن في شهر حزيران/يونيو على مذكرة تفاهم 2009 تعمل بموجبها شركة San Leon Energy على مشروع تجريبي قد انتقل لحقن البخار في طرفاية، وقد ذكرت الشركة في شهر أيلول/سبتمبر 2009 أن المشروع التجريبي قد انتقل من مرحلة التصميم الهندسي التفصيلي، إلى مرحلة البناء، وقد تم إنجاز طريق يصل موقع المشروع بالطريق العام، كما وصلت المعدات اللازمة للعمل إلى المغرب، وتم الحصول على موافقة وزارة البيئة على الخطة الخاصة بتقييم الآثار البيئية للمشروع، وبدأ العمل على دراسة تحليل التشقيق الهيدروليكي، وغيرها من الأعمال².

¹ الورقة القطرية للملكة المغربية، مؤتمر الطاقة العربي التاسع، قطر، 2010.

الجمهورية اليمنية

أ – لحة عامة

بدأت الأعمال الاستكشافية للتنقيب عن النفط والغاز في اليمن في أواخر الثلاثينات من القرن الماضي في عام 1938، عندما قامت شركة البترول العراقي بإجراء مسوحات في محافظتي حضرموت والمهرة. وتلت ذلك العديد من الأعمال الاستكشافية، إلا أن الاكتشاف التجاري للنفط لم يعلن إلا في عام 1984 في قاطع مأرب/الجوف، وتبعه في عام 1987 اكتشاف النفط في محافظة شبوة، وفي عام 1993 اكتشف حقل المسيلة المتاطع 14 والذي يعتبر من أبرز الحقول النفطية في البلاد. وبعد قيام الوحدة اليمنية عام 1990، بدأت شركات النفط العالمية توسع نطاق استثماراتها وعملياتها البترولية في أجزاء واسعة من أراضي اليمن.

يساهم النفط بنسبة 30 – 40 % من قيمة الناتج المحلي الإجمالي، ويشكل أكثر من 70 % من إجمالي إيرادات الموازنة العامة للدولة وأكثر من 90 % من قيمة الصادرات اليمنية، وتمتلك اليمن ثلاثة موانئ لتصدير النفط الخام، وهي:

- ميناء رأس عيسى الواقع شمال الحُديدة على البحر الأحمر، ويستخدم لتصدير نفط مأرب الخفيف وجَنَّة.
- ميناء الشحر ويقع على الساحل الجنوبي الشرقي لليمن على بحر العرب، ويستخدم لتصدير خام المسيلة والنفوط الأخرى في قطاع شرق شبوة وحواريم.
- ميناء بلحاف يقع أيضاً على ساحل بحر العرب بين مدينتي المكلا وعدن، ويستخدم لتصدير نفط شبوة الخفيف منذ عام 1990.

وتشير العديد من البيانات إلى تراجع إنتاج النفط في القطاعات الرئيسية الأهم في البلاد، وهي على الترتيب: المسيلة، ومأرب، وشرق شبوه، وجنة.

تم في عام 1997 إنشاء هيئة استكشاف وإنتاج البترول PEPA ، للاهتمام بمصالح الحكومة في مختلف مجالات الصناعة البترولية، مثل الإشراف الفني على جميع المراحل التي تقوم بها الشركات العاملة، ومناقشة خطط العمل وميزانيات عمليات التنقيب والإنتاج للموافقة عليها ومتابعتها بالتنسيق مع الجهات الأخرى، والمشاركة في إعداد وتنفيذ الخطط وبرامج الترويج، واقتراح التعيين في اللجان الاستشارية من الجانب اليمني في الاتفاقات، والإشراف على نشاطات الشركات العاملة وتقييم أدائها وفقاً للأحكام الواردة في الاتفاقات والقرارات الوزارية، والعديد من المهام الأخرى.

ب - تنشيط قطاع التنقيب والاستكشاف

ضمن سعيها لتطوير مصادرها البترولية، عملت اليمن على طرح عدة عطاءات أمام الشركات العالمية، وأعلن في أواخر عام 2007 عن إدخال 14 قاطعاً استكشافياً جديداً إلى خارطة القواطع الاستكشافية، حيث كان هناك حينها 12 قاطعاً نفطياً تنتج نحو330 ألف ب/ي في كل من المسيلة ومأرب وجنه، وكان مخ خطط الوزارة السعي إلى استغلال بعض القواطع النفطية التي لم تستغل بشكل كامل ومنها القاطع 18 بمأرب، والذي تديره شركة صافر الوطنية ويعد من القواطع الواعدة في الصناعة النفطية اليمنية رغم مرور عشرين سنة على اكتشافه. وأشار بيان لوزير النفط اليمين في حينها إلى أن المنافسة الدولية الرابعة في خطة الترويج للاستثمار النفطي في اليمن ستشمل الترويج لنحو11 قاطعاً بحرياً.

¹ Petroleum Exploration and Production Authority

وسبق ذلك في مطلع عام 2007 إقرار المجلس الأعلى للشئون الاقتصادية والنفطية إحالة عدد من مشاريع اتفاقيات التنقيب عن النفط إلى مجلس الوزراء لمناقشتها واتخاذ القرار اللازم تجاهها تمهيداً لاستكمال الإجراءات الدستورية بشأنها. وشملت تلك المشاريع، مشروعي اتفاقيتي مشاركة بالإنتاج بين وزارة النفط والمعادن وكل من شركة Voyager Energy .، وOil Search Yemen Ltd ، وVoyager Energy وزارة النفط والمعادن وكل من شركة Energy Ltd.، والمؤسسة العامة للنفط والغاز للتنقيب عن النفط في القاطع 74 في منطقة قوزة بمحافظة حضرموت، وفي القاطع 7 في منطقة البرقاء بمحافظة شبوة، إلى جانب مشروع اتفاقية المشاركة في الإنتاج الموقعة بين وزارة النفط والمعادن وكل من شركة Occidental للقاطع 75، وشركة DJ Holding Yemen والمؤسسة العامة للنفط والغاز للتنقيب عن النفط في القاطع 75 في منطقة مرخا الواقعة ما بين محافظتي شبوة ومأرب، وكذلك مشروع اتفاقية دخول شراكة بين الشركة اليمنية للاستثمارات النفطية والمعدنية والشركة الوطنية الكورية للنفط للاستثمار المشترك للقاطع 4 في منطقة عياد بمحافظة شبوة أ. ويبدو أن تراجع معدلات إنتاج النفط في تلك الفترة كان من الأسباب التي قرعت أجراس الخطر في وزارة النفط، وقد صرح وزير النفط والغاز والثروة المعدنية اليمني² أن اليمن تطمح للحد من تراجع معدلات الإنتاج من النفط، وأن هناك خطة لتكثيف عمليات التنقيب والاستكشاف يتوقع أن تؤتى ثمارها بحلول عام 2009. وأكد التصريح حينها أن عدد القواطع الاستكشافية ازداد من 26 قاطعاً عام 2006، ليصل إلى 40 قاطعاً في العام 2007، ورأى الوزير في تصريحه أنه لو بلغت نسبة نجاح عمليات الاستكشاف 25 %، فإن اليمن ستعود لترفع معدل إنتاجها اليومي من النفط إلى 400 ألف ب/ي. وتمت الإشارة حينها إلى أن اليمن تهدف للوصول بالإنتاج اليومي إلى معدل 500 ألف ب/ي، باستخدام تقنيات جديدة في عمليات الحفر والإنتاج لتساهم في رفع معامل الاستخلاص من 30–35 % إلى حدود 70 %.

وقبل ذلك التصريح بفترة وجيزة، ذكر رئيس هيئة استكشاف وإنتاج النفط أن الهيئة تتوقع أن يتم حفر 647 بئراً في اليمن بحلول عام 2010، منها 142 بئراً في عام 2000 تتوزع إلى 87 بئراً تطويرياً، و55 بئراً استكشافياً. وقد أعلنت الهيئة أن احتياطي اليمن المؤكد من النفط ارتفع من 4.7 مليار برميل عام 2000، ليصل إلى 10.4 مليار برميل خلال عام 2007، على نفس الصعيد أعلنت الهيئة أن احتياطي البلاد من الغاز الطبيعي ازداد ليصل إلى 18.2 تريليون قدم مكعب، منها 14.7 تريليون قدم مكعب في القاطع 18 في مأرب، ويتوزع الباقي على 10 حقول نفطية في شبوة، وحضرموت.

وفي عام 2008 أعلنت وزارة النفط والمعادن اليمنية أنها قد قبلت 25 عرضاً من أصل 30 عرضاً تقدمت بها شركات عالمية للحصول على حق التنقيب عن النفط في المياه الإقليمية اليمنية، وكان من ضمن الشركات التي تم قبول عروضها كل من شركة (ExxonMobil، وTotal، وStatoil، وStatoil، كما وقعت لجنة فنية يمنية إثيوبية مشتركة في نفس العام على مذكرة تفاهم بين البلدين تهتم بشؤون النفط والغاز والطاقة، وأكدت تلك المذكرة على أهمية تشجيع حركة الاستثمارات بين البلدين في مجال النفط والغاز والطاقة.

وفي الربع الأخير من عام 2008، وافقت شركة Total على شراء 30.87 % من حصة شركة Korea وفي الربع الأخير من عام 2008، وافقت شركة Total على مربع، National Oil Corp . التي تتولى إدارة العمليات في القاطع 70، الذي تزيد مساحته عن 1367 كيلو متر مربع، ويقع جنوب شرق حوض مأرب⁴، وتبلغ حصة المؤسسة اليمنية العامة للنفط والغاز من القاطع المذكور 5 %.

أما عام 2009 فكان من المميز فيه إعلان الشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسيل أنها بدأت فعلياً بتصنيع وإنتاج الغاز الطبيعي للسيل في محطة تسييل الغاز الطبيعي في بلحاف بمحافظة شبوة في أواسط شهر

¹ صحيفة الثورة (اليمن)، 2007/3/5

² Yemen Times, 15/7/2007

³ صحيفة الحياة، 2007/5/21

⁴ Oil and Gas Journal, 17/10/2008

Sinopec/YCO

تشرين الأول/أكتوبر. وأوضح وزير النفط والمعادن اليمني وهو رئيس مجلس إدارة الشركة أن البدء يخ عملية تصنيع وإنتاج المغاز الطبيعي المسيل يعد انجازاً كبيراً وحدثاً هاماً، ويأتي ترجمة لمستوى الشراكة القوية والناجحة التي قامت بين الحكومة اليمنية والمساهمين الدوليين في هذا المشروع الاستراتيجي الكبير. ولفت إلى أن المشروع الذي بلغت تكلفته الإجمالية حوالي 4.5 مليار دولار يعتبر أهم وأكبر استثمار اقتصادي على الإطلاق في تاريخ اليمن المعاصر، حيث يقوم على أساس ضخ الغاز الطبيعي من منشأة المنبع في القاطع 18 في مأرب عبر أنبوب يصل طوله إلى 320 كم وصولا إلى محطة التسييل في بلحاف بمحافظة شبوة على خليج عدن!

وفي مطلع عام 2010، منحت وزارة النفط اليمنية، شركة Total امتيازاً جديداً للاستكشاف والتنقيب عن النفط في القاطع 85 الواقع في منطقة شمال العقلة بمحافظة شبوة جنوب شرق اليمن. واستناداً إلى مذكرة تفاهم وقعتها الوزارة مع الشركة الفرنسية، ستقوم Total باستثمار 32 مليون دولار في المرحلتين

المساحة كم²

2,189

1,367

1,801

1,821

1,9

1,293

1,05

2,85

70

72

73

74

75

1

الجدول 16 - 1: تراخيص الاستكشاف القائمة في اليمن حتى شهر أيار/مايو 2009

OMV/YCO 4,015 Oil Search/Petoil/YCO 2.95 3 Burren Energy/Delta/YCO 3,911 6 Oil Search/Kufpec/ARC/Voyager/Adelphi/YCO 4.939 7 4,73 Medas/YCO Gallo Oil 7,417 13 Kuwait Energy/Kufpec/MND/YCO 12,57 15 KNOC/Samsung/Disung/GC Holding/YCO 10,864 16 Occidental/Saba/YCO 2.049 20 CCC/YCO 5,976 33 Reliance Industries/HoodOil/YCO 7,016 Kuwait Energy/Virgin/ARC/MND/YCO 5,52 35 Reliance Industries/HoodOil/YCO 7,221 37 KNOC/Korean consortium/YCO 8,049 39 Oil and Gas Mine Co./EEYL/Geopetrol/YCO 5,492 41 DNO/Ansan Wikfs/YCO 5.492 44 CCC/YCO 8,836 45 DNO/OGMC/Geopetrol/YCO 5,708 47 Mol/YCO 5,055 48 CCOGC/OSL/Virgin/YCO 2,7 49 DNO/Ansan Wikfs/YCO 52 غم Midas/YCO غ م Sinopec/Total/Arabian Group/YCO 69

الأولى والثانية من أعمال الاستكشاف والتنقيب عن النفط في ذلك القاطع، إضافة إلى حفر 4 آبار استكشافية كحد أدنى.

وذكرت شركة Total لاحقأ أنها وقعت على اتفاقية تقاسم للإنتاج حصلت بموجبها على حصة تبلغ 36 % من القاطع 27 الواقع في حوض مسيلة والذي تبلغ مساحته حوالي 1821 كيلو متر مربع، وكانت تخطط ليدء عمليات الحفرفي نهاية ذلك العام². يبين الجدول 16-1، تراخيص الاستكشاف في اليمن³ حتى شهر أيار/مايو 2009، كما يبين العدد الكبير من إلى الشركات العاملة في اليمن.

KNOC/Total/Samsung/Daesung/YCO

Sinopec/Total/Arabian Group/YCO

Dove Energy/YCO

Gallo Oil/Virgin/Pertacal

DNO/TransGlobe/Ansan Wikfs/YCO

Occidental Petroleum/TG Holdings/YCO

Kuwait Energy/Kufpec/ARC/Voyager/Adelphi/YCO

وكالة الأنباء السعودية، 2009/10/15

² Oil and Gas Journal, 30/6/2010.

^{3 -} Arab Oil& Gas Directory, 2010.

ج- الاكتشافات

تشير المعلومات المتوفرة إلى أن اليمن حقق 3 اكتشافات للنفط عام 2004 ومثلها عام 2005، كما حقق17 اكتشافاً جديداً بين عامي 2006 و2010، منها 15 اكتشافاً للنفط، واكتشافين للغاز، وتحققت 10 من تلك الاكتشافات عام 2009، حيث كان وسطي عدد الحفارات العاملة في البلاد في الربع الأول من ذلك العام 14 حفارة!. ومن المثير للاهتمام تحقيق اكتشاف للنفط في صخور القاعدة البلورية في القاطع 9 الواقع جنوب حوض سيون مسيلة.

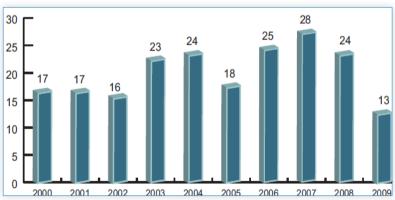
ومن الأمثلة على تلك الاكتشافات يمكن الإشارة إلى ما أعلنته شركة Oil Search Ltd. عام 2009 من أنها قد حققت اكتشافاً للغاز والمتكثفات في بتر تبع 1 الواقع في القاطع 3، وأنتج البتر عند وضعه على الاختبار 9 مليون قدم3/ي من الغاز، و450 ب/ي من المتكثفات. وذكرت الشركة أن هناك المزيد من العمليات التي لابد من إجراءها على البتر قبل تحديد مستويات التقاء السوائل، وتقييم الاحتياطي المكتشف². وقبل ذلك كانت هيئة استكشاف وإنتاج النفط قد أعلنت عن تحقيق تسعة اكتشافات جديدة لحقول نفطية في سبعة قواطع، وذلك في حقل الوايا، وعبيد، وشرنة، ويعلين، وحقل غرب غباطة، وسرار، وشرمة، والبحري قرب سواحل حضرموت وكذلك في حقل هنين، وحقل وادي رشم³. وكانت شركة Search Ltd قد أنهت شهر أيلول/سبتمبر 2009 عمليات حفر البتر الاستكشافي "جبل الملح 1" في القاطع 7 الواقع في حوض شبوه، وبلغ العمق النهائي للبتر 4227 م، حيث أشارت تحاليل القياسات الكهربائية البترية إلى وجود عدة نظاقات حاملة للنفط، كما ظهرت شواهد غازية ونفطية أثناء عملية الحفر4.

وفي مطلع عام 2011 ذكرت مجموعة تقودها شركة .Oil Search Ltd أن البئر معشار- 2 المحفور في القاطع 7 ضمن حوض شبوه، قد أنتج خلال اختبار باستخدام أنابيب الحفر بمعدل بلغ 145 ب/ي، وتم إغلاق البئر بانتظار إجراء المزيد من الاختبارات عليه. يذكر أن البئر حفر باستخدام تقنية الحفر تحت التوازن 5.

أما بعد ذلك التاريخ ونتيجة الاضطرابات التي تشهدها اليمن، فلم يعد من المكن الحصول على بيانات دقيقة عن أعمال الصناعة البترولية.

يظهر الشكل 1-1، عدد الآبار المحفورة في اليمن بين عامي 2000 وووو 2009 ويشار إلى أن هيئة النفط اليمنية وضعت في خطتها عام 2009 حفر المتكشافياً، و99 بئراً المن ذلك لم يتحقق،كما هو مبين من الشكل 6.





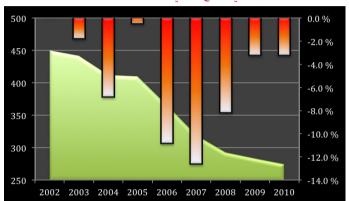
- 1 Oil Review, Vol. 12, Issue 3, 2009
- 2 NASDQ, 4/11/2009
- 4 Oil and Gas Journal, 9/9/2010
- 6 Arab Oil& Gas Directory, 2010.
- 3 نشرة متابعة مصادر الطاقة عربياً وعالمياً، أوابك، السنة 29، العدد4، 2009.
- 5 نشرة متابعة مصادر الطاقة عربياً وعالمياً، أوابك، السنة 31، العدد1، 2011.

