النفط والتعاون العربي

المجلد التاسع والثلاثون العدد 147 خريف 2013

الأبحاث

تطوير صناعة تكرير النفط في الدول العربية...
الحاضر والمستقبل (1 من 2)

عماد مكي

الدور المتنامي لشركات البترول الوطنية
وانعكاساته على صناعة البترول في الدول الأعضاء

الطاهر الزيتوني

الاستكشاف والانتاج في المغمورة
ودوره في تطوير احتياطي النفط والغاز

تركي الحمش

التقارير:
مؤتمر آفاق تطور صناعة الغاز الطبيعي :
الواقع والتحديات والفرص المتاحة

البيبليوغرافيا : العـربيـة - الإنكليزية

ملخصات إنكليزية

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

النفط والتعاون العربي

مجلة فصلية محكمة تصدر عن الأمانة العامة لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

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 الاشتراك 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.

النفط والتعاون العربي

المجلد التاسع والثلاثون | العدد 147 | خريف 2013

رئيس التحرير

عباس علي النقي

نائب رئيس التحرير

عبد الكريم عايد

مدير التحرير

عيسى صيودة

هيئة التحرير

أسامة الجمالي — سعد عكاشة

مأمون عبسي حلبي — أحمد الكواز

عاطف الجميلي — سمير القرعيش

عبد الفتاح دندي

جميع المراسلات توجه باسم رئيس التحرير - صندوق بريد 20501 الصفاة- دولة الكويت 13066

قواعد 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 الأصيلة والمبتكرة في مجال الصناعة البترولية، التي تهدف إلى إحداث إضافات جديدة في حقل الفكر الاقتصادي العربي.

مواضيع البحث

ترحب مجلة النفط والتعاون العربي بكل البحوث المبنية على أسس علمية سليمة وموضوعية ومبدعة، والتي يمكن أن تساهم في تطوير الاقتصاد العربي في إطار أهداف وفلسفة المجلة. ونتوجه بالدعوة لكل الباحثين والكتاب الذين يهتمون بالمسائل البترولية والإنمائية لمشاركتنا بمقالاتهم وبحوثهم لنشرها في مجلتنا تعميما للفائدة.

ولتحقيق ذلك يتعين الالتزام بقواعد النشر التالية:-

1 - تنشر المجلة الأبحاث العلمية الأصيلة في مجالات النفط والغاز والطاقة والتنمية الاقتصادية التي تلتزم بمنهجية البحث العلمي وخطواته المتعارف عليها دوليا ومكتوبة باللغة العربية.

2 - ينبغي أن يشتمل البحث على ما بين 15 إلى 40 صفحة مع طبعها على الكمبيوتر، ويقدم الاصل مطبوعا على ورق A4 بخط (Simpelified Arabic) على ان ترقم الصفحات ترقيما متسلسلاً.

3 - ينبغي تقديم ملخص وصفي باللغة الانكليزية، يوجز الغرض ومجال وأساليب البحث، وأهم الأفكار الواردة فيه والاستنتاجات، على أن يكون في حدود 2 إلى 3 صفحات، ويجب أن يكتب بصيغة الغائب، وأن يكون واضحا ومفهوما من دون الرجوع إلى البحث الرئيسي،

4 - أن تحتوى الصفحة الأولى من البحث على عنوان واسم الباحث أو الباحثين وجهة العمل، والعنوان، ورقم الهاتف والبريد الإلكتروني ، مع مراعاة عدم ذكر اسم الباحث في متن البحث الرئيسي.

5- يشار إلى المصادر جميعها بأرقام الهوامش التي تنشر في أواخر البحث وتراعى الأصول العلمية المتعارفة في التوثيق والإشارة بان تتضمن:

أسم الكتاب/ أسم المؤلف/ أسم الناشر / مكان النشر/ رقم الطبعة / سنة النشر/ رقم الصفحة.

هذا عند ذكر المصدر أول مرة، ويذكر اسم الكتاب ورقم الصفحة عند تكرر استعماله.

6 – يزَّود البحث بقائمة المصادر منفصلة عن الهوامش وفي حالة وجود مصادر أجنبية تضاف قائمة بها منفصلة عن قائمة المصادر العربية ويراعى في إعدادها الترتيب الأبجدي لأسماء الكتب أو البحوث في المجلات.

7- أرفاق نسخة من السيرة العلمية إذا كان الباحث يتعاون مع المجلة للمرة الأولى.