د- الاحتياطي والإنتاج

• النفط

تشير البيانات المتوفرة إلى أن الاحتياطي المؤكد من النفط في اليمن يقدر بحوالي 3 مليار برميل، وهو رقم لم يتغير رسمياً منذ عدة سنوات. من ناحية أخرى يتراجع معدل إنتاج النفط في اليمن بشكل مستمر، ويبين الشكل 16-2 معدل الإنتاج اليومي من النفط بين عامي 2006 و2010، ويلاحظ أن وسطي الإنتاج اليومي بين عامي 2006 و2007 تراجع بمعدل 12.6 %، بينما تراجع بمعدل 8.2 % بين عامي 2007 و 2006 و ثمان نديد من المناطقة ال

2010 - 2002 وسطى الإنتاج اليومي من النفط في اليمن، 2002 - 2010



الجدول 16 - 2: نسبة إنتاج النفط حسب القواطع حتى شهر حزيران/يونيو 2009

نسبة الإنتاج	تاريخ بدء الإنتاج	الحقل
26,89 %	1987	غرب عياد
22,24 %	1993	مسلة
13,02 %	1986	مأرب
11,94 %	1997	شرق شبوة
10,44 %	1996	جنة
3,74 %	2006	العقلة
3,12 %	2004	شرق الحجر
2,63 %	2004	دمیس
2,07 %	2001	شرق سعر
1,69 %	2000	حوارين
1,12 %	2006	مالك
1.10 %	2005	حنوب حوارين

ثم انخفض معدل التراجع إلى 3.2 % في الأعوام اللاحقة. وكان معدل الإنتاج اليومي قد بلغ 450 ألف ب/ي عام 2002، وتراجع إلى 442 ألف ب/ي عام 2003، و412 ألف ب/ي عام 2004 آلاف ب/ي عام 2005. أما سوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات فيقدر أن متوسط الإنتاج اليومي منها في اليمن يبلغ حوالي 10 آلاف ب/ي.

ويبين الجدول 16-2 نسبة مساهمة القواطع في الإنتاج حتى منتصف عام 2009 مرتبة تنازلياً. وقد بلغ مجموع الإنتاج التراكمي من النفط خلال الفترة الممتدة بين عامي 2006 و2010 ما يزيد عن 15.0 مليار برميل. كما يقدر أن عدد الحفارات العاملة في البلاد كان 12 حفارة في كل من عامي 2009 و2000 بينما كان 15 حفارة عام 2008، و16.

• الغاز

قدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي بحوالي 515 مليار متر مكعب في نهاية عام 2006، وارتفعت التقديرات إلى 555 مليار متر مكعب في نهاية عام 2007، بينما تشير البيانات المتوفرة إلى أن الاحتياطي

انخفض إلى 479 مليار متر مكعب عام 2008، وبقي عند تلك القيمة حتى نهاية عام 2010، ويتركز أكثر من 48 % من تلك الاحتياطيات في القاطع 18. ولا تتوفر بيانات دقيقة عن الغاز المنتج أو المسوق في اليمن، بينما يشير التقرير السنوي لمنظمة أوبك إلى أن كميات الغاز المصدرة عام 2009 بلغت 420 مليون متر مكعب أ.

1 OPEC, ASB 2010_2011



منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)



خيارات ترشيد استهلاك الطاقة في صناعة تكرير النفط





بناء على خطة الأمانة العامة لعام 2011 انعقد مؤتمر حول «خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية في الدول العربية» في فندق سميراميس، القاهرة- جمهورية مصر العربية، في الفترة 21-23 شباط/ فبراير 2012، تحت رعاية معالي وزير النفط والثروة المعدنية في جمهورية مصر العربية، بالتعاون بين منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) ومركز التعاون الياباني للبترول (JCCP).

شارك في المؤتمر العديد من المختصين في مجال تشغيل وصيانة ومراقبة خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية من الشركات التابعة للدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، من الجمهورية الجزائرية (3)، المملكة العربية السعودية (14)، جمهورية العراق (1)، دولة قطر (1)، دولة الكويت (3)، ليبيا (3)، جمهورية مصر العربية (65)، إضافة إلى ممثلين من مركز التعاون الياباني للبترول (JCCP) (8) ومن الشركات ومعاهد الأبحاث الإقليمية والدولية، علاوة على وفد الأمانة العامة (4).

^{1 -} مدير إدارة الشؤون الفنية، 2 - خبير أول تكرير

أولا: جلسة الافتتاح

افتتح المؤتمر بكلمة سعادة الأستاذ عباس علي النقي، الأمين العام لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، حيث تقدم بوافر الشكر والتقدير لمعالي وزير البترول والثروة المعدنية في جمهورية مصر العربية على دعوته الكريمة لعقد هذا المؤتمر في القاهرة ورعايته له. وأشاد سعادته بالتعاون المثمر بين منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول ومركز التعاون الياباني للبترول (JCCP) الذي ساهم في نجاح انعقاد المؤتمر وإغنائه بالمواضيع العلمية الهامة، كما تقدم بالشكر إلى جميع العاملين في وزارة البترول في جمهورية بالشرول، وشركة مهارات الزيت والغاز المصرية على ما بذلوه من جهود في تنظيم المؤتمر.



وأضاف الأمين العام لمنظمة أوابك بأن المؤتمر سيناقش

عددا من المواضيع ذات الصلة بالتطورات الحالية والمشاريع المستقبلية لخطوط أنابيب النفط والغاز في الدول العربية، وسيستعرض أهم التحديات الفنية والاقتصادية التي تواجه قطاع نقل المواد الهيدروكربونية عبر الأنابيب، مع الإشارة إلى السبل الكفيلة بالتغلب عليها، كما سيستعرض المؤتمر عددا من أوراق العمل التي سيقدمها خبراء ومتخصصين في الشركات التابعة للدول الأعضاء في منظمة أوابك والتي ستتطرق إلى تقنيات تشغيل وصيانة خطوط



أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية.

وقال سعادته أن الحضور المتميز في المؤتمر يشير بما لا يدع مجال للشك إلى أهمية الموضوع الذي يتناوله، والذي نأمل أن يحقق أهدافه المرجوة من خلال الأوراق العلمية التي ستقدم خلال الجلسات الفنية، كما توجه بالشكر إلى أصحاب المعالي وزراء النفط والبترول والطاقة في الدول الأعضاء في المنظمة، على تلبية الجهات المنظمة بمشاركة هذا العدد من الفنيين والمختصين، وللشركات العاملة ومعاهد البحوث العربية والدولية لموافقتها على مشاركة ممثليها في هذا المؤتمر لإغنائه بالمستجدات وتبادل الخبرات مع الفنيين والإختصاصيين من الدول الأعضاء.

ولفت إلى أن منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) كما في جميع الدول الأعضاء في المنظمة تولي أهمية بالغة بقضايا حماية البيئة من التلوث، حيث يتم اتخاذ كافة الإجراءات الممكنة بهدف المحافظة على صحة وسلامة الأفراد والمجتمع والبيئة.

وذكر سعادته أن الدراسات الإستشرافية تشير إلى زيادة الطلب العالمي على النفط والغاز في المستقبل المنظور، وسيكون لدول أوابك دور هام في تلبية هذه الزيادة والتي ستحتاج إلى توسعة أو إنشاء شبكة خطوط أنابيب جديدة لنقل النفط والغاز والمشتقات البترولية إلى مواقع الاستهلاك أو موانئ التصدير، مما دفع معظم الدول الأعضاء في أوابك إلى تركيز الجهود وتخصيص استثمارات باهظة لإنشاء خطوط أنابيب جديدة وتوسيع وإعادة تأهيل الشبكات القائمة، مشيرا الي أن الدول العربية المنتجة للبترول حققت تقدما كبيرا في مجال مد خطوط الأنابيب لنقل النفط والمنتجات البترولية والغاز الطبيعي عبر أراضيها، علاوة على مد خطوط الأنابيب لنقل النفط والمنتجات البترولية والغاز الطبيعي عبر أراضيها، علاوة على



مد خطوط إقليمية ودولية لتنويع مرافئ التصدير.

وأشار إلى أن الدول العربية تمكنت من تعزيز أواصر التعاون المشترك في القطاع النفطي على الصعيد الثنائي والجماعي من خلال إنشاء خطوط أنابيب لنقل النفط والغاز فيما بينها أو للتصدير إلى دول أخرى، ومن أهم هذه الخطوط خط سوميد وخط الغاز العربي الذي يعتبر من المشروعات العربية المهمة في المنطقة حيث أنه يُعنى بنقل وتسويق الغاز المصري والسوري، ولاحقا الغاز العراقي إلى لبنان وتركيا وأوروبا محققا بذلك أحد مقومات التكامل الاقتصادي العربي في مجال الطاقة والذي سيكون له دور مهم في تفعيل التعاون العربي المشترك على المستوى الإقليمي، كما يشكل مشروع دولفين المرحلة الأولى من شبكة إقليمية للغاز الطبيعي تربط مراكز الإنتاج بمراكز الطلب الإقليمية المتنامية في دول الخليج العربي، وينقل حاليا الغاز القطري إلى دولة الإمارات العربية المتحدة، وسلطنة عمان.

كما توجه سعادته بالشكر إلى معالي وزراء البترول والطاقة في الدول الأعضاء على تلبية دعوة الجهات المنظمة بمشاركة هذا العدد من الفنيين والمختصين في هذا المؤتمر، وإلى الشركات العاملة ومعاهد البحوث العربية والدولية التي وافقت على مشاركة ممثليها في هذا المؤتمر، لإغنائه بالمستجدات وتبادل الخبرات مع الفنيين والاختصاصيين من الدول الأعضاء، وخص بالذكر مركز التعاون الياباني للبترول (JCCP)، وشركة أرامكو السعودية، والشركة العربية لأنابيب البترول (سوميد)،



والشركة المصرية للغازات الطبيعية (جاسكو)، وشركة أنابيب البترول، وشركة مهارات الزيت والغاز. كما توجه بالشكر إلى جميع المحاضرين والمشاركين لمساهماتهم وحضورهم، ولكل من ساهم في الإعداد والتحضير لهذا المؤتمر.

وأعرب سعادة الأمين العام عن أمله بأن يكون المؤتمر مناسبة جيدة للإطلاع على تجارب الدول الأعضاء والجهات المشاركة في مجال خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية بجميع أشكالها، والتعرف على واقع وآفاق تطورها، والتحديات التي تواجهها، مؤكدا على حرص الأمانة العامة لمنظمة أوابك على المساهمة في الجهود الرامية لتقوية أواصر التعاون بين الدول العربية في شتى المجالات، وفقا لقواعد صلبة وثابتة تشكل الطاقة أحد أركانها الأساسية.

وفي ختام حديثه تمنى للمشاركين طيب الإقامة في ربوع جمهورية مصر العربية وأن يحقق المؤتمر أهدافه المرجوة من خلال الأوراق العلمية التي ستقدم خلال الجلسات.

من جانبه أكد المهندس عبدالله غراب وزير البترول والثروة المعدنية في جمهورية مصر العربية في كلمته التي ألقاها نيابة عنه السيد المهندس هاني ضاحي، الرئيس التنفيذي للهيئة المصرية العامة للبترول، أن خطوط الأنابيب في الدول العربية حققت نهضة صناعية شاملة وعززت أواصر التعاون العربي المشترك، كما أكد على أن خطوط أنابيب البترول تمثل أهمية قصوى من حيث توفير إمكانية نقل المواد البترولية في مدة زمنية معقولة، مشيراً إلى أن الدول العربية حققت تطوراً كبيراً في هذا المجال، وساهمت العربية حققت تطوراً كبيراً في هذا المجال، وساهمت في تداول المنتجات البترولية بغرض تأمين موارد طاقة وتسهيل استخدامها في جميع المجالات.



بعد ذلك ألقى سعادة سفير اليابان في جمهورية مصر العربية كلمة رحب فيها بالمشاركين في المؤتمر، وأشاد بالتعاون البناء بين اليابان والبلدان العربية في مجال تطوير الصناعات البترولية بكافة مجالاتها. كما أشار سعادته إلى أهمية مذكرة التفاهم التي تم توقيعها بين منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) وبين مركز التعاون الياباني للبترول (JCCP) ودورها في تعزيز العلاقات البناءة بين الطرفين.





كما ألقى السيد موريهيرو يوشيدا المدير التنفيذي لمركز التعاون الياباني للبترول (JCCP) كلمة عبر فيها عن شكره لكل من شارك في مواساة الشعب الياباني في كارثة الزلزال الذي ضرب مدينة فوكوشيما وماتبعه من تسونامي أدى إلى وفاة أكثر من عشرين ألف مواطن، وتشريد مئات الآلاف من منازلهم. كما قدم شرحاً موجزاً عن أهداف ونشاطات مركز التعاون الياباني للبترول (JCCP)، مشيراً إلى برامج الدورات التدريبية التي تعقدها في مجال صناعة تكرير النفط، وبرامج التعاون التقني مع مراكز الأبحاث العالمية، فضلاً عن المشاركة في تنظيم المؤتمرات الدولية.

وفي ختام كلمته أشاد السيد يوشيدا بأهمية مذكرة التفاهم التي وقعت بين منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) ومركز التعاون الياباني للبترول (JCCP) ودورها في تعزيز التعاون والتسيق بين اليابان والدول العربية المصدرة للبترول في مجال تطوير صناعة تكرير النفط وتبادل الخبرات الفنية بين الجانبين.

المحاور الرئيسية لجلسات المؤتمر

تضمن المؤتمر في اليومين الأول والثاني خمس جلسات فنية تناولت المحاور الرئيسية التالية:

- 1. الوضع الحالي والمشاريع المستقبلية لأنابيب النفط والغازفي الدول العربية.
 - 2. تصميم وبناء خطوط الأنابيب على اليابسة وفي المغمورة.
 - 3. مراقبة التسرب، ومفاهيم التشغيل الآمن لخطوط الأنابيب.
 - 4. اقتصاديات أنابيب نقل النفط والغاز.
- 5. إجراءات حماية البيئة، وترشيد استهلاك الطاقة في منظومات خطوط الأنابيب.
 - 6. صيانة الأنابيب وإجراءات الإصلاح الطارئة.
 - 7. تقنيات التحكم بالتآكل في خطوط الأنابيب.

كما تضمن اليوم الثالث من فعاليات المؤتمر زيارة ميدانية لمحطة استقبال ونقل النفط الخام التابعة للشركة العربية لأنابيب البترول (سوميد) في العين السخنة، وتم الإطلاع على المشاريع الجديدة التي تم إنجازها والمخطط إنشاؤها في المستقبل لتطوير عمل المحطة وتوسيع طاقتها الاستيعابية.

وفيما يلي ملخص أهم الأوراق التي قدمت إلى المؤتمر

"خطوط أنابيب نقل النفط والغاز في الدول العربية: الحاضر والمستقبل المنظور"

د. سمير القرعيش مدير إدارة الشؤون الفنية – أوابك ، الكويت

استهل المتحدث بلمحة عامة عن خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية في العالم حيث أشار إلى أن إجمالي أطوال خطوط الأنابيب على مستوى العالم تبلغ أكثر من:

- 315.5 ألف كم للنفط الخام
- 249.3 لف كم للمنتجات البترولية
 - □ 190500 كم للغاز الطبيعي

وتعمل هذه الخطوط على اليابسة وفي المغمورة. وتوجد حالياً 2218 منظومة/شبكة خطوط أنابيب، وحوالي 238 مشروع تحت الإنشاء على مستوى العالم، وتمتلك منطقة أمريكا الشمالية أطول شبكة خطوط أنابيب لنقل النفط الخام على مستوى العالم، وتتصدر الولايات المتحدة دول العالم في امتلاك أطول شبكة أنابيب لنقل النفط الخام.

تستحوذ منطقة الشرق الأوسط وأفريقيا على نسبة 9.9 % من إجمالي أطوال خطوط الأنابيب علي مستوى العالم، تعادل نحو 175.2 ألف كم. وتعد هاتان المنطقتان من أكثر مناطق العالم إنتاجاً للنفط الخام، وتعتبران كذلك من أكبر مستهلكيه على مستوى العالم، حيث يصل استهلاكهما إلى نحو 9 % من إجمالي النفط المستهلك على مستوى العالم. كما أن الاكتشافات الجديدة من النفط والغاز، علاوة على زيادة استهلاك الطاقة في منطقة أسيا/ الباسفيك تتطلب إنشاء خطوط أنابيب جديدة في منطقتي الشرق الأوسط وأفريقيا الغنيتين بمصادر الطاقة. كما دفعت الزيادة الكبيرة في الطلب على النفط الخام والمنتجات البترولية إلى توسعة وتحديث خطوط الأنابيب القائمة حالياً، حيث أن معظمها تعمل بكامل طاقتها.

كما يشهد إنشاء شبكات خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي على مستوى العالم ازدهاراً ملحوظاً في الآونة الأخيرة مدفوعاً بزيادة إمدادات الغاز من المصادر غير التقليدية، مما يتطلب استثمارات هائلة في خطوط الأنابيب على مدار العقد القادم.

استعرضت الورقة شبكات خطوط الأنابيب الرئيسية وأطوالها على مستوى العالم ومنها

على سبيل المثال شبكات خطوط أنابيب نقل الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك).

أشار الدكتور القرعيش إلى أن الدول العربية قد حققت تقدماً ملحوظاً في مجال إنشاء خطوط الأنابيب لنقل النفط الخام والمنتجات البترولية والغاز الطبيعي عبر أراضيها أو بينها وبين جيرانها من الدول العربية الأخرى، وكذلك بينها وبين أوروبا بهدف التكامل الاقتصادي وتنويع وسائل التصدير. واستعرضت الورقة أيضاً خطوط الأنابيب المحلية لنقل المواد الهيدروكربونية في الدول العربية، وركزت على الدول الأعضاء في أوابك، كما سلطت الضوء أيضاً على الخطوط الإقليمية والإستراتيجية في الدول العربية وأهمها:

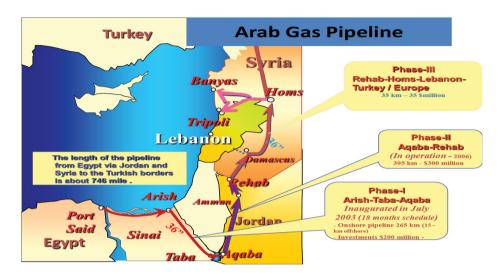
المعادلة ال

خط سوميد: يتكون من خطين متوازيين بطول 42 كم، وقطر 42 بوصة، ويمتد من ميناء العين السخنة على خليج السويس في جمهورية مصر العربية إلى ميناء سيدي كرير على ساحل البحر الأبيض المتوسط غرب مدينة الاسكندرية. ويقوم الخط بدور استراتيجي دوراً بديلاً ومكملاً لقناة

السويس في نقل نفوط الخليج العربي إلى ساحل البحر الأبيض المتوسط، حيث يمكن للناقلات العملاقة أن تقوم بتفريغ شحناتها جزئياً أو بالكامل إلى خطوط الأنابيب في العين السخنة ثم تعبر الناقلات قناة السويس بجزء من شحناتها أو بمياه الصابورة، على أن يعاد تحميلها ثانية بكامل طاقتها في ميناء سيدي كرير. أو تقوم الناقلات العملاقة بتفريغ حمولتها في خط الأنابيب في العين السخنة، بينما تقوم ناقلات أخرى صغيرة بنقل النفوط من ميناء سيدي كرير إلى الأسواق في أوروبا أو أماكن أخرى. وتبلغ الطاقة الاسمية الحالية لخط سوميد نحو كرير إلى الأسواق في السنة (2.35 مليون برميل في اليوم) ويعمل حالياً بطاقة تقترب من الطاقة الاجمالية حيث تصل إلى 100 مليون طن في السنة.

خط الغاز العربي: يقوم بنقل وتسويق الغاز المصري إلى الأردن، ثم نقل وتسويق الغاز المصري والسوري، ولاحقاً الغاز العراقي إلى لبنان وتركيا وأوروبا. ويبلغ طول خط الغاز العربي

0051 كم وقطره 63 بوصة، ويمتد من مدينة العريش في جمهورية مصر العربية إلى مدينة كلس في الجمهورية العربية السورية، مروراً بالمملكة الأردنية. تبلغ طاقة الخط الاسمية 51 مليار مكعب غاز في السنة.



خط دولفين: يشكل مشروع دولفين المرحلة الأولى من شبكة اقليمية للغاز الطبيعي تربط مراكز الإنتاج بمراكز الطلب الاقليمية المتنامية في دول الخليج العربي، وينقل حاليا الغاز القطري إلى دولة الامارات العربية المتحدة، وسلطنة عمان، ومن الممكن أن يمتد الخط مستقبلا إلى باكستان. تبلغ طاقة الخط 33 مليار متر مكعب في السنة، ويتكون من 3 أجزاء رئيسية:

- حقل الشمال القطري راس لفان، يبلغ طوله 48 ميل، وقطره 32 بوصة.
 - الطويلة (بحري)، يبلغ طوله 249 ميل، وقطره 48 بوصة. 🚨
 - اً بو ظبى العين الفجيرة، يبلغ طوله 113 ميل، وقطره 24 بوصة.



خط أنريكو ماتيي (الجزائر - إيطاليا): ينقل الغاز الجزائري إلى إيطاليا عبر تونس، ويعرف بخط عبر المتوسط أو ترانسميد، وأصبح بعد ذلك يعرف باسم أنريكو ماتيي. تبلغ طاقة الخط 72 مليار متر مكعب من الغاز في السنة.

خط دوران فاريل (الجزائر – أسبانيا): يمتد من الجزائر إلى أسبانيا عبر المغرب ويعرف بخط غاز مغرب – أوروبا. تتسلم المغرب نحو 006 مليون متر مكعب من الغاز في السنة كمصاريف عبور من شركة خطوط أنابيب أوروبا المغرب المحدودة.

خط ميد غاز (الجزائر - أسبانيا): يمتد من الجزائر إلى أسبانيا بطول 664 ميل وتبلغ طاقته 8 مليار متر مكعب من الغاز في السنة وبدأ تشغيله في أبريل 1102.

كما استعرضت الورقة أيضاً خطوط الأنابيب قيد الإنشاء أو المزمع إنشاؤها في الدول العربية ومنها:

خط أبو ظبي – الفجيرة: يمتد من أبو ظبي (حقل حبشان البحري) إلى إمارة الفجيرة بهدف تصدير النفط الخام الإماراتي عبر ميناء الفجيرة ويبلغ طوله 063 كم، وقطره 84 بوصة، ومن المتوقع أن يدخل الخدمة في الربع الثاني من هذا العام 2102. وستبلغ طاقته نحو 5.1 مليون برميل في اليوم.

خط غالسي (الجزائر - إيطاليا): يمتد من حقل حاسي الرمل في الجزائر إلى إيطاليا عبر سردينيا بطول 419 ميل، وتبلغ طاقته 8-01 مليار متر مكعب من الغاز في السنة.

خط الغاز العابرللصحراء (نيجيريا - النيجر - الجزائر): سيمتد من «وارى» في نيجيريا إلى حاسي الرمل في الجزائر عبر النيجر وسينقل نحو 20-03 مليار متر مكعب في السنة من الغاز النيجيري إلى الجزائر، وسيتم توجيه معظم هذه الكميات إلى أوروبا. سيبلغ طول الخط أكثر من 8282 ميل، منها 808 ميل داخل الأراضي النيجيرية، و 664 ميل داخل الأراضي الجزائرية.

وخلصت الورقة إلى أن منظومة خطوط الأنابيب هي جزء لا يتجزأ من سلسلة المواد الهيدروكرونية، وتستخدم لنقل النفط الخام والمنتجات البترولية، وسوائل الغاز الطبيعي، والغاز الطبيعي من حقول الإنتاج إلى مصافي التكرير أو وحدات المعالجة ثم إلى مراكز الاستهلاك أو إلى المرافئ لتصديرها. وقد نجحت الدول العربية في مد شبكات كبيرة من خطوط الأنابيب عبر أراضيها أو بينها وبين الدول الأخرى، وتتطلب هذه الشبكات خبرات واسعة في الإنشاء والتشغيل والصيانة. وبلا شك تراكمت لدى الدول العربية قدرات وخبرات هائلة يمكن تبادلها لمصلحة الجميع.

وحيث أن العالم العربي لديه القدرة على تلبية جزء كبير من الزيادة في الطلب العالمي على النفط والغاز في المستقبل المنظور، فإن ذلك يتطلب توسعة شبكات خطوط الأنابيب القائمة، فضلاً عن بناء خطوط إضافية إلى مراكز الاستهلاك أو موانئ التصدير.

وتعتمد استراتيجية تطوير أسواق اقليمية للغاز على إنشاء شبكات خطوط أنابيب مثل خط الغاز العربي، ومشروع دولفين، والمشروعات المقترحة الأخرى.

يعتبر خط الغاز العربي مشروعا هاما يربط مصر والأردن وسوريا ولبنان والعراق و تركيا. كما يمكن للغاز العربي أن يساهم في التنمية الاقتصادية الأوروبية عبر مشروع نابوكو الذي يربط تركيا بأوروبا.

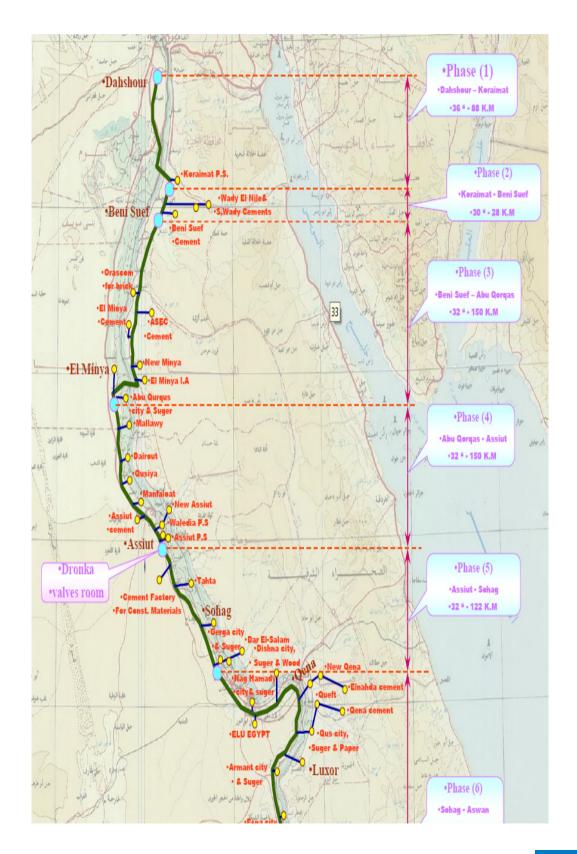
كما تعتبر خطوط الغاز القائمة والمزمع إنشاؤها بين الجزائر وكل من أسبانيا، وإيطاليا، وليبيا وإيطاليا، ونيجيريا والجزائر جسوراً للطاقة من شأنها أن تعزز التنمية الاقتصادية بما يعود بالنفع على جميع البلدان المرتبطة.

تصميم وإنشاء خطوط أنابيب الغاز الطبيعي الطويلة، دراسة حالة: خط غاز الصعيد»

د. المهندس ناصر زغيب الشركة المصرية للغاز الطبيعي (جاسكو)، مصر

شرح المتحدث في البداية أهم المراحل التي يمر بها مشروع إنشاء خطوط الأنابيب الطويلة، والتي تتكون من تجميع البيانات الأساسية الخاصة بالطاقة الإستيعابية، وتحديد الأهداف المطلوبة من إنشاء الخط، ثم مرحلة إعداد التصاميم الهندسية الأساسية، ثم التصاميم الهندسية التفصيلية والتوريد والإنشاء (EPC). كما أشار المتحدث إلى الخطوات التي تتكون منها كل مرحلة من مراحل تنفيذ المشروع.

في الختام استعرض المتحدث دراسة حالة لمشروع إنشاء خط الغاز الطبيعي في المنطقة الممتدة من الصحراء الغربية إلى المنطقة الجنوبية من جمهورية مصر العربية، الذي بدأت مرحلته التحضيرية في عام 2006، مشيراً إلى المحوبات التي واجهت عملية إنشاء الخط وسبل التغلب عليها. تبين الخارطة في الصفحة التالية مخطط مسار خط الغاز الطبيعي المذكور.



«شبكات نقل وتوزيع الغاز في قطر»

المهندس/ عبد الرحمن البريك قطر قطر للبترول، دولة قطر

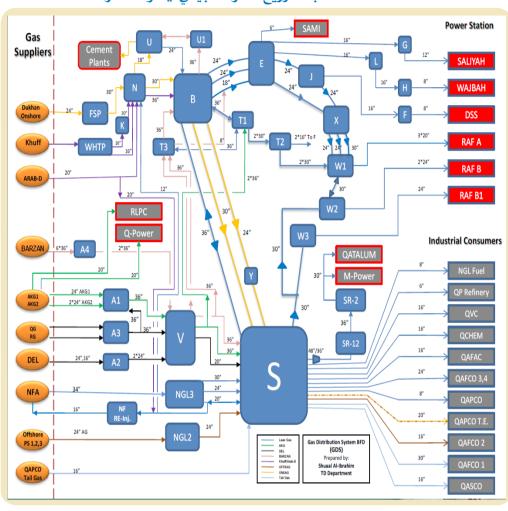
بدأ المتحدث بتقديم نبذة عن مسؤولية شركة قطر للبترول في نقل الهيدروكربونات من مصادر الإمداد الرئيسية إلى المستهلكين داخل دولة قطر، ثم لخص الأهداف الرئيسية لعمليات تشغيل شبكات خطوط الأنابيب، والأعمال التي تقوم بها الشركة على النحو التالي:

- 🕏 متابعة عمليات إنتاج الغاز من كل من حقول اليابسة والمغمورة وحقول دخان.
- 🕏 إدارة وتشغيل معامل تسييل الغاز، ومنشآت معالجة الغاز المنتج من حقول دخان.
- تلبية احتياجات منشآت توليد الطاقة الكهربائية وتحلية مياه البحر من الوقود الغازي في دولة قطر.
- توزيع الغاز إلى مراكز الاستهلاك الصناعية المحلية التي تستخدمه على شكل وقود أو لقيم في صناعة البتروكيماويات.
- © تنفيذ خطط تصدير الغاز البترولي المسال (LPG) والغاز الطبيعي المسيل (LNG) والمتكثفات إلى الأسواق الخارجية.

كما قدم المتحدث شرحاً لرؤية الشركة التي تعتمد عليها في تنفيذ المهام والمسؤوليات المحددة، وهي الوصول إلى ما يلي:

- 🗘 الريادة على مستوى العالم في إنتاج ومعالجة الغاز الطبيعي.
 - النموذج المثالي لموزعي ومصدري الغاز الطبيعي وسوائله.
 - 🗘 مرجع قياسي لإرضاء الزبون.
 - 🕏 أعلى مستويات الإعتمادية والموثوقية في عمليات التشغيل.

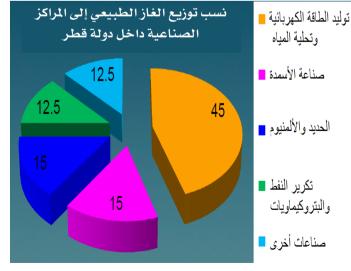
انتقل المتحدث بعد ذلك إلى استعراض مصادر إنتاج الغاز التي تتولى شركة قطر للبترول مسؤولية توزيعه، وأهمها حقل الشمال وحقول دخان الواقعة على اليابسة والمغمورة، مشيراً إلى الأجزاء الرئيسية المكونة لشبكة توزيع الغاز وأنظمة المراقبة والتحكم المصاحبة لها، والمبينة في الشكل التالى:



مخطط شبكة توزيع الغاز الطبيعي في دولة قطر

كما أشار المتحدث إلى نسب توزيع الغاز الطبيعي إلى مراكز الاستهلاك الصناعية داخل دولة قطر، وذلك على النحو المبين في الشكل المقابل.

وفي الختام استعرض المتحدث تقنيات مراقبة خطوط أنابيب وشبكات الغاز الطبيعي داخل دولة قطر، وأهم خطط تطوير



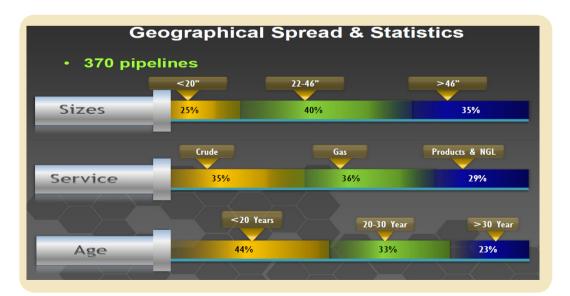
وتوسيع شبكة خطوط أنابيب توزيع الغاز والمشتقات على المديين القريب والبعيد إلى ما بعد عام 2020، مشيراً إلى الأهداف المتوقعة من هذه الخطط من حيث رفع الطاقة الإستيعابية، وتحسين الاعتمادية والموثوقية.

شبكة خطوط أنابيب شركة أرامكو السعودية عبر المملكة: الحاضر والمستقبل

المهندس/ عمار ألطف أرامكو- السعودية، المملكة العربية السعودية

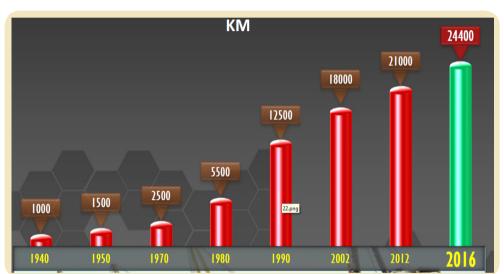
استعرض المتحدث في البداية أهم المعلومات الإحصائية المتعلقة بأطوال وأقطار شبكة خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية في المملكة العربية السعودية، مشيراً إلى أن عدد الخطوط بلغ عام 2012 حوالي 370 خطاً. يبلغ قطر %25 من هذه الخطوط أقل من 20 بوصة، و40 % منها يتراوح قطرها بين 22 – 46 بوصة، والباقي 35 % يزيد قطرها عن 46 بوصة. كما أن 35 % من هذه الخطوط مخصصة لنقل النفط الخام، و36 % للغاز الطبيعي، والباقي 29 % لنقل الغاز الطبيعي المسيل والمشتقات النفطية. أما بخصوص أعمار الخطوط فتشير الإحصاءات إلى أن 44 % منها عمره أقل من 20 عاماً، وأن 35 % منها يتراوح عمره بين 20 – 30 عاماً، والباقي 23 % يزيد عن 30 عاماً. ويلخص الشكل التالي أهم البيانات المتعلقة بشبكة خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية في المملكة العربية السعودية.

بيانات خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكربونية في المملكة العربية السعودية



بعد ذلك شرح المتحدث فلسفة تشغيل خطوط الأنابيب في المملكة العربية السعودية من حيث تعزيز دورها في تأمين حاجة الاستهلاك المحلي من المشتقات النفطية، وإنشاء خطط تصدير النفط الخام إلى الأسواق الخارجية بأقل التكاليف وبأعلى اعتمادية.

وفي الختام استعرض المتحدث التطور التاريخي لشبكة خطوط الأنابيب في المملكة العربية السعودية منذ عام 1940 وحتى عام 2012، مشيراً إلى الخطط المستقبلية لتوسيع الشبكة حتى عام 2016، حيث سيرتفع إجمالي طول خطوط الأنابيب الحالي من 2000 كم إلى 24400 كم في عام 2016، وذلك حسب ما هو مبين في الشكل التالي.



تطور أطوال شبكة خطوط الأنابيب في المملكة العربية السعودية

صيانة خطوط الأنابيب والإصلاحات الطارئة

المهندس/ ماهر الراشد أرامكو- السعودية، المملكة العربية السعودية

قدم المتحدث في البداية تعريفاً موجزاً لتقنيتي إصلاح الأعطال الطارئة في خطوط الأنابيب أثناء وجود الخط في دارة العمل دون أي قطع لجريان المواد عبر الخط، وهما عملية (Hot Tap) وعملية (Stoppler)، مشيراً إلى أهمية هاتين العمليتين في اختصار الوقت اللازم لإجراء عمليات الإصلاح، وتجنب الخسائر الناتجة عن توقيف الخط عن العمل وتفريغه من المواد الهيدروكربونية. بعد ذلك شرح المتحدث الخطوات الأساسية للعمليتين المذكورتين والمعدات الملحقة المستخدمة فيهما أثناء تنفيذ الإصلاحات الطارئة،

وما يتبعها من عمليات اختبار للتأكد من صحة وسلامة التوصيلات الجديدة التي تم تركيبها. ويبين الشكل التالي المعدات المستخدمة في عمليتي إصلاح الأعطال الطارئة في خطوط الأنابيب بدون قطع الجريان.