8- أن لا يكون البحث مستلاً أو مقتبساً من رسالة أو اطروحه جامعية، ولم يسبق نشره، وليس مقدما إلى أية وسيلة نشر أخرى، وعلى الباحث تقديم تعهد مستقل بذلك.

9- تعبر جميع الافكار المنشورة في المجلة عن آراء كاتبيها ولا تعبر بالضرورة عن وجهة نظر جهة الإصدار ويخضع ترتيب الأبحاث المنشورة لموجبات فنية.

10- تخضع البحوث لتقويم سري لبيان صلاحيتها للنشر ولا تعاد البحوث إلى اصحابها سواء قبلت للنشر أم لم تقبل وفق الآلية التالية:

- يبلغ الباحث بتسلم المادة المرسلة للنشر خلال مدة أقصاها ثلاثة أسابيع من تاريخ التسلم.
- يخطر أصحاب البحوث المقبولة للنشر بموافقة هيئة التحرير على نشرها وموعد نشرها المتوقع.
- البحوث التي يرى المقومون وجوب اجراء تعديلات أو إضافات عليها قبل نشرها تعاد إلى اصحابها مع الملاحظات المحددة كي يعملوا على اعدادها.
- البحوث المرفوضة يبلغ اصحابها من دون ضرورة ابداء الأسباب.
- يصبح البحث ملكاً للمجلة بعد النشر.
- يمنح لكل كاتب للبحث خمسة أعداد من العدد الذي نشر فيه بحثه

التقارير

ينبغي أن تكون التقارير مطبوعة على الكمبيوتر وتتناول وقائع مؤتمر أو ندوة بترولية أو اقتصادية حضرها الكاتب، شريطة أن تكون مواضيعها ذات صلة بالبترول أو الاقتصاد والتنمية، كما يشترط استئذان الجهة التي أوفدته للمؤتمر أو المؤسسات المشرفة عليه لكي تسمح له بنشرها في مجلتنا.

ترسل المقالات والمراجعات باسم رئيس التحرير، مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك،
ص. ب: 20501 الصفاة- الرمز البريدي: 13066 دولة الكويت
الهاتف: 24959000 -00965 أو 24959728-00965
الفاكس: 24959747 - 00965
البريد الالكتروني oapec@oapecorg.org
موقع الأوابك على الانترنت www.oapecorg.org

النفط والتعاون العربي

المجلد التاسع والثلاثون | العدد 147 | خريف 2013

الأبحاث

تطوير صناعة تكرير النفط في الدول العربية... الحاضر والمستقبل (1 من 2)

عماد مكي ـــــــــــــــــــــــــــــــــــــــ 9

الدور المتنامي لشركات البترول الوطنية وانعكاساته على صناعة البترول في الدول الأعضاء

الطاهر الزيتوني ـــــــــــــــــــــــــــــــــــــــ 89

الاستكشاف والانتاج في المغمورة ودوره في تطوير احتياطي النفط والغاز

تركي الحمش ـــــــــــــــــــــــــــــــــــــــ 185

مجلة عربية تهتم بـدراسـة دور النفـط والغاز الطبيعي في التنمية والتعاون العربي

التقاريـــر

مؤتمر "آفاق تطور صناعة الغاز الطبيعي : الواقع والتحديات والفرص المتاحة" 295

البيبليوغرافيا

عربية 341

انكليزية 11

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

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)

تقرير الأمين العام السنوي

التاسع والثلاثون

2012 39

من إصدارات المنظمة

تطور صناعة تكرير النفط في الدول العربية:
الحاضر والمستقبل (1-2)

عماد مكي*

تكتسب صناعة تكرير النفط أهمية خاصة نظراً لدورها في تأمين أكثر السلع أهمية في تسيير عجلة الاقتصاد الوطني، وعلى الرغم من الاهتمام الكبير الذي تحظى به صناعة التكرير في الدول العربية إلا أنها لا تزال تواجه العديد من التحديات والصعوبات التي تنعكس سلباً على أدائها وربحيتها.

تهدف هذه الدراسة التي ننشرها على جزئين، إلى إلقاء الضوء على أهم الملامح التي مرت بها صناعة تكرير النفط، والصعوبات التي اعترضت مسيرتها في الدول العربية، مع الإشارة إلى الإجراءات التي اتخذت لتمكين المصافي من التكيف مع تلك الصعوبات، وذلك لاستخلاص الدروس والعبر التي تمكن القائمين على هذه الصناعة من استشراف مستقبل صناعة التكرير، وتساعدهم على اختيار الحلول المناسبة لمواجهة الانعكاسات السلبية للتحديات والصعوبات التي تعترضها حالياً والمحتمل وقوعها في المستقبل.

* خبير أول صناعة تكرير النفط - إدارة الشؤون الفنية، أوابك - الكويت

تكتسي صناعة تكرير النفط أهمية خاصة نظراً لدورها في تأمين أكثر السلع أهمية في تسيير عجلة الاقتصاد الوطني، وعلى الرغم من الاهتمام الكبير الذي تحصل عليه صناعة التكرير في الدول العربية إلا أنها مازالت تواجه العديد من التحديات والصعوبات التي تنعكس سلباً على أدائها وربحيتها.

تهدف هذه الدراسة إلى إلقاء الضوء على أهم الملامح التي مرت بها صناعة تكرير النفط، والصعوبات التي اعترضت مسيرتها في الدول العربية، مع الإشارة إلى الإجراءات التي اتخذت لتمكين المصافي من التكيف مع تلك الصعوبات، وذلك لاستخلاص الدروس والعبر التي تمكن القائمين على هذه الصناعة من استشراف مستقبل صناعة التكرير، وتساعدهم على اختيار الحلول المناسبة لمواجهة الانعكاسات السلبية للتحديات والصعوبات التي تعترضها حالياً والمحتمل وقوعها في المستقبل.

تشتمل الدراسة على ثلاثة فصول، يتناول الفصل الأول أهم الملامح التي مرت على صناعة التكرير العربية منذ المراحل الأولى لتأسيسها، وأهم التغيرات التي طرأت عليها منذ فترة السبعينات، وذلك من حيث تطور كل من الطاقة التكريرية وعدد المصافي، إضافة إلى تطور العمليات التحويلية وعمليات المعالجة الهيدروجينية، وعمليات التهذيب بالعامل الحفاز، وعمليات الأزمرة والألكلة، مع الإشارة إلى العوامل التي ساهمت في تطويرها والصعوبات التي واجهتها إلى أن وصلت إلى الوضع الحالي.

يتناول الفصل الثاني أهم الخصائص العامة التي تميز صناعة تكرير النفط في الدول العربية، والتحديات التي تعترضها حالياً، والأسباب التي أدت إلى نشوء هذه التحديات، مع الإشارة إلى الفرص المتاحة، وأفضل السبل الممكنة لتعظيم الاستفادة من هذه الفرص في تحسين أداء المصافي وتعزيز قدرتها على مواجهة تلك التحديات.

وعلى الرغم من أهمية التطورات التي خضعت لها مصافي النفط في الدول العربية خلال العقود الثلاثة السابقة، إلا أن معظمها مازال يعاني من العديد من الصعوبات التي تؤدي إلى انخفاض ربحيتها وضعف قدرتها التنافسية، كارتفاع تكاليف التشغيل والصيانة، وضعف القدرة على الالتزام بمتطلبات المعايير البيئية الخاصة بإنتاج الوقود النظيف والحد من طرح الملوثات إلى البيئة، فضلاً عن عدم توافق تركيبة الإنتاج مع هيكل الطلب المحلي على المشتقات النفطية، وعجزها عن تلبية الطلب المتنامي على المشتقات النفطية في الأسواق المحلية.

من الأسباب الأخرى التي تؤدي إلى ضعف أداء صناعة التكرير العربية، قدم معظم المصافي، وعدم مواكبتها للتقنيات الحديثة، ونقص طاقة العمليات التحويلية التي تحول المخلفات الثقيلة إلى مشتقات خفيفة مرغوبة في الأسواق المحلية والدولية، إضافة إلى نقص طاقة عمليات تحسين مواصفات المشتقات التي تنتجها، كعمليات المعالجة الهيدروجينية، وعمليات التهذيب بالعامل الحفاز والأزمرة والألكلة.

ولمواجهة الانعكاسات السلبية المحتملة من هذه الصعوبات أعلنت العديد من الدول العربية

عن إعداد خطط لتطوير مصافي النفط القائمة، وإقامة مصاف جديدة لرفع الطاقة التكريرية. وعلى الرغم من الأهمية البالغة لهذه المشاريع إلا أن معظمها يعاني من صعوبات عديدة تحول دون تنفيذها باستثناء المشاريع التي قطعت مراحل هامة من عملية الإنجاز، أو المشاريع التي تتعلق بتحسين أداء المصافي القائمة.