معدات عمليتا إصلاح الأعطال الطارئة في خطوط الأنابيب بدون قطع الجريان



سلامة واعتمادية منشآت النفط والغاز

كاتسومى ياماموتو باحث زائر في معهد أبحاث كاجامى ميموريال للمواد والعلوم والتكنولوجيا، جامعة واسبدا، البايان

استعرض المتحدث الأسباب معدل وقوع الحوادث في منشآت صناعة الكيماويات اليابانية الرئيسية للحوادث في منشآت الصناعة الكيميائية والتي يأتي في مقدمتها ظاهرة تآكل المعادن التي تؤدي إلى تسرب المواد الهيدروكربونية الملتهبة من خطوط الأنابيب، وذلك نتيجة استخدام معادن ذات خصائص غير متوافقة مع المعايير العالمية، مشيرا إلى تنامى وقوع مثل هذه الحوادث في منشآت صناعة الكيماويات في اليابان على H元 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 2000 2006 النحو المبين في الشكل التالي.



لمعالجة هذه المشكلة قامت مراكز الأبحاث اليابانية بإعداد دراسة حول أسباب وقوع حوادث التآكل، وقدمت توصيات يمكن من خلالها خفض عدد الحوادث، وكان من أهم هذه التوصيات ما يلي:

- الاهتمام بعملية اختيار المواد الإنشائية المطابقة للمعايير العالمية.
 - 🕻 التركيز على برامج الصيانة الدورية والوقائية.
- تطبيق نظم الصيانة والتفتيش الفنى الحديثة، منها على سبيل المثال:
- ر (Risk Based Inspection/Maintenance) نظام التفتيش والصيانة على أساس الخطر
 - دراسة الخطر وقابلية التشغيل (Hazard & Operability-HAZOP).
- Computerized Maintenance) نظام إدارة عمليات الصيانة المبرمجة بالكومبيوتر (Management System- CMMS

التشقق بتأثير التآكل الإجهادي في خطوط أنابيب الغاز

المهندس رياض الشيبان أرامكو السعودية، المملكة العربية السعودية

بدأ المتحدث باستعراض العوامل المسببة لحدوث التشقق الناتج عن التآكل الإجهادي، وهي الإجهاد المطبق على المعدن مع مرور الزمن، وطبيعة البيئة السائدة داخل الأنبوب ونوع المعدن المستخدم، حسب ما هو مبين في الشكل التالي.

العوامل المؤثرة في حدوث التشقق الناتج عن التآكل الإجهادي



بعد ذلك انتقل المتحدث إلى شرح أنواع التشقق الناتج عن التآكل الإجهادي والمبادئ الأساسية لتقنية فحص خطوط أنابيب الغاز أثناء وجودها في دارة العمل باستخدام وسيلة الناقل الصوتي الكهرومغناطيسي

(ElectroMagnetic Acoustic Transducer-EMAT

كما شرح المتحدث خبرة شركة أرامكو السعودية في معالجة مشكلة التشقق الناتج عن التآكل الإجهادي في أحد خطوط أنابيب الغاز التابعة للشركة، وأهم تقنيات الفحص التي تطبقها الشركة للكشف عن هذا النوع من التشققات وطرق إصلاحها.

الزيارة الميدانية

في اليوم الثالث من المؤتمر قام المشاركون بزيارة ميدانية إلى محطة استقبال ونقل النفط الخام التابعة للشركة العربية لأنابيب البترول (سوميد) في العين السخنة، تم خلالها مشاهدة عرض تقديمي عن تاريخ إنشاء المحطة، والأهداف الرئيسية لإنشائها، والتي يأتي في مقدمتها توفير تكاليف عبور ناقلات النفط الخام عبر قناة السويس، وخاصة الناقلات العملاقة، كما تضمن العرض وضع شركة سوميد والدول العربية المشاركة في ملكيتها والتي تعتبر من المشاريع الرائدة في إطار التعاون العربي المشترك، إضافة إلى شرح مفصل عن التطورات التي أدخلت على المحطة منذ إنشائها، وأهم المشاريع الجديدة المخطط إنشاؤها في المستقبل لتطوير عمل المحطة وتوسيع طاقتها الاستيعابية. ثم أعقب ذلك جولة تفقدية تم التعرف خلالها على التسهيلات والمنشآت داخل المحطة والتي تضم المضخات والضواغط وخطوط الأنابيب، ووسائل القياس والتحليل، وغرف التحكم.

الاستنتاجات والتوصيات

ساهم المؤتمر في إلقاء الضوء على أحدث التقنيات والخبرات السابقة في مجال تصميم وإنشاء وتشغيل واختبار وصيانة وتحسين أداء خطوط أنابيب نقل النفط والغاز، كما تمت مناقشة العديد من الطرق التي يمكن اتباعها لتفادي حدوث مشكلات تسرب المواد الهيدروكربونية من خطوط الأنابيب. وفي ختام المؤتمر توصل المشاركون إلى الاستنتاجات والتوصيات التالية:

- □ تعتبر منظومة خطوط الأنابيب جزءاً لا يتجزأ من سلسلة الهيدروكربونات. وقد تراكمت لدى الدول العربية قدرات وخبرات هائلة في صناعة خطوط الأنابيب والتي يمكن تبادلها ومشاركتها الصلحة الجميع.
- □ تعتمد استراتيجية تطوير أسواق إقليمية للغاز على إنشاء شبكات خطوط أنابيب مثل خط الغاز العربي، ومشروع دولفين، والخطوط المقترحة الأخرى.
- □ إن كل من يعمل في مجال تشغيل خطوط أنابيب نقل النفط والغاز يدرك الأهمية الكبيرة لهذه الأنابيب في دفع عملية النمو الاقتصادي والاجتماعي على مستوى الدولة والمنطقة والعالم، ولهذا من الأهمية بمكان التأكيد على ضرورة اتخاذ كافة الإجراءات المكنة لضمان سلامة خطوط الأنابيب من حوادث التسرب أو التخريب.
- تعاني معظم أنظمة مراقبة التسرب في خطوط الأنابيب من مشكلة كبيرة مرتبطة بارتفاع معدل الإندارات الخاطئة، وقد تم التغلب على هذه المشكلة باستخدام تقنية نموذج الناقل الآنى (Real Time Transient Model (RTTM). وفي السنوات الأخيرة

تم اكتشاف طريقة جديدة أظهرت دقة أعلى وإمكانية أقل لإعطاء إنذارات خاطئة في خطوط أنابيب نقل كل من السائل والغاز، سميت طريقة نموذج الناقل الآني الممتد (Extended Real Time Transient Model (ERTTM)

- الك المشاركون على أهمية تعزيز التعاون والتنسيق في مجال تبادل المعلومات الخاصة بطرق معالجة مشكلات تشغيل وصيانة ومراقبة أداء خطوط أنابيب نقل المواد الهيدروكريونية.
- المعظم الأخطار التي تواجه تشغيل خطوط الأنابيب تتركز في جزء بسيط من المعدات، وبالتالي يمكن تفادي العديد من الحوادث بتركيز جهود الاختبار والتفتيش الفني على المعدات والمناطق المتميزة بدرجة عالية من الخطورة، من خلال تطبيق برنامج التفتيش على أساس الخطر (Risk Based Inspection (RBI).
- □ تتطلب عملية معالجة مشكلة الاهتزاز وتعطل المضخات الترددية العاملة على خطوط أنابيب النفط اتخاذ العديد من الإجراءات الوقائية، منها على سبيل المثال:
- الدقة في اختيار حجم وطاقة المضخة المركبة على خط الأنابيب بحيث يكون أقرب ما يمكن من مجال قيم الاستخدام.
 - الأنابيب مع المعايير التشغيلية المتبعة عالمياً. والمايير التشغيلية المتبعة عالمياً.
 - 🕮 التأكيد على ضرورة تدريب المشغلين على أحدث معايير وطرق صيانة وتحسين أداء المضخات.
- □يمكن معالجة مشكلة ظاهرة طرق الماء (Water Hammer) في خطوط أنابيب سحب المضخات بتطبيق تقنية متطورة تعتمد على تحليل نوعية السريان ضمن خط الأنابيب.
- آإن تزويد المشغلين بالدورات التدريبية المناسبة قبل البدء بإدخال مشاريع خطوط الأنابيب المجديدة في المعمل يساهم في المحافظة على سلامة تشغيل الأنابيب وتفادي وقوع الحوادث الاضطرارية.







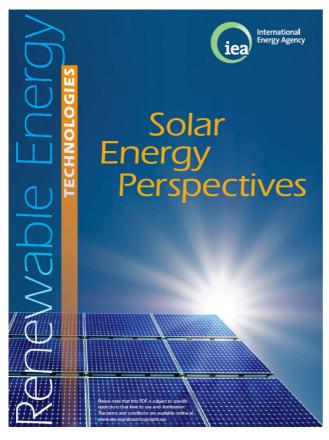




تقنيات الطاقات الهتجددة

آفاق الطاقة الشمسية

Renewable Energy SOLAR ENERGY PERSPECIVES



مراجعة:تركي حسن الحمش

المؤلف:

Cédric Philibert

الناشر:

وكالة الطاقة الدولية

تاريخ النشر: 2011

عدد الصفحات: 234 صفحة

^{*} خبير بترول/ استكشاف وإنتاج، إدارة الشؤون الفنية - أوابك

شهدت تكنولوجيا الطاقة الشمسية في بداياتها استخدامات يمكن وصفها بالزائفة، مثل تلك الطفرة في استعمال سخانات المياه بالطاقة الشمسية قبل مئة عام، ثم ذهبت طي الإهمال لردح من الزمن، فلم تعدها إلى الواجهة مجدداً إلا صدمتا النفط الأولى والثانية.

ويبرز اليوم سؤال ملح يقول: هل يمكن فعلاً للطاقة الشمسية أن تفي بوعودها لتقديم طاقة وفيرة مستدامة وبأسعار معقولة؟ وهل ستتمكن الطاقة الشمسية حقاً من المنافسة في مختلف الظروف وستصل لمختلف المستخدمين؟ وأي نوع من الدعم تحتاجه هذه الطاقة وإلى متى؟ ما هي التكاليف، ومن سيتحملها وما الفائدة من كل ذلك؟

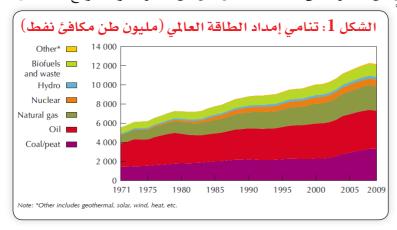
ويبدو أن التطور المتسارع لتكنولوجيا الطاقة الشمسية يجعل من الصعب الإجابة على تلك الأسئلة، فحتى اليوم لا يزال عدد الدول التي تقدم الدعم لهذا النوع من الطاقة محدوداً. كما يتسبب وجود مخاوف من حجم التكلفة في تغيرات مفاجئة في سياسات الدعم في بعض البلدان مما أفقدها الطاقة الشمسية الموعودة زخمها.

يعتبر هذا الكتاب الذي أصدرته وكالة الطاقة الدولية، أول دراسة تقنية معمقة تصدر عن الوكالة وتركز على تكنولوجيا الطاقات المتجددة، ورغم أن الكتاب صادر باسم الوكالة، لكنه احتوى على تنويه بأن المؤلف هو Cédric Philibert وهو من العاملين في قسم الطاقات المتجددة في الوكالة، إضافة إلى ملاحظة توضح أن ما ورد في الكتاب لا يعبر بالضرورة عن سياسات كل دولة من الدول الأعضاء.

يستند الكتاب إلى تحاليل سابقة لاستخدام الطاقة الشمسية وردت في منظور الطاقة العالمي WEO، وفي غيرها من المنشورات مثل خرائط الطريق التقنية الخاصة بالوكالة. ويهدف إلى تقديم صورة محدثة عن التوجهات الحالية في تقنية المعلومات والسواق فضلاً عن تحليلات تهدف لتبيان كيفية استهلاك الطاقة الشمسية في مختلف قطاعات الطاقة وخاصة أسواق الكهرباء والوقود.

تضمن الفصل الأول من الكتاب نظرة في الأسس المنطقية لتسخير موارد الطاقة الشمسية، وجاء فيه أن الطاقة الشمسية باتت الأسرع انتشاراً خلال السنوات القليلة الماضية، ومن المتوقع أن تصل إلى مستوى عال من القدرة على المنافسة خلال أقل من عشر سنوات. ومع أنها حالياً

لا تلعب أي دور يستحق المذكر في التخفيف من إصدار غاز ثاني أكسيد الكربون، إلا أنه من المتوقع لها أن تلعب دوراً متنامياً في السييناريوهات الصديقة للبيئة خلال العقود القادمة.



بعد ذلك تم تقسيم الكتاب إلى ثلاثة أقسام رئيسية موزعة كالتالي:

القسم الأول: الأسواق ومنظورها المستقبلي MARKETS AND OUTLOOK

تضمن هذا القسم أربعة فصول، هي:

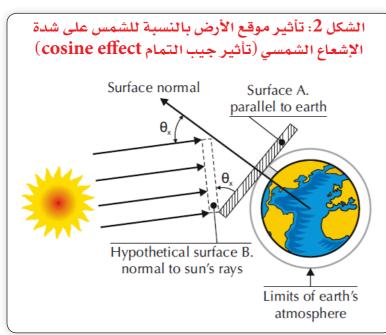
الفصل الثاني: المصادر الشمسية واستخداماتها المحتملة

تعتبر الطاقة الشمسية طاقة هائلة بالمقارنة لما يحتاجه العالم عملياً، ومن الممكن اصطياد هذه الطاقة وتحويلها إلى حرارة أو كهرباء. ورغم ذلك فإن توزعها وكثافتها يختلفان حسب المكان والزمان بشكل قد يصعب التنبؤ به دوماً، حيث يعتبر السطوع الشمسي المباشر المكون الأساسي في هذه الطاقة. ورغم النظرة العامة التي قد توحي بأن استغلال الطاقة الشمسية أمر في غاية البساطة، لكن الواقع يؤكد أنه لم يتم بعد التعرف على كل خفايا الطاقة الشمسية، إذ أن هناك العديد من النقاط التي يجب دراستها.

نظر هذه الفصل في عدة عناوين عريضة مثل الإشعاع الشمسي الواصل إلى الأرض ومكوناته وكثافته، مؤكداً أن الأرض تستقبل سنوياً 885 مليون تيراواط ساعة من الطاقة الشمسية، وهو ما يعادل 6200 مرة كمية الطاقة التي استهلكت على الأرض من المصادر الرئيسية عام 2008.

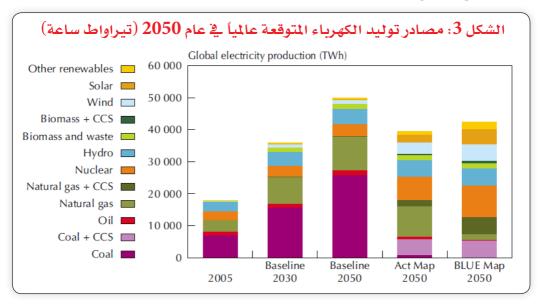
ثم نظر هذا الفصل في الطريقتين الرئيسيتين الصطياد الطاقة الشمسية، وهما التسخين المباشر للسوائل أو الغازات، أو التحويل المباشر إلى طاقة كهربائية عبر الخلايا الفوتوفولطية،

وبين الأسباب التي تؤدي إلى تغير نوعية الإشعاع الشمسي الحدي يصل إلى هذا الفصل نوعية المجمعات الشمسية المائلة وآلية عملها، معرفة المصادر بدقة يعتبر المفتاح الرئيسي الاستثمار الأمثل.



الفصل الثالث: الكهرباء الشمسية

قدم هذا الفصل فكرة مفادها أن توليد الطاقة الكهربائية عبر مصادر خالية من الكربون سيساهم في القضاء على غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج عن الانبعاثات الحالية من المواد الهيدروكربونية، كما أنه سوف يساهم في القضاء على الانبعاثات الناجمة عن استهلاك الوقود الأحفوري مباشرة في قطاعات البناء والصناعة والنقل من خلال تشغيل هذه القطاعات باستخدام الكهرباء المولدة باستخدام الطاقة الشمسية، ورأى أن استخدام الخلايا الفوتوفولطية PVيتطور بشكل متسارع مقابل انخفاض ملحوظ في التكاليف. وأشار إلى أن الكهرباء المولدة من الطاقة الشمسية STE لا تزال تحبوفي مراحلها الأولى لكن تقدم تقنيات تخزين الحرارة سوف يسمح بتوسيع مجالاتها وإدخالها إلى سوق المنافسة.



وتحدث هذا الفصل عن مستقبل الطاقة الكهربائية، والسيناريوهات المستقبلية المتعلقة بتوليد الكهرباء باستخدام الطاقة الشمسية، وخيارات التخزين المتاحة للطاقات المولدة للكهرباء، حيث نظر في مثال عن المغرب بين فيه تغير الحمل الكهربائي موضحاً أن ذروة الطلب تتعلق بالليل والنهار وتبدأ بالارتفاع مع غياب الشمس، ويتم تلبية الطلب باستخدام مصادر مختلفة مثل السدود أو مولدات الديزل. وأشار إلى أن الحكومة المغربية أطلقت برنامجاً يهدف إلى بناء محطات توليد للكهرباء باستخدام الطاقة الشمسية في خمسة مواقع وباستطاعة تبلغ 2 جيجا واط وبحيث يتم إنجازها في عام 2019. وأكد أنه بدون تخزين للكهرباء المنتجة فقد يكون من المكن تخفيض استهلاك الفحم مثلاً، لكن ذلك لن يؤدي بالنتيجة إلى تخفيض تكاليف الوقود التي ترتبط بأوقات الذروة.

كما تناول هذه الفصل اقتصاديات الكهرباء المولدة من الطاقة الشمسية بمختلف التقنيات، ثم تطرق إلى السياسات التي تعنى بتطوير مفهوم استخدام الطاقة الشمسية على نطاق واسع، وبين وجود العديد من الفوائد والمضار لهذه السياسات، لكنه أكد على بضع نقاط من أهمها ضرورة إزالة العوائق الحالية أمام التجارة العالمية، مثل العوائق المالية كالتعرفات المختلفة

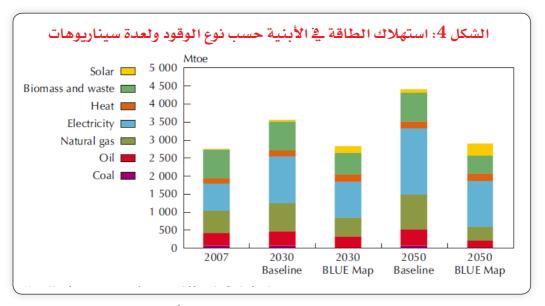
مراجعات الكتب

والضرائب الجمركية، أو العوائق التقنية الأخرى، ورأى أن ذلك سيصب في مصلحة تخفيض كلفة الكهرباء المولدة بالطاقة الشمسية، وخاصة في البلدان النامية.

الفصل الرابع: الأبنية

تناول هذا الفصل مدى حاجة الأبنية من الطاقة، مبيناً أنها تستهلك %34 من إجمالي الطاقة العالمية لأغراض الإضاءة وتسخين الماء والتكييف والتبريد والطبخ وتشغيل الأجهزة الكهربائية المختلفة. ويرى الكاتب أن الأبنية الجديدة ستشهد مستويات منخفضة من الاستهلاك مقارنة بالمستويات الحالية نتيجة الأنظمة الصارمة، حيث ستسمح تقنيات الإكساء المتطورة في الحفاظ على مستوى شبه ثابت من استهلاك الطاقة بغض النظر عن النمو الاقتصادي والبشري، وذلك بسبب التحول من الاعتماد على الوقود الأحفوري إلى الاعتماد على مصادر الطاقة المتجددة لتوليد الكهرباء.

كما رأى أن المباني سو فتصمم بحيث تمتلك سطوحاً كبيرة لتلقي أشعة الشمس مما يمكنها من تغطية جزء من طلبها على الطاقة الحرارية (مثل المياه الساخنة)، وسوف تتمكن من الحصول على حصة أكبر من الإضاءة. علاوة على ذلك، فإن الاستخدام المتزايد لتقنيات التخزين الحراري للطاقة في المباني سوف يساعد على تحسين مرونة الطلب ويقلل من الحاجة إلى تخزين الكهرباء باهظة الثمن.



وقد نظر هذا الفصل في تفاصيل استهلاك الطاقة في الأبنية حسب الاستخدام، حيث بين أن تسخين المياه يستهلك 30% من إجمالي استهلاك الطاقة. وأشار إلى دور السخانات الشمسية، موضحاً في الوقت نفسه أن التكلفة لا تزال أحد العوائق التي يجب النظر إليها، وضرب على ذلك مثالاً عن سخان شمسي له مجمّع بمساحة 2.4 متر مربع وخزان ماء بحجم 150 لتراً، حيث تبلغ كلفة هذا السخان في اليونان 700 يورو، بينما تصل إلى 150 يورو في الصين حتى بدون الدعم الحكومي.

وتناول هذا الفصل عموماً عدة مقترحات يرى أنها قد تساهم في تخفيض استهلاك الطاقة الكهربائية في الأبنية، ودعا إلى وجود سياسة متكاملة وموحدة في هذا المضمار، ومن النقاط التى رأى أنها سترسم خارطة الطريق لذلك:

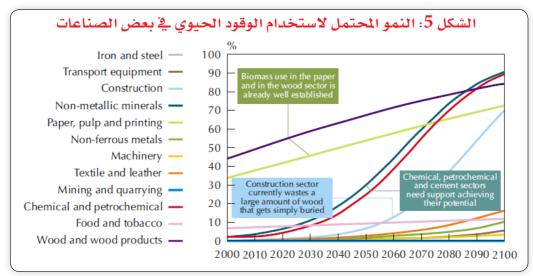
- 1. ضرورة إيجاد معايير جديدة للأبنية تتبنى الطاقة الشمسية كأحد المصادر الرئيسية للطاقة.
- 2. إيجاد معايير تتضمن تطوير مهارات مهندسي العمارة ومطوري المشاريع ومهندسي الطاقة الحرارية وباقى أخصائيى البناء.
 - 3. التعاون اللصيق مع الصناعة لبناء جسور من الثقة بين المنتج والمستهلك.

الفصل الخامس: الصناعة والنقل

يعتبر هذا الفصل أن تنامي فعالية التقنيات الصناعية المرتبطة بالكهرباء من أهم الطرق لتقديم الطاقة الشمسية بشكل أسرع للصناعة، ويمكن لبعض الشركات التعرف على مزايا إنتاج الكهرباء من الطاقة الشمسية بالقرب من منشآتها الصناعية.

وقد نظر هذا الفصل في عدة نقاط منها الطاقة التي تستخدمها الصناعة، والتي تشكل حوالي 30 % من مجمل الطاقة المنتجة في العالم، وتمثل الكهرباء أكثر من ربعها، بينما يأتي معظم الباقي من الوقود الأحفوري، باستثناء 8 % كان مصدرها الوقود الحيوي عام 2007.

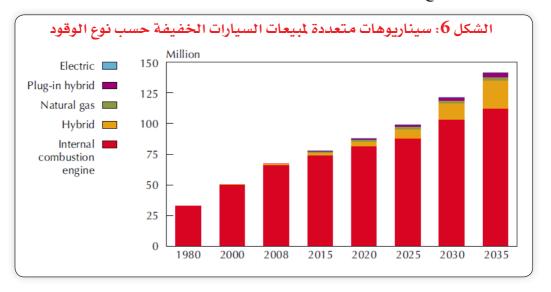
كما رأى أن استخدام طاقة الكتلة الحيوية قد يتزايد في السنوات القادمة، وقد يصل إلى 5000 تيرا واط ساعة في عام 2050، بينما قد يرتفع هذا الرقم في حاول وجود تبادل إقليمي للوقود الحيوي الصلب إلى 8000 تيرا واط ساعة.



وقدم هذا الفصل بياناً لإمكانية استخدام الطاقة الشمسية في التسخين الصناعي، ومحطات تحلية المياه والنقل. وأكد أن مساهمة الطاقة الكهربائية في قطاع النقل حتى اليوم لا تعدى 2-1 % فقط، لكنها تلعب دوراً هاماً في قطارات الشحن وقطارات الأنفاق والتراموي

مراجعات الكتب

والمصاعد التي تستخدم في المدن المكتظة بالسكان. لكن تنبؤات وكالة الطاقة الدولية والمبينة في المخطط ضمن الشكل 6 توضح أن الطلب على سيارات محركات الاحتراق الداخلي سيستمر بالنمو بشكل واضح، يليه الطلب على السيارات الهجينة.



القسم الثاني: التكنولوجيا

TECHNOLOGIES

تضمن هذا القسم بدوره أربعة فصول، هي:

الفصل السادس: الخلايا الشمسية الفوتوفولطية

عرفت هذه الخلايا لفترة طويلة قبل أن يبدأ استخدامها بالانتشار بشكل واضح منذ بضع سنين، حيث ارتفعت الطاقة المركبة باستخدام هذا النوع من الخلايا من 5 جيجا واط عام 2005 إلى 40 جيجا واط عام 2010. كما انخفضت في الفترة نفسها تكاليف هذه الخلايا ومن المتوقع أن تستمر

الكلفة بالانخفاض، حيث باتت الخلايا الفوتوفولطية مصدراً منافساً لتوفير الطاقة في الأماكن النائية التي يصعب مد الشبكات التقليدية إليه، كما أنه من المحتمل أن تساهم هذه الخلايا في تزويد شبكات التوزيع بكميات من الكهرباء خلال فترات الذروة وذلك في عدة مناطق من العالم خلال العقد الحالى.



النفط والتعاون العربي - 141

وخلص هذا الفصل إلى أن حلول البناء المتكاملة مع استخدام الخلايا الفوتوفولطية قد تتحول إلى أحد المعايير المميزة لأبنية المستقبل، مثل السطوح والواجهات والنوافذ.

الفصل السابع: التسخين بالطاقة الشمسية

يعتبر التسخين بالطاقة الشمسية من الأمور البسيطة نسبياً ويمكن القيام به باستخدام

Solar tower

Heliostats

مختلف المعدات، لكن الأمريعة مدعلى درجة الحرارة المطلوب الوصول إليها، فهل هي لتسخين الماء أو للتدفئة أو التبريد، أم فل هي لتوليد الكهرباء أو لعمليات صناعية أخرى. ويعتبر تخزين الحسرارة أقل كلفة من الحزين الكهرباء، لكن تخزين الطاقة الشمسية تخزين الطاقة الشمسية بما يكافئ التغيرات الموسمية للحرارة يبقى أمراً مكلفاً جداً.

بحث هذا الفصل في المعدات التي تستخدم لتجميع الحرارة الناتجة عن الطاقة الشمسية، عن طريق امتصاص سطوحها للحرارة سواء المباشرة أو المنعكسة، ومنها المجمعات المسطحة المعروفة، ومجمعات الأنابيب المخلاة من الهواء، والأفران الشمسية التي ينتج بعضها في بعض الدول النامية بكلفة لا تتجاوز دولارين لكل فرن منزلي يستخدم للطبخ.

كما اعتنى هذا الفصل بموضوع تخزين الحرارة، مبيناً وجود عدة طرق لذلك، لكنها عموماً تقسم إلى قسمين، هما:

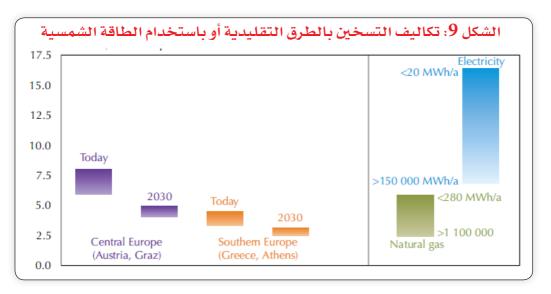
الطرق الملموسة: التي تعمل على تغيير حرارة وسط ما.

الطرق الكامنة: التي يتم خلالها تغيير الطور الفيزيائية لوسط ما، مثل تحويل بعض المواد الصلبة إلى سائلة. ويمكن أن يكون الوسط المستخدم جزءاً من المنتج النهائي المطلوب مثل الاحتفاظ بالحرارة في الماء الساخن الذي يشكل بدوره منتجاً مطلوباً لعملية ما.

وانتقل هذه الفصل بعدها إلى موضوع كلفة التسخين باستخدام الطاقة الشمسية، حيث رأى أن التكلفة الفعلية صعبة التحديد لأنها لا تعتمد فقط على التقنية بل على طريقة استخدام هذه الحرارة. ويبين الشكل 9 مقارنة وردت في هذا الفصل، بين تكاليف الحرارة

مراجعات الكتب

المولدة باستخدام الطاقة الشمسية، وبين تكاليف استخدام مصادر الطاقة التقليدية، مقدرة باليورو سنت لكل كيلو واط ساعة.



الفصل الثامن: توليد الكهرباء باستخدام الحرارة من الطاقة الشمسية STE

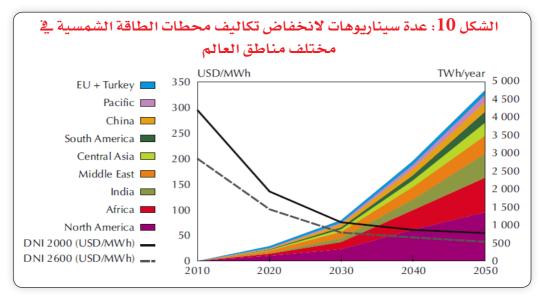
وهي تقنية اكتسب العاملون فيها حتى اليوم ما يقارب ثلاثين عاماً من الخبرة، ويمكن لها أن تكون جزءاً من محطة هجينة، لكنها حتى اليوم لا توجد إلا في محطات تركيز الطاقة الشمسية CPS وذلك في المناطق الصحراوية وشبه الصحراوية، حيث أنها تعتمد على تركيز الطاقة الشمسية في بؤرة معينة لترفع درجة الحرارة فيها.

استعرض هذا الفصل أنواعاً مختلفة من المعدات المستخدمة في هذا المجال، مثل المجمعات المتطاولة والمقعرة وعاكسات فريسنل الخطية "linear Fresnel reflectors"، كما استعرض الأبراج الشمسية والصحون اللاقطة مبيناً العديد من الخصائص الفيزيائية المرتبطة بعملها ودرجات الحرارة المثالية التي يمكن توقعها باستخدام هذه المعدات.

بعدها تطرق إلى موضوع توازن المحطات الحرارية الشمسية ومتطلباتها، مبيناً على سبيل المثال أن محطات تركيز الطاقة الشمسية CPS تحتاج لكميات من مياه التبريد تقارب تلك الكميات في المحطات العاملة بالطاقة النووية، بينما لا تحتاج الصحون اللاقطة إلى المياه إذ أنها تتبرد عن طريق الهواء المحيط بها.

وقد احتوى هذا الفصل على شرح لتكاليف توليد الكهرباء باستخدام الحرارة من الطاقة الشمسية، مبيناً أن المحطات الحديثة والكبيرة تتراوح التكلفة فيها بين 4.2 وحتى 8.4 دولار/ واط وذلك يعتمد على الأجور وعلى كلفة الأرض نفسها، وعلى التقنية المستخدمة لتوليد الكهرباء، إضافة إلى عدد آخر من العوامل مثل كمية وتوزع الإشعاع الطبيعي المباشر 0.00 ويرى الباحث أن حجم الاستثمار مقابل كلفة الواط الواحد يتناقص بمعدل 0.00 عند تشغيل محطة باستطاعة 0.00 ميغا واط بدل محطة أصغر باستطاعة 0.00 ميغاواط، كما تتخفض كلفة

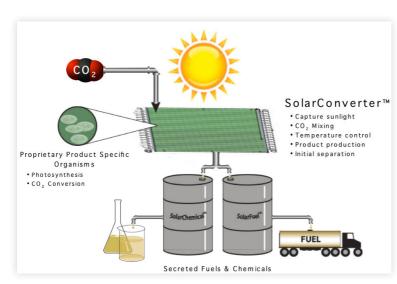
الواط بمعدل 20 % عند استخدام محطة باستطاعة 200 ميغاواط، وعموماً فمن المتوقع أن كلفة المحطة وشبكة التوصيل قد تنخفض بمعدل 20-25 % عند مضاعفة استطاعة المحطة.



ومن العوامل التي يرى الباحث أنها قد تساهم في تخفيض التكلفة وجود منافسة في سوق التكنولوجيا، وإنتاج المعدات المستخدمة في هذا النوع من المحطات بكميات كبيرة. أما بالنسبة للأبراج الشمسية فمن الصعب التنبؤ بتكاليفها بشكل دقيق، إلا إنها عموماً أعلى من تكاليف المحطات العاملة على المجمعات المتطاولة المقعرة، لكن يمكن القول إجمالاً أن رفع كفاءة هذه الأبراج بنسبة -15 25 % يمكن أن يساهم في تخفيض الاستثمارات الكلية اللازمة بنسبة 20 %.

الفصل التاسع: الوقود الشمسي

يمكن استخدام الطاقة الشمسية لتوليد الهيدروجين التحليل الكهربائي أو عبر من الماء أو من مواد من الماء أو من مواد هيدروكربونية مختلفة. الهيدروجين مباشرة أو استخدامه كجزء من الى وقود سائل مناسب.



مراجعات الكتب

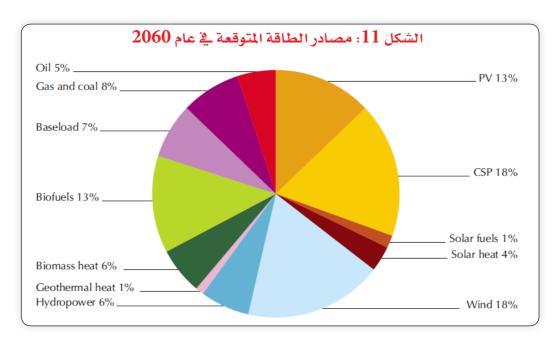
وقد شرح هذا الفصل التقنيات المختلفة المتعلقة بهذا النوع من العمليات، ثم نظر في التكاليف المرتبطة بها، مبيناً أن كلفة الهيدروجين المتوقعة في عام 2020 تبلغ 2 - 4 دولار/كغ.

وذكر المؤلف أنه من المكن استعمال الهيدروجين في نظم الطاقة المعروفة حالياً عبر مزجه مع الغاز الطبيعي، والمزيج الناتج يمكن استخدامه في الصناعة أو في المنازل أو في النقل، مما يساهم في تخفيض انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون وأكاسيد النتروز. حيث يمكن للتوربينات المستخدمة في محطات توليد الكهرباء العاملة بمبدأ الدارة المغلقة أن تستخدم وقوداً غازياً يحتوي على 90 % من الهيدروجين.

القسم الثالث: المستقبل

احتوى هذا القسم على ثلاثة فصول، نظر أولها (الفصل العاشر) في السياسات وركز على الأهمية الاقتصادية والمالية للتوظف المبكر لتقنيات الطاقة الشمسية التي لم تتحول إلى منافس فعلي بعد للطاقات التقليدية، والسياسات اللازمة لذلك. كما نظر في الحوافز التشجيعية لدعم هذا التوظيف ورأى أنها تأخذ شكل عقود طويلة الأجل تضمن شيئاً من الدعم مقابل نقل الطاقة المولدة إلى الشبكة العامة، كما نظر في معايير مجموعة الطاقات المتجددة وكفاءة الطاقة الشمسية وطرق التعامل بين الحكومات والقطاع الخاص أو العموم في هذا المجال.

ثم انتقل المؤلف إلى الفصل (الحادي عشر)، الذي تناول الاختبارات والحدود، مؤكداً أن التكنولوجيا المتعلقة بتوليد الكهرباء والتسخين والتحويل إلى وقود، تمتلك الإمكانية لتحويل الطاقة الشمسية إلى مصدر رئيسي للطاقة، وإلى جعلها أحد أكبر المساهمين في قطاع النقل بحيث تتحول الطاقة الشمسية إلى نظام طاقة متجدد كبير في غضون خمسين سنة فقط. وقد بحث هذا الفصل في دور تكنولوجيا الطاقة الشمسية الذي يمكن أن تكون أكثر أهمية مما قد يتصوره البعض، حيث قدم تصوراً للعالم بعد خمسين عاماً، مبيناً أن عدد السكان سيصل إلى تسعة مليارات نسمة، مما يعنى أنهم سيحتاجون إلى طاقة تزيد بمقدار %40 عما احتاجه العالم في عام 2009. ورأى أن الكهرباء المولدة بالطاقة الشمسية يمكن أن تشكل نصف الطاقة المتوقع طلبها بعد خمسين عاماً والمقدرة بحوالي 90 ألف تيرا واط ساعة، حيث يتوقع الحصول على 18 ألف تيرا واط ساعة من الخلايا الفوتوفولطية، و25 ألف تيرا واط ساعة من محطات تركيز الطاقة الشمسية، و2000 تيرا واط ساعة من الوقود الشمسي (الهيدروجين). ولم يغفل هذا الفصل النظر في التكاليف حيث توقع أن تتراوح كلفة كل 1 ميغا واط ساعة ما بين 50 - 150 دولاراً في عام 2030، وذلك بشرط تبنى السياسات الملائمة. وأوضح أن التكلفة سوف تختلف حسب كمية السطوع الشمسي، ولكنها ستدور عموماً في فلك 100 دولار لكل 1 ميغا واط ساعة، بينما تقل الكلفة الحالية للكهرباء المولدة من طاقة الرياح على اليابسة بحوالي %30 عن هذا الرقم، وترتفع بأكثر من %30 عنه في المزارع الريحية الواقعة في المغمورة.



أما الفصل (الثاني عشر)، فقد تم إفراده للنتائج والتوصيات التي توصل لها المؤلف، ومن أهمها:

- ضرورة توسيع السياسات لتساهم في سد الثغرات في عدة نقاط مثل البحث والتطوير، ودعم المتطلبات الفعلية للتقنيات التي تبدو حالياً صعبة المنال من الناحية الاقتصادية مثل الوقود الشمسي، حيث تظهر ضرورة ملحة لتشجيع الابتكار في مختلف المجالات المتعلقة بالطاقة الشمسية عموماً.
- ضرورة توحيد السياسات، ولا سيما تلك التي تطرح مخاوف حول الكلفة مثل موضوع الرسوم المطبقة على نشر الخلايا الفوتوفولطية، حيث يتوجب على الحكومات أن تساعد العامة في تفهم تفاصيل كلفة الطاقة وما هي الحوافز التي تقدمها، كما يجب عليها مواكبة الانخفاض المتوقع في هذه التكاليف مع تطور التكنولوجيا.
- ضرورة تقوية السياسات، وخاصة تلك التي لم تقدم حتى اليوم سوى حوافز محدودة أو التي عرفت غاياتها بطريقة مبهمة غير واضحة الملامح.

كما خلص هذا الفصل إلى أهمية ضم حملة الأسهم إلى شراكات وسيطية ونشاطات تدعم تطوير وتطبيق استراتيجيات تشجع إنتاج الطاقة منخفضة الكربون، إضافة إلى ضرورة مشاركة الخبرات والتقنيات والسياسات لإيجاد إمكانيات تيسر أمر التخطيط الاستراتيجي للتعامل مع المتطلبات المستقبلية المتوقعة.

البيبليوغرافيا



إدارة الإعلام والمكتبة

يشمل هذا القسم بيليوغرافيا بالمواضيع التي تطرقت إليها أحدث الكتب والوثائق ومقالات الدوريات العربية الواردة إلى مكتبة أوابك، مدرجة تحت رؤوس الموضوعات التالية:

الاقتصاد والتنمية

البتروكيماويات

البترول (النفط والغاز)

التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية

<u>قضايا حماية البيئة</u> الطاقة

المالية والمالية العامة

نقل التكنولوجيا

موضوعات أخرى

الاقتصاد والتنمية

- الاتحاد العربي للأسمدة. التقرير الإحصائي السنوي للأسمدة 2011.-- القاهرة: الاتحاد العربي للأسمدة، 2011.-- 66 ص.-- R058:665.71 ت ق ر.
- أداء الاقتصاد المصري في ضوء مشروع النهضة... الفرص والتحديات.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير اقتصادي.-- ع. 30 (2/ 8/2012).-- ص. 1-12.
- أزمة العمالة المسرحة من القطاع الخاص الكويتي بعد مرور ثلاثة أعوام.....قراءة تحليلية.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير اقتصادي.--ع. 35 (25/8/25).- ص. 1-12.
- آفاق الإقتصادات العربية لعام 2012.-- ضمان الاستثمار.-- مج. 30، ع. 1 (1-2012/3-1).- ص. 5-16.
- اقتصاد الظل: نمو متسارع على الصعيد العالمي.-- ا**لاقتصادي الكويتي**.-- ع. 493 اقتصاد الظل: نمو متسارع على الصعيد العالمي.-- 194 الاقتصاد الكويتي.-- ع. 493 اقتصاد الخلاص التعلق ال
- الاقتصاد العماني نحو مزيد من التنويع.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 493 (2012/4).-- ص. 52-56.
- باطويح، محمد عمر. اقتصاديات دول الربيع العربي: الربيع مازال أملا، وعواصف الشتاء شرط لتفتح الأزهار.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 494 (2012/5).-- ص. 45-49.
- البطالة في العالم العربي ... في ضوء مؤتمر العمل العربي بالقاهرة.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير اقتصادي.-- ع. 12 (19/ 2012/4).-- ص. 1-12.
 - البنك الاسلامي. التقرير السنوي، **2010**. -- مكة: البنك الإسلامي، 2011. -- .CD
 - التخطيط الاستراتيجي للتنمية. -- جسر التنمية. -- ع. 114 (2012/6). -- ص. 2-12.
- تطور قطاع الصناعة التحويلية من خلال تقرير بنك الكويت الصناعي 2011.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 494 (2012/5).-- ص. 30-36.
- التقرير الوطني للتنمية البشرية لدولة الكويت: خطوة ضرورية لمواكبة الخطط التنموية.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 492 (2012/3).-- ص. 36-37.
- جازية، طارق بن. التحكم في ارتفاع الأسعار والمحافظة على القدرة الشرائية من أولويات المرحلة.-- الإعلام الاقتصادي.-- ع. 263 (2012/5).-- ص. 11-14.
- جامعة الدول العربية. المجلس الاقتصادي والاجتماعي، الدورة العادية (90).-- القاهرة: جامعة الدول العربية، 2012.-- مجلدين.
- دراسة تحليلية حول اتجاه معدلات التضخم في الاقتصاد الكويتي خلال العام 2012. -- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: التقرير الاقتصادي. -- ع. 19 (2012/5). -- ص. 2-17.

- رؤية تحليلية لأداء الاقتصاد السعودي خلال الربع الأول من العام 2012.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: التقرير الاقتصادي.-- ع. 22 (2012/7/1).-- ص. 2-19.
- رؤية تحليلية لدور منطقة «الدقم» الاقتصادية في تعزيز النمو الاقتصادي العماني». المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: التقرير الاقتصادي. ع. 21 (2012/6/26). ص. 1-15.
- رؤية تحليلية لعوامل نجاح الإمارات في تنويع القاعدة الاقتصادية. -- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير اقتصادي. -- ع. 31 (2012/8/12). -- ص. 1-17.
- شبكة السكك الحديدية الخليجية: تسريع لخطي التكامل.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 494 شبكة السكك الحديدية الخليجية: تسريع لخطي التكامل.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 494.
- الطلافحة، حسين. التخطيط والتنمية في الدول العربية. -- جسر التنمية. -- ع. 113 (2012/5). -- ص. 2-20.
- علي، علي عبدالقادر علي و ملاعب، عمر. وقائع المؤتمر السنوي الأول للعلوم الاجتماعية والإنسانية: من النمو المعاق إلى التنمية المستدامة: أي سياسات اقتصادية واجتماعية للأقطار العربية، الدوحة، 24–26 مارس 2012. -- مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية. -- مج. 14، ع. 2 (2012/7). -- ص. 71–81.
- غوكاسيان، بوغوص. جنوب السودان: حرب على الموارد.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 170 (2012/5).-- ص. 14-18.
- فرص نمو صناعة الحديد والصلب في الإمارات.-- النشرة الاقتصادية.-- مج. 8، ع. 97 فرص نمو صناعة الحديد والصلب في الإمارات.-- مل. 8-6. ع. 97 فرص نمو صناعة الحديد والصلب في الإمارات.-- مل. 1-6.
- القضاة، علي منعم. تداعيات الأزمة الاقتصادية العالمية في الصحافة البحرينية: دراسة تحليلية. -- مج. 38، ع. 145 (2012/4). ص. 161-210.
- قطر.... توجه التنويع الاقتصادي.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 492 (2012/3).-- ص. -48 46.
- كيف يمكن للكويت تفادي أزمة الغذاء المقبلة. -- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير اقتصادي. -- ع. 36 (27/ 2012/8). -- ص. 1-14.
- لماذا جاء الاقتصاد الكويتي في المرتبة الأخيرة خليجيا في جذب الاستثمارات ألأجنبية -- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: التقرير الاقتصادي. -- ع. 23 (2012/7/3). -- ص. 1-14.
- المعهد العربي للتخطيط. تقرير التنافسية العربية 2012. -- الكويت: المعهد العربي للتخطيط، للتخطيط، R 058:33 (53) -- ص. -- (53) -- ت ق ر.
- مؤتمر الأمم المتحدة للتجارة والتنمية.-- التنمية الاقتصادية في أفريقيا: تقرير 2011.-- نيويورك: الأمم المتحدة، 2011.-- 164 ص.

مهدي، فاضل. التخطيط للتنمية مع قدر أكبر من العدالة الاجتماعية في الاقتصادات الموجهة نحو السوق. -- مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية. -- مج. 14 ، ع. 2 (2012/7). -- ص. 41 ، ع. 2 (2012/7). -- ص. 41 ، ع. 2 (2012/7).

البترول

قطاع النفط الكويتي... التحديات والخطط المستقبلية!!-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الطاقة.-- ع. 33 (2012/7/13).-- ص. 1-11.

مركز الإمارات للدراسات والبحوث الاستراتيجية. عصر النفط: التحديات الناشئة. -- أبوظبي: مركز الإمارات للدراسات والبحوث الاستراتيجية، 531.2011 -- ص. -- 665.6 ع ص ر.

البترول - تسويق

سوق النفط العالمية... بين تراجع الإمدادات وتوقعات زيادة الطلب العالمي.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: التقرير الاقتصادي.-- ع. 8 (2012/4/5).- - ص. 1-16.

سوق النفط العالمية...بين سياسات التوازن السعودية والرغبة الإيرانية في ارتفاع الأسعار.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية تقرير الطاقة.-- ع. 26 (2012/7/11).-- ص. 1-11.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. الافاق المستقبلية للطلب العالمي على النفط ودور الدول الاعضاء في مواجهته. – الكويت: منظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول، 2011. م. – 665.6 387 آف ق.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. تطور انتاج واستهلاك النفط والغاز الطبيعي في الدول الاسيوية عدا الصين والهند والانعكاسات على الدول الاعضاء.-- الكويت: منظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول، 2012.-- 99 ص.-- 865.6 ت ط و.

هل سيصبح للعراق دور رئيسي في تلبية احتاجات سوق النفط العالمية؟.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الطاقة.-- ع. 27 (2012/7/12).-- ص. 1-11.

البترول - شركات

الشاذلي، مصطفى إبراهيم. الملامح الأساسية لاتفاقيات البترول.-- البترول.-- مج. 49، ع. -- 8 (7و 2012/8).-- ص. 12-13.

عبدالرؤوف، محمد. دور الموازنات المستمرة في شركات البترول.-- البترول.-- مج. 49، ع. 7-8 (7و 2012/8).-- ص. 14-15.

البترول - صناعة

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. تطور المصادر الهيدروكربونية في الدول العربية. -- الكويت: منظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول، 2011. -- 299 ص. -- (53) 665.6 ت ط.ر.

البترول والعلاقات الدولية

تطورات الأوضاع بشأن قطاع النفط الإيراني.. في ضوء دخول الحظر الأمريكي الأوروبي حيز التنفيذ.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الطاقة.-- ع. 24 (2012/7/8).-- ص. 1-14.

العقيل، خالد بن منصور. رحلة في عالم البترول: قضايا بترولية. -- الرياض: المؤلف، د:ت.

مستقبل النفط السوداني في ضوء الاتفاق بين الخرطوم وجوبا .-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الطاقة.-- ع.32 (2012/8/12).-- ص. 1-11.

التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية

استبيان اتحاد الغرف العربية بشأن منطقة التجارة الحرة العربية الكبرى، 2011–2012.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 494 (2012).-- ص. 50-57.

التجارة البينية الخليجية...الواقع والمأمول.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية: تقرير اقتصادي.-- ع. 13 (24/ 4/24).-- ص. 1-16.

دار الملك عبدالعزيز. حركة الإنسان والأعمال بين دول الخليج والمغرب العربي. — الرياض: دار الملك عبدالعزيز، 1432 ه.

عبيد، سمير. تونس: التجارة والصناعة في برنامج العمل الحكومي لسنة 2012.-- الإعلام الاقتصادي.-- ع. 263 (2012/5).-- ص. 3-4.

صندوق النقد العربي. برنامج تمويل التجارة العربية، 2011. -- أبوظبي: الصندوق، 2011. - 39 ص. عندوق ص.

الطاقة

ترشيد الطاقة: العزل الحراري.-- الكويتي.-- ع. 1335 (2012/3).-- ص. 19-21.

حسين، هاني. مستقبل الطاقة.-- الكويتي.-- ع. 1335 (2012/3).-- ص. 12-13.

هل يسهم النفط الصخري في حل أزمة الطاقة في الأردن..؟.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير اقتصادي.-- ع. 34 (15/ 2012/8).-- ص. -1 10.

الطاقة - المصادر

- جاسم، أمل. الكويت والطاقة النووية السلمية: الطلب على الكهرباء يزداد %8 سنويا.--بيئتنا.-- ع. 147 (2012/3).-- ص. 46-47.
- الطاقة الكهربائية....ترشيدها مطلوب حتى في حال ضمان عدم انقطاعها.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 493 (2012/4).-- ص. 35-42.
- عبدالجليل، ابراهيم. نظم الإنارة العالية الكفاءة في الشرق الأوسط وشمال أفريقيا .-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 169 (2012/4).-- ص. 22-24.
- العطيات، فرح. مفاعل نووي للأردن؟.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 172-173 (-7 (7. العطيات، فرح. مفاعل نووي للأردن؟.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 172-173 (-7 (2012/8
- وردم، باتر. السعودية تنظر إلى الشمس.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 172-173 (-7 2012/8).-- ص. 34-36.

الغاز

مستجدات سوق الطاقة العالمية.. في ضوء تزايد انتاج الغاز الصخري في الولايات المتحدة الأمريكية. -- المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الطاقة.-- ع. 25 (2012/7/9).-- ص. 1-13.

المالية والمالية العامة

- أزمة ديون منطقة اليورو... التطورات... العقبات التحولات... التوقعات المستقبلية.-- المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية: تقرير اقتصادي.-- ع. 17 (9/ 2012/5).-- ص. 1-13.
- تأثير التطورات السياسية على التقييمات السيادية في الدول العربية.-- ضمان الاستثمار.--مج. 30، ع. 1) 1-2/12/3(.-- ص. 17-18.
- تطور حركة رؤوس الأموال في العالم والدول العربية 2000-2010.-- ضمان الاستثمار.--مج. 30، ع. 1) 1-2012/3-(.-- ص. 18-19
- جازية، طارق بن. المستهلك التونسي والمنافسة في القطاع البنكي. -- الإعلام الاقتصادي. -- ع. 263 (2012/5). -- ص. 7-10.
- الذهب يحطم الأرقام القياسية ويرسخ مكانته كأداة للادخار .-- التجارة.-- ع. 4 (2012/4).- ص. 16-15.
- رزاق، وشاح. ملاحظات حول استقلالية ومركزية البنوك المركزية.-- جسر التنمية.-- مج. 11، ع. 112 (2012/4).-- ص. 2-12.

- رؤية إستشرافية لأداء سوق المال السعودي في ظل السماح للأجانب بالتملك المباشر للأسهم السعودية. -- المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية: التقرير الاقتصادي. -- ع. 7 السعودية. -- ص. 2-14.
- رؤية تحليلية لمعوقات تفعيل دور سوق السندات في الإقتصاد الكويتي. -- المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية: تقرير اقتصادي. -- ع. 11 (18/ 2012/4). -- ص. 1-15.
- غصان، حسن و الهجهوج، حسن. أثر تحرير سوق رأس المال على التذبذب في سوق الأسهم السعودي. مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية. مج. 14 ، ع. 2 (2012/7). ص. 7–39.
- الفارس، عبدالرزاق فارس. الازمة المائية العالمية: الاسباب والتداعيات والحلول. -- أبوظبي: مركز الإمارات للدراسات والبحوث الاستراتيجية، 2010.2010 -- ص.
- متطلبات تفعيل دور قانون الصندوق الوطني لرعاية وتنمية المشروعات الصغيرة والمتوسطة. -- المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية: التقرير الاقتصادي. -- ع. 20، (2012/6/14). -- ص. 2-15.
- ملتقي الكويت الاستثماري الأول: الاستثمار في الكويت الواقع.. العوائق...الحلول، الكويت -7 ملتقي الكويت .-1 2012/4/9 .-- و. 2012/4/9 .-- ع. 453 .-- 353 .--
- منتدى الفكر العربي. **الازمة الاقتصادية العالمية وتداعياتها في الوطن العربي.** عمان، الأردن: منتدى الفكر العربي، 2012.108 ص. 336.74 (53) ازم.
- هل يشهد عام 2012 تضخما أم انكماشا؟.-- النشرة الاقتصادية.-- مج. 8، ع. 94 هل يشهد عام 2012.-- م. 8. ع. 94 ع. 94

تلوث البيئة وحمايتها

- أطلس البصمة البيئية العربية.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 171 (2012).-- ص. 30-30
- ايمان عطا الله. أكياس البلاستيك....الخطر كامن بين أيدينا.-- بيئتنا.-- ع. 148 ايمان عطا الله. أكياس البلاستيك....الخطر كامن بين أيدينا.-- ع. 148 المان عطا الله. أكياس البلاستيك...الخطر كامن بين أيدينا.-- ع. 25-148
- البدراني، سليمان. التخطيط الإنمائي والاقتصاد الأخضر في المغرب العربي.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 172-173 (7-8/2012).-- ص. 64-65.
- بيئتنا المتغيرة في 20 عاما .-- البيئة والتنمية .-- مج. 17 ،ع. 172-173 (7-2012).-- ص. 30-30
- حداد، راغدة؛و فرحات، عماد. الاقتصاد الأخضر في مؤتمر ريو 20+.-- البيئة والتنمية.--مج. 17، ع. 171 (2012/6).-- ص. 20-26.

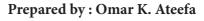
- الحياني، عمر. القات في اليمن كارثة بيئية وصحية.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17، ع. 17. 172 (7-2012/8).-- ص. 42-24.
- خضر، أحمد. قمة ديربان تنقذ بروتوكول كيوتو: خارطة طريق للتوصل لاتفاق حول تغير المناخ عضر، أحمد. قمة ديربان تنقذ بروتوكول كيوتو: خارطة طريق للتوصل لاتفاق حول تغير المناخ عند 201. حمد. 201، ع. 2015. ص. 18-37.
- فرحات، عماد، أولمبياد لندن هل يكون الأكثر استدامة؟. -- البيئة والتنمية. -- مج. 17، ع. -271 173 (7-8012). -- ص. 70-72.
 - الفوائد الاقتصادية لحماية البيئة.-- بيئتنا.-- ع. 150 (2012/6).-- ص. 26-27.
- فوزي، محمد. دورة الفصول تثير العواصف الترابية في الكويت.-- بيئتنا.-- ع. 148 فوزي، محمد. (2012/4).-- ص. 36-98.
- فوزي، محمد. قطار الاقتصاد الأخضر انطلق في الكويت. -- بيئتنا. -- ع. 147 (2012/3). -- ص. 38 - 42.
- الكوارث المناخية: تحرك وكالات الغوث. -- البيئة والتنمية. -- مج. 17، ع. 170 (2012/5). ص. 54 -55.
- وردم، باتر. الأسباب البيئية للربيع العربي.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17 ، ع. 169 وردم، باتر. الأسباب البيئية للربيع العربي.-- البيئة والتنمية.-- مج. 17 ، ع. 169 وردم، باتر. (2012/4).-- ص. 14-91.
- الوقود الخالي من الرصاص...أدوار صحية وميكانيكية.-- بيئتنا.-- ع. 150 (2012/6).-- ص. 38-41.

موضوعات أخرى

- جامعة الدول العربية. الدورة الرابعة للمجلس الوزاري العربي للمياه- التقرير والقرارات.-- القاهرة: جامعة الدول العربية، 476.2012-- ص.-- 628.11 (53) دور.
- جامعة الدول العربية. الدورة الرابعة للمجلس الوزاري العربي للمياه: المذكرات الشارحة للبنود المدرجة على مشروع جدول الاعمال. -- القاهرة: جامعة الدول العربية، 217.2012 -- ص. -- (53)(53) 628.11 (063)
- جامعة الدول العربية. قرارات مجلس جامعة الدول العربية على المستوى الوزاري في دورته العادية 137. -- القاهرة: جامعة الدول العربية، 150. 2012 -- ص.- 341.121 ق ر ا الجمال، أحمد مختار الموسوعة السياسية المعاصرة .-- شؤون عربية .-- ع. 149 (2012).- ص. 132-134.
- خضر، أحمد. هل انتهى عصر المضادات الحيوية؟ البكتيريا المقاومة للعقاقير تهدد بالتحول إلى أزمة عالمية. -- علوم و تكنولوجيا. -- مج. 19، ع. 204 (2012/1). -- ص. 12-35.

- دياب، أحمد. دور المخاطر الخارجية في طرح مبادرة الاتحاد الخليجي. -- شؤون عربية. -- ع. 149 (2012). -- ص. 29-98.
- الصراع على أعالي نهر الأردن. -- البيئة والتنمية. -- مج. 17، ع. 170). ص. 2012/5). ص. 20-22.
- طاهر، أحمد. الحياة السياسية الكويتية...رؤية مستقبلية نحو مدخل دستوري-قانوني للأصلاح.-- الكويت: مركز دراسات الخليج والجزيرة العربية، 2011.-- 116 ص.
- مركز الإمارات للدراسات والبحوث الاستراتيجية. أزمة المياه في العالم: وجوه اخفاق ادارة الموارد.-- أبوظبي: مركز الإمارات للدراسات والبحوث الاستراتيجية، 486.2010-028.-- ص.-- 628.11. ازم.
- مركز الإمارات للدراسات والبحوث الاستراتيجية. التطورات الاستراتيجية العالمية: رؤية استشرافية. -- أبوظبي: مركز الإمارات للدراسات والبحوث الاستراتيجية، 355.2011 ص. -- 327 ت ط و.
- المياه ثروة فلنحافظ عليها ولا نهدرها.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 494 (2012/5).-- ص. 20-29.

BIBLIOGRAPHY



Information and Library Dept.

The bibliography presents a subject compilation of books, serials, documents, and periodical articles newly acquired by OAPEC's library. The entries are classified under the following subject headings.

COMMERCE & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATIONS

ECONOMICS & DEVELOPMENT

ENERGY

FINANCE & PUBLIC FINANCE

PETROCHEMICALS

PETROLEUM (OIL & GAS)

POLLUTION & ENVIRONMENTAL PROTECTION

TECHNOLOGY TRANSFER

MISCELLANEOUS

COMMERCE & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATIONS

- Hoekstra, Ruth and Koopmann, Georg. Aid for trade and the liberalization of trade.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 46, no. 2 (4/2012).-- p. 327-366.
- Transport & logistics: Special report.-- **MEED**.-- Vol. 56, no. 11 (16/3/2012).-- p. 27-38.
- UNCTAD. **Trade and development report, 1981 2011**.-- New York: United Nations, 2012.--126p.-- R058:339 (1-77) TRA.

ECONOMICS & DEVELOPMENT

- Basher, Syed Abul and Elsamadisy, Elsayed Mousa. Country heterogeneity and long-run determinants of inflation in the Gulf Arab states.-- **OPEC Energy Review**.-- Vol. XXXVI, no. 2 (6/2012).-- p. 170-203.
- EIU. **World commodity forecasts: Industrial raw materials.**-- London: Economist Intelligence Unit.-- (5/2012).-- p. 1-73.
- Graham & Whiteside. **Major companies of the Arab world 2012**.-- Andover, UK: Graham & Whiteside, 2012.--1155 p.-- R058.7:338.7 (53) MAJ.
- Howeidi, Fahmi. Saudi social evolution.-- **Energy & Geopolitical Risk**.-- Vol. 3, no. 4 (4/4/2012).-- p. 6-9.
- Iraq infrastructure crunch begins to bite.-- **Middle East Economic Survey** (MEES).-- Vol. LV, no. 26 (25/6/2012).-- p. 1-3.
- Iraq: Special report.-- MEED.-- Vol. 56, no. 9 (2/3/2012).-- p. 37-45.
- Kuwait: Special report.-- MEED.-- Vol. 56, no. 12 (23/3/2012).-- p. 27-37.
- MEED. **A guide to doing business in Qatar**.-- London: MEED .-- 74 p.-- Doc. 5613.
- MEED. **GCC** construction: The outlook for the regions building costs.--London: MEED .-- 18 p.-- Doc. 5611.
- MEED. Middle East tunneling: transport spending drives underground projects.-- London: MEED .-- 14 p.-- Doc. 5608.
- MEED. **The MEED quality awards for projects, 2012**.-- London: MEED.-- 26 p.-- Doc. 5609.
- Samuelson, Paul A; and Nordhaus, William D. **Economics.**-- McGrawhill Companies, 2010.--715 p.-- 330 S193.
- Sen, Amrita & Croft, Helima. Iran: The road to nowhere?.-- Energy & Geopolitical

- Risk.-- Vol. 3, no. 7 (7/2012).-- p. 9-14.
- Sullivan, Paul. The Sudans: Poverty, inequality, water, land, food, oil, conflict: East Africa and China.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 34, no. 6&7 (6-7/2012).-- p. 2-9.
- UAE: Special report.-- MEED.-- Vol. 56, no. 16 (20/4/2012).-- p. 27-37.
- Yemen's 2012 budget raises social spending to offset 2011's economic decline.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 19 (7/5/2012).-- p. 5-7.

ENERGY

- Donoelly, John. Future of energy debated at fifth IPTC.-- **JPT**.-- Vol. 64, no. 4 (4/2012).-- p. 62-70.
- East Mediterranean energy plans taking shape.-- **Middle East Economic Survey** (MEES).-- Vol. LV, no. 27 (2/7/2012) .-- p. 3-5.
- Al-Khatteeb, Luay J. Energy perspectives from the GCC.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 29 (16/6/2012).-- p. 32-33.
- Petroleum Economist and BG Group. **World LNG map, 2012.--** London: Petroleum Economist, 2012.--V.p.-- Doc. 1420.
- Petroleum Economist and RBS. **Energy map of the world, 2012.--** London: Petroleum Economist, 2012 .-- V.p.-- Doc. 1421.
- Pollitt, Michael G. Lessons from the history of independent system operators in the energy sector.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 32-48.
- Ruhl, Christof. World energy in 2011: Disruptions and continuity.-- **Arab Oil & Gas**.-- Vol. XLI, no. 980 (16/7/2012).-- p. 32-42.
- Shapiro, Dana; Pearlmutter, David and Schwartz, Moshe. The emergence of rural transport strategies in response to rising fuel costs.-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (5/2012).-- p. 92-100.
- Sokona, Youba. Widening energy access in Africa: Towards energy transition.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, no. S1 (6/2012).-- p. 3-10.
- Tylock, Steven M (et al). Energy management under policy and technology uncertainty.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 156-163.

ENERGY - ECONOMIC ASPECTS

Aissaoui, Ali. MENA power reassessed: Growth potential, investment and

- challenges.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 18 (30/4/2012).-- p. 29-34.
- Araghi, Mansor Khalili and Barkhordari, Sajjad. An evaluation of the welfare effects of reducing energy subsides in Iran.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 398-404.
- Gately, Dermot; Al-Yousef, Nourah and Al-Sheikh, Hamad M.H. The rapid growth of domestic oil consumption in Saudi Arabia and the opportunity cost of oil exports foregone.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 57-68.
- Khandker, Shahidur R (et al). Are the energy poor also income poor? Evidence from India.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 1-12.
- Salman, Ramzi. Energy demand forecasts..-- **Energy & Geopolitical Risk**.-- Vol. 3, no. 5 (5/2012).-- p. 28-33.
- Srivastava, Leena (et al). Energy access: Revelations from energy consumption patterns in rural India.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, no. S1 (6/2012).-- p. 11-20.
- Yeh, Fang-Yu; Hu, Jin-Li and Lin, Cheng-Hsun. Asymmetric impacts of international energy shocks on macroeconomic activities.-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (5/2012).-- p. 10-22.
- Yu, Yongzhen. How to fit demand side management (DSM) into current Chinese electricity system reform?.-- **Energy Economics**.-- Vol. 34, no. 2 (3/2012).-- p. 548-557.

ENERGY - POLICY

- Bezdek, Roger H. U.S energy policy issues in an election year.-- World Oil.-- Vol. 233, no. 2 (2/2012).-- p. 31-36.
- Dale, Michael. Meta-analysis of non-renewable energy resource estimates.-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (4/2012) .-- p. 102-122.
- Ghaffari, Mohammad Reza. US energy strategy at a glance.-- Middle East Economic Survey (MEES).-- Vol. LV, no. 26 (25/6/2012).-- p. 25-27.
- Patterson, Walt. Fueling geopolitics.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 34, no. 4 (4/2012).-- p. 2-6.

ENERGY – RESOURCES

Boxwell, M. **Solar electricity handbook**.-- Warwickshire, UK: Greenstream Publishing, 2012.-- 197 p.-- 620. 91 SOL.

- Doku, Angela and Di Falco, Salvatore. Biofuels in developing countries: Are comparative advantages enough? .-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (5/2012).-- p. 101-117.
- Gurzel, Ayli. Turkey and Iran's nuclear program.--Middle East Policy.-- Vol. xix, no. 1 (2012).-- p. 37-50.
- Miah, M. Suruz (et al). Optimum policy for integration of renewable energy sources into the power generation system.-- **Energy Economics**.-- Vol. 34, no. 2 (3/2012).-- p. 558-567.
- Schroeder, Andreas; and Traber, Thure. The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles.-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (4/2012).-- p. 136-144.
- Tillerson, Rex W. The historic energy transformation of North America.-- **Arab** Oil & Gas.-- Vol. XLI, no. 973, (1/4/2012).-- p. 32-39.

FINANCE & PUBLIC FINANCE

- Aissaoui, Ali. Global trends in renewable energy investment: A review of the Frankfurt school-UNEP report and discussion of the MENA case.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 30 (23/7/2012).-- p. 24-27.
- Anwar, Syed Tariq. FDI regimes, investment screening process, and institutional frameworks: China versus others in global business.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 46, no. 2 (4/2012).-- p. 213-248.
- Beijing promises currency reform.-- **MEED**.-- Vol. 56, no. 12 (23/3/2012).-- p. 20-23.
- Chan, Kenneth S (et al). Effects of financial liberalization and political connection on listed Chinese firm financing constraints.-- **The World Economy**.-- Vol. 35, no. 4 (4/2012).-- p. 483-499.
- Cunningham, Andrew. The future of financial market infrastructure in Europe.-- **Energy & Geopolitical Risk.**-- Vol. 3, no. 4 (4/4/2012).-- p. 28-30.
- Grauwe, Paul. **Monetary integration and exchange rate issues in East Asia.**—The World Economy.—Vol. 35, no. 4 (4/2012).—p. 397-404.
- Al-Hamad, Abd al-Latif. Arab Fund chief pledges continued support in wake of Arab spring.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 16 (16/4/2012).-- p. 1-3.

- Hammoudeh, Shawkat. Greece and the Eurozone: Options and challenges.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 27 (2/7/2012).-- p. 27-28.
- Hammoudeh, Shawkat. More on herding behavior in the GCC stock markets.-- **Middle East Economic Survey (MEES)** .-- Vol. LV, no. 19 (7/5/2012).-- p. 31-32.
- Hofman, Daan M & Huisman, Ronald. Did the financial crisis lead to changes in private equity investor preferences regarding renewable energy and climate policies?.-- Energy Policy.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 111-116.
- Al-Mannai, Jassim. Tackles MENA financial reform, Arab spring fallout.--Energy & Geopolitical Risk.-- Vol. 3, no. 7 (7/2012).-- p. 26-34.

GAS

- Activities of the global gas & LNG division of GDF Suez.-- **Arab Oil & Gas.**-- Vol. XLI, no. 976 (16/5/2012).-- p. 35-46.
- Egypt terminates its gas export contract with Israel but says it is prepared to negotiate fresh terms.-- **Arab Oil & Gas**.-- Vol. XLI, no. 975 (1/5/2012).-- p. 5-7.
- Hoeven, Maria van der. World natural gas outlook: Potential, obstacles and challenges.-- **Arab Oil & Gas.**-- Vol. XLI, no. 978 (16/6/2012).-- p. 43-45.
- Holland, Ben and Ashley, Phillip Spencer. Natural gas price reviews: Past, present and future.-- **Energy & Natural Resources Law**.-- Vol. 30, no. 1 (3/2012).-- p. 29-44.
- Human capital investment: Strategies for the Gulf.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 15 (9/4/2012).-- p. 25-28.
- Oxford Institute for Energy Studies. **The offshore discovery in the Republic of Cyprus: Monetization prospects and challenges**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2012.--77 p.-- 662. 69 (564) OFF.
- Petroleum Economist. **The LNG review 2011**.-- London: Petroleum Economist, 2011.--48 p.-- 662.69 LNG.
- Petroleum Economist. **World LNG facebook 2012**.-- London: Petroleum Economist, 2012.--143 p.-- 662. 69 WOR.
- Redden, Jim. Barnett shale: Gas production rises despite lower rig count.-- **World** Oil.-- Vol. 233, no. 2 (2/2012).-- p. 82-89.

Voser, Peter. The natural gas revolution: A secure, abundant force for good.--**Arab Oil & Gas.**-- Vol. XLI, no. 975 (1/5/2012).-- p. 39-43.

PETROCHEMICALS

- GBI Research. **Acrylonitrile global market to 2020**.-- London: GBI Research, 2012.--241 p.-- 665. 71 ACR.
- GBI Research. Styrene butadine rubber(SBR) global market to 2020 demand for solution-styrene butadiene rubber (S-SBR).-- London: GBI Research, 2011.-- 214 p.-- 678.4 STY.

PETROLEUM

- Energy Intelligence. **The international crude oil market handbook, 2011.**--New York: Energy Intelligence Research, 2011.--V.p.-- R02:665.6 I 61.
- Oxford Institute for Energy Studies. The role of speculation in oil markets: What have we learned so far?.-- Oxford: Oxford University Press, 2012.--25 p.-- 665.6:33 ROL.

PETROLEUM - COMPANIES

- Elkareish, Samir M. The drivers of NOCs and IOCs downstream joint ventures in OAPEC member countries.-- Kuwait: OAPEC, 2012.--V.p.-- 665.6 DRI.
- Robson, Mark. How NOCs can redefine the future for the Middle East.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 19 (7/5/2012).-- p. 30-31.

PETROLEUM - ECONOMIC ASPECTS

- Alternative model to Iraq's hard economic experience: Structural reform priority for oil-rentier economies.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 21 (21/5/2012).-- p. 26-30.
- Asekunowo, Victor and Olaiya, Sam A. Crude oil revenue and economic development in Nigeria, 1974-2008.-- **OPEC Energy Review**.-- Vol. xxxvi, no. 2 (6/2012).-- p. 138-169.
- Aydin, Levent. The economic impact of petroleum royalty reform on Turkey's upstream oil and gas industry.-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (4/2012).-- p. 166-172.

- CGES. Are we finding enough oil?.-- London: CGES, 2012.--8 p.-- 665.6 ARE.
- Energy Iraq: Baghdad seeks oil pipelines investors.-- **MEED**.-- Vol. 56, no. 17 (27/4/2012).-- p. 9-10.
- Fattouh, Bassam. The consumer-producer dialogue: Themes and prospects.--**Energy & Geopolitical Risk.**-- Vol. 3, no. 4 (4/4/2012).-- p.11- 15.
- Iraqi oil exports, revenues hit 22-year high.-- **Middle East Economic Survey(MEES)**.-- Vol. LV, no. 18 (30/4/2012) .-- p. 1-3.
- Natali, Denise. The politics of Kurdish crude.-- **Middle East Policy**.-- Vol. xix, no. 1 (2012).-- p. 110-118.
- Oil & Gas: Special report.-- MEED.-- Vol. 56, no. 17 (27/4/2012).-- p. 29-37.

PETROLEUM - INDUSTRY

- Asche, Frank; Oglend, Atle and Osmundsen. Gas versus oil prices the impact of shale gas.-- Energy Policy.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 117-124.
- International Energy Agency. **Oil information 2011**.-- Paris: OECD/IEA, 2011.-- 520 p.-- R058: 665.6 OIL.
- KRG nears separate export decision.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.- Vol. LV, no. 22 (28/5/2012).-- p. 1-5.
- Nakhle, Carole. Iraq's fourth licensing round: Business as usual.-- **Energy & Geopolitical Risk**.-- Vol. 3, no. 4 (4/4/2012).-- p. 16-21.
- Oil industry 2012 forecast.-- World Oil.-- Vol. 233, no. 2 (2/2012).-- p. 67-81.
- Speight, James G. **An introduction to petroleum technology, economics, and politics.** Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2011.—320 p.— 665.6: 007 INT.

PETROLEUM & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATION

- Husari, Ruba. Oil, foreign policy and national interest in Iraq.-- **Energy & Geopolitical Risk**.-- Vol. 3, no. 5 (5/2012).-- p. 16-19.
- Al-Janabi, Adnan and Al-Khatib, Luay. The need for cooperation between consumers and producers.-- **Energy & Geopolitical Risk**.-- Vol. 3, no. 7 (7/2012).-- p. 14-26.
- Knapp, David. Examining the world's demand for oil now and in the future: Implications for Western Canada.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 34, no. 6&7 (6-7/2012).-- p. 16-20.

- Memarian, Mohammad Sadegh. US oil policy and the WTI-Brent spread.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 16 (16/4/2012).-- p. 26-28.
- Sen, Amrita and Croft, Helima. High-Wire Act: Obama's Iran and SPR policies..-- **Energy & Geopolitical Risk.**-- Vol. 3, no. 4 (4/4/2012).-- p. 22-26.

PETROLEUM - PRICES

- Aissaoui, Ali. Is the anticipated rise in long term oil price inevitable?.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 28 (9/7/2012).-- p. 25- 28.
- Edwards, William. Understanding the impact of price.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 22 (28/5/2012).-- p. 30-31.
- Hannesson, Rognvaldur. Does speculation drive the price of oil?.-- **OPEC Energy Review**.-- Vol. xxxvi, no. 2 (6/2012) .-- p. 125-135.
- Hoeven, Maria van der. Oil prices, physical markets and speculation.-- **Arab Oil** & Gas.-- Vol. XLI, no. 978 (16/6/2012).-- p. 47-50.
- Hou, Aijun and Suardi, Sandy. A nonparametric GARCH model of crude oil price return volatility.-- **Energy Economics**.-- Vol. 34, no. 2 (3/2012).-- p. 618-626.
- Oil prices hide fiscal vulnerabilities.-- **MEED**.-- Vol. 56, no. 17 (27/4/2012).-- p. 22-23.
- Oil producers use higher crude prices for 2012 budgets.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 18 (30/4/2012).-- p. 8-10.
- OPEC and IEA at odds over sustained high oil prices.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 19 (7/5/2012).-- p. 1-3.
- Perrin, Francis. Oil prices fall due to developments in Iran, the Euro zone, China, Saudi Arabia and the United States.-- **Arab Oil & Gas**.-- Vol. XLI, no. 976 (16/5/2012).-- p. 3-5.
- Perrin, Francis. Pendulum is swinging back, Brent is approaching the \$100/b mark again.-- **Arab Oil & Gas**.-- Vol. XLI, no. 980 (16/7/2012).-- p. 3-5.
- Price of Brent remains close to \$125/B, which is causing growing concern in leading consuming countries.-- **Arab Oil & Gas.**-- Vol. XLI, no. 973 (1/4/2012).-- p. 9-10.

PETROLEUM - PRODUCTION

Baghdad kicks off production target talks.-- **Middle East Economic Survey** (MEES).-- Vol. LV, no. 20 (14/5/2012) .-- p. 1-3.

- CGES. **FUS oil production in 2012**.-- London: CGES, 2012.--16 p.-- 665.6 (47) FSU.
- Oil and Gas Journal. **Worldwide oil field production survey 2012.--** Tulsa, OK: PennWell Coo., 2012.--V.p.-- 622.32 WOR (pdf).
- PennWell. **Enhanced oil recovery survey. 2012.--** Tulsa, OK: PennWell Coo., 2012.--V.p.-- 622.92 ENH.
- Smith, James. On the portents of peak oil (and other indicators of resource scarcity).-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (5/2012).-- p. 68-78.
- Uqaili, Thamir. Two sides of the Iraqi coin.-- **Middle East Economic Survey(MEES)**.-- Vol. LV, no. 20 (14/5/2012) .-- p. 28-30.
- Yemen: Trans Globe looks to weather Yemeni storms.-- **Middle East Economic Survey (MEES)**.-- Vol. LV, no. 18 (30/4/2012).-- p. 25-27.

PETROLEUM - REFINING

- CGES. The state of the global refining industry.-- London: CGES, 2011.-- 9 p.-- 665.66 STA.
- Gulf Publishing Company. **Refining processes handbook, 2011.--** Houston, Texas: Gulf Publishing Company,2011 .-- CD no. 72.
- Oil and Gas Journal. **Worldwide refinery complexity analysis 2012**.--Tulsa, OK: PennWell, 2012.--V.p.-- R058:665.66 WOR.
- Oxford Institute for Energy Studies. **The impact of Russia refinery upgrade plans on global fuel oil markets.**-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2012.--21 p.-- 665.66 (47) IMP.

PETROLEUM- EXPLORATION

- Beckwith, Robin. Under pressure: Diving's impact on the offshore petroleum industry.-- **JPT**.-- Vol. 64, no. 4 (4/2012).-- p. 52-60.
- West, James C. E&P spending to reach record \$600 billion.-- World Oil.-- Vol. 233, no. 2 (2/2012).-- p. 38-41.

POLLUTION & ENVIRNMENTAL PROTECTION

Berners-Lee, M. (et al). The relative greenhouse gas impacts of realistic dietary choices.-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (4/2012).-- p. 184-190.

- Das, Kasturi. How vulnerable is India's trade to possible border carbon adjustments in the EU?.-- **Journal of World Trade.**-- Vol. 46, no. 2 (4/2012).-- p. 249-299.
- Fingas, Mervin. Oil spill science and technology: prevention, response and cleanup.-- Amsterdam: Elsevier, 2011 .--1156 p.-- 628.516 OIL.
- Huo, Hong and Wang, Michael. Modeling future vehicle sales and stock in China.-- **Energy Policy**.-- Vol. 44 (4/2012).-- p. 17-29.
- Li, Aijun and Zhang, Aizhen. Will carbon motivated border tax adjustments function as a threat?.-- **Energy Policy**.-- Vol. 47, (8/2012).-- p. 81-90.
- Low, Cecilia A. Marine environmental protection in joint development agreements.-- **Energy & Natural Resources Law**.-- Vol. 30, no. 1 (3/2012).-- p. 45-74.
- Shackley, Simon and Dutschke, Elisabeth. Carbon dioxide capture and storage: Special issue.-- **Energy & Environment**.-- Vol. 23, no. 2&3 (2012).-- p. 209-557.

MISCELLANEOUS

- Butt, Gerald. Egypt awaits political pragmatism.-- **Energy & Geopolitical Risk**.-- Vol. 3, no. 5 (5/2012).-- p. 6-9.
- Butt, Gerald. Iraq: Avoiding the Lebanon experience?.-- Energy & Geopolitical Risk.-- Vol. 3, no. 7 (7/2012).-- p. 6-9.
- Metals & mining: Special report.-- **MEED.**-- Vol. 56, no. 9 (2/3/2012).-- p. 29-35.
- Sen, Amrita and Croft, Helima. Libya's continuing political and security challenges.-- **Energy & Geopolitical Risk**.-- Vol. 3, no. 5 (5/2012).-- p. 23-27.
- Syed, Rashid Husain. Strategic petroleum reserves.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 34, no. 6&7 (6-7/2012).-- p. 10-15.



Volume 38 Issue 141 Spring 2012

Editor - in - Chief
Abbas Ali Al-Naqi

Managing Editor
Aissa Siouda

EDITORIAL BOARD

Hasan M. Qabazard Usameh El-Jamali Mamoun A. Halabi Atif Al-Jamili

Saad Akashah Ahmed Al-Kawaz Samir El Kareish Abdul Fattah Dandi **Oil and Arab Cooperation,** a quarterly publication of General Secretariat of the Organization of Arab Petroleum Exporting Countries (OAPEC), address the role of petroleum in Arab Cooperation and development.

Articles published in this journal reflect opinions of their authors and not necessarily those of OAPEC.

All right reserved. Reproduction in full or in part requires prior written consent from OAPEC. Quotations are permitted with due acknowledgement.

Prices

Annual Subscription (4 issues including postage)

Arab Countries:

Individuals: KD 8 or US \$25 Institutions: KD 12 or US\$45

Other Countries:

Individuals: US\$ 30 Institutions: US\$ 50

All Correspondences should be directed to:

the editor - in-Chief of Oil and Arab Cooperation.

OAPEC, P.O.Box 20501 Safat, 13066 State of Kuwait

Tel: (00965) 24959000 Fax: (00965) 24959747

E-mail: oapec@oapecorg.org / oapec@oapec.fasttelco.com

Website: www.oapecorg.org

GUIDELINES FOR CONTRIBUTORS TO OIL AND ARAB COOPERATION

Aims and scope

The Organization of Arab Petroleum Exporting Countries publishes Oil and Arab Cooperation each quarter with a view to enhancing the Arab reader's awareness of the interaction between petroleum and socioeconomic development. In research articles, book reviews, documents, and bibliographies, the journal examines the diverse issues involved in this relationship and in the economic integration to which the Arab nation aspires. This is to serve the interests of Arab society and the Arab individual. The bibliography section provided in each issue, presents a subject compilation of books, documents, and periodical article newly acquired by OAPEC's library. The entries are classified under the following subject headings.

Research articles

Oil and Arab Cooperation welcomes sound, creative research that helps to develop Arab economic thought within the framework of the journal's goals and philosophy. Persons researching petroleum and development issues and sharing our concern are invited to contribute research articles to our journal. The following points should be observed:

- 1. The article should not be previously published in Arabic.
- 2. The article should be about 20 40 pages typed . Arab contributors are expected to write in Arabic.
- 3. Three clear copies of the article must be supplied.
- 4. A descriptive **abstract** in English must also be supplied, summarizing the purpose, scope, and methods of the research and detailing the findings and conclusions. It should be 3 5 pages, and carry the information specified for the title page. It should be written in the third person and be intelligible without reference to the article.
- 5. A 40 word summary must be supplied in Arabic by Arab authors or in language of article by others.
- 6. The title page should be as accurate and informative but as concise as possible. Author name(s) must be supplied along with a brief C.V. and the titles of four publications by the author(s).
- If the research has previously been presented at a conference or been published in another language, a note should so state, giving the conference name, place, and dates, or the journal name, date, and volume/issue numbers, and the foreign language title of the article.
- 7. *Form and style:* The journal's readers represent different disciplines. Writing should be simple and concise, and any abbreviations and technical terms must be defined. Tables and illustrations should be used only to support the text. They should be numbered consecutively, and each headed with a brief descriptive title.
- List of references: The journal requires that authors cite accurately and completely all sources used.

Reports

Reports of 15 - 30 pages are accepted on conferences or symposiums related to petroleum, economics, or development which have been attended by the author. Prior permission must be obtained from the author's employer or the conference/symposium sponsor.

Book reviews

The journal also welcomes reviews of books on oil and development. A book reviewed for the journal must be a recent publication that contributes to the development of economic thought. The review, in about 15 -25 pages typed double-spaced, should include a description of the content and ideas of the book as well as critique of the author's treatment of his or her topic. The reviewer must provide, in the original language, the title of the book, the author's name, the publisher's name, and the place and date of publication

Publication

The following conditions apply to the publication of research articles and book reviews in Oil and Arab Cooperation:

- I. The Editorial Board alone determines the suitability of articles and reviews for publication.
- 2. The published article or review becomes the property of the journal.
- 3. An honorarium is paid for each article or review published. Authors of articles receive 30 complimentary copies of the article and 5 copies of the issue in which it appears.

Articles and reviews should be directed to

Mr the Editor -in -Chief, Oil and Arab Cooperation, OAPEC P.o.Box 20501 Safat, 13066 State of Kuwait.

E-mail: oapec@oapecorg.org Website: www.oapecorg.org



Volume 38 Issue 141 Spring 2012

Contents

Articles

Development of the Crude Oil Pricing Stages in the		
International Markets		9
Abstract in English	Ali Rajab	6
Developments of oil and natural gas production an	ıd	
consumption in the Asian countries (excluding Chi	na and	
India) and their impacts on OAPEC member coun	tries	87
Abdul Fa	attah Dandi	
Abstract in English		8
The Development of Arab Hydrocarbon Resources		151
(2 from 2)		
Abstract in English To	rki Hemsh	10
Report		
Hydrocarbons Transportation Pipelines in Arab Countries		
Prepared by: Samir El Karaeich &	Emad Makki	219
Book Review		
Renewable Energy: SOLAR ENERGY PERSPECIVES		
Reviewed by: Tork	i H. Hemsh	239
Bibliograpy		
Arabic		251
English		11

Abstract

Development of the Crude Oil Pricing Stages in the International Markets

Ali Rajab *

Historically, crude oil pricing in the international markets has gone through huge changes from a fixed pricing system to a netback pricing mechanism to the current market-related system.

Such developments were in response to the shifts in the global political and economic structures, changes in power balances of the main players in the oil market, and economic and political transformations that fundamentally changed the structure of the oil market.

Until the early 1970's, the oil pricing system was centered on the concept of "Posted" prices fixed by the major international oil companies that dominated the oil industry outside the US and the Soveit Union.

As of late 1973, Opec countries have taken over the role of oil price administration that led to the emergence of the era of "Official" prices.

However, the collapse of the Opec administered pricing system in the mid- 1980's ushered in a new era in oil pricing in which the power to set oil prices shifted from Opec to the so-called "Market"

* Economic Expert- Economic Department, OAPEC, Kuwait.

English Summaries & Abstracts

The study intends to shed a light on how the crude oil pricing in the international markets has evolved. Part one of the study dealt with the era of the posted prices, while part two concentrated on Opec and the official prices. Part three provided an overview of the current market-related pricing system, while part four indicated some of the possible future pricing trends.

ABSTRACT

Developments of oil and natural gas production and consumption in the Asian countries (excluding China and India) and their impacts on OAPEC member countries

Abdul Fattah Dandi *

The study aims to shed light on the developments of oil and natural gas production and consumption in some Asian countries (excluding China and India). OAPEC member countries need to pay a good attention to these developments, since these countries representing an important market with a growing consumption of oil and natural gas in the meantime the industrialized countries witnessing a decline in their demand.

The study will review the most important energy developments in Asian countries (excluding China and India) and their impact on OAPEC member countries' oil trade. The study also will explore the future prospects of Asian demand for oil and natural gas until 2035 in order to show the importance of OAPEC member countries in meeting that demand

The study is divided into five main parts, the first part is devoted to demonstrate the main features of Asian oil and natural gas markets, the second part dedicated to give an overview of the developments in oil and natural gas consumption in Asian countries (excluding China and India) and their impact on petroleum trade of OAPEC member countries. The third part gives an overview of oil exports of OAPEC member countries to Asian countries (excluding China and India), and the fourth part examines the future prospects of oil and natural gas demand in Asian countries (excluding China and India) until 2035, and the fifth and last part of the study highlights the vitol role of OAPEC member countries in meeting the expected Asian demand for oil and natural gas until 2035.

^{*} Director of the Economic Department, OAPEC, Kuwait.

Among the most important findings of the study is that the sustained economic growth experienced by most Asian economies in the past two decades led to a steady increase in oil and natural gas consumption without similar increase in production, this in turn led to a high degree of dependency on imports, specially from OAPEC member countries. Furthermore, by 2020, its expected that the share of Asian developing countries from world oil demand will surpass that of industrialized countries. This development will increase the importance of developing Asian countries as a major oil consumer in the world which in turn will have great impact on OAPEC member countries.

In contrast to other geographic areas, the Asian countries dependence on imports from the Middle East is increasing. It is estimated that around 73% of Asian countries imports in 2010 came from the Middle East, what enhances the role of OAPEC member countries in meeting the Asian demand for oil is its unique geographical position and the acquisition of more than two thirds of the world's proven oil reserves.

There is no doubt that "comparative advantage" enjoyed by the OAPEC member countries - compared to other countries - will make Asian countries more dependent on OAPEC members to meet their increasing future demand for energy.

The Development of Arab Hydrocarbon Resources

(2 from 2)

Torki Hemsh*

This study aims to shed light on the current reality of oil industry in the Arab region, it gives a brief about the history of this industry in each country, and summarizes some of the data on the most important companies operating in each of them. It also illustrates oil and gas reserves and production rates, and refers to the important fields that were/are under focus.

The study was divided into two parts, the first included the member states of OAPEC, while the second was dedicated to non-member states.

Attached to the study is a set of tables summarizing some information on the member states, along with the U.S. Geological Survey USGS assessment of the undiscovered petroleum resources in some basins in the Arab countries.

Arab proved oil reserves were estimated at 683.6 billion barrels, more than half of the world conventional proved reserves recorded by late 2010. Most of these reserves (98%) is located in OAPEC members.

Proved gas reserves in Arab countries were estimated at about 54.8 trillion cubic meters (29.1% of world total), with 97% of them found in OAPEC members, i.e. 53.3 trillion cubic meters represent 28.3% of world total proved gas reserves.

Nevertheless, Arab countries produced only 30.4% of world total oil production in 2010. Moreover, Arab marketed gas share was 14.6% of world total by 2009.

Given the importance of hydrocarbon exports within their development plans, Arab countries endeavor to develop their production capacities, they work hard to explore more resources to support the known reserves. In the same context Arab producers apply the latest technologies to increase the recovery factor, which in turn contributes to the development of reserves of oil and gas. Considering the known reserves and the potential undiscovered resources, it is proved that the Arab region represents a great opportunity waiting for further exploration, especially in the basins set out in Appendix 2 of this study.

^{*} Petroleum Expert (Exploring & Production), Technical Affairs Dept. OAPEC, Kuwait



Volume

38

Issue

141

Spring

2012

Articles

Development of the Crude Oil Pricing Stages in the International Markets

Ali Rajab

Developments of oil and natural gas production and consumption in the Asian countries (excluding China and India) and their impacts on OAPEC member countries

Abdul Fattah Dandi

The Development of Arab Hydrocarbon Resources
(2 from 2)

Torki Hemsh

Report

Hydrocarbons Transportation Pipelines in Arab Countries

Prepared by: Samir El Karaeich & Emad Makki

Book Review

Renewable Energy: SOLAR ENERGY PERSPECIVES

Reviewed by: Torki H. Hemsh

Bibliography: Arabic & English