أما الفصل الثالث فيتناول الخصائص التفصيلية لكل مصفاة من مصافي نفط الدول العربية، مع الإشارة إلى التطورات المستقبلية المتوقعة في ضوء الخطط المرسومة لتطوير وتوسيع هذه المصافي.

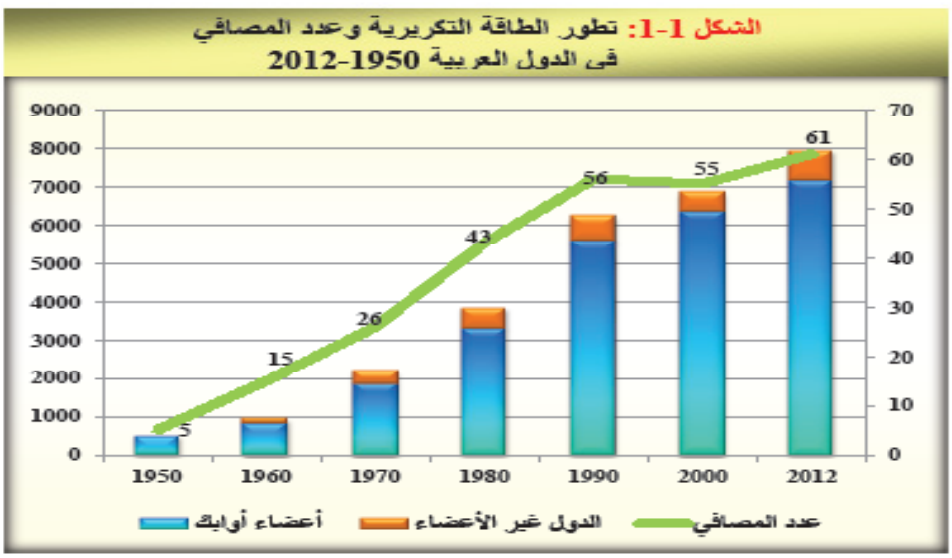
في الختام تستعرض الدراسة أهم التوصيات التي يمكن أن تساهم في تحسين أداء صناعة تكرير النفط في الدول العربية، أهمها:

- **الاستمرار في مشاريع تطوير المصافي الحالية بغية رفع نسبة العمليات التحويلية وعمليات المعالجة الهيدروجينية للمشتقات النفطية وعمليات تهذيب النافثا إلى المستويات المتبعة في العالم نظراً لأهمية ذلك في تحسين ربحية صناعة التكرير العربية، وإصلاح الفجوة بين هيكل الطلب المستقبلي على المشتقات النفطية وبين هيكل إنتاج المصافي.**
- **البحث عن سبل مواجهة مشكلة معدل نمو الطلب المرتفع على غاز البترول المسال من خلال الاستمرار في توجيه الاهتمام باستثمار حقول الغاز الطبيعي وتطوير مشاريع معالجة الغاز المصاحب، ومشاريع الاستفادة من غازات الشعلة في مصافي النفط.**
- **التوسع في إنشاء شبكات خطوط أنابيب نقل المشتقات النفطية لإتاحة فرصة تبادل الفائض بين الدول العربية، وتطوير موانئ التصدير، وإنشاء محطات تحميل وتفريغ لتتمكن من تصدير الفائض إلى الأسواق الخارجية.**
- **ضرورة تعزيز التعاون بين شركات تكرير النفط ومعاهد الأبحاث العلمية العربية لتطوير تقنيات عمليات التكرير، وخاصة العمليات التحويلية وعمليات المعالجة الهيدروجينية التي تمكن المصافي العربية من إنتاج مشتقات نفطية متوافقة مع المعايير البيئية المحلية والدولية.**
- **العمل على تحسين قدرة المصافي على تكرير أنواع مختلفة من النفط الخام الثقيل، وخاصة الحاوية على نسبة عالية من الكبريت.**

لمحة تاريخية

انطلقت صناعة تكرير النفط في الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) مع إنشاء أول مصفاة في مصر عام 1913، تبعتها مصفاة أخرى في شمال العراق عام 1927، ثم في البحرين عام 1936، وبعدها في السعودية عام 1945، والكويت عام 1949، وقد ساهم في بناء هذه المصافي شركات نفطية عالمية.

وفي عقد الخمسينات بدأت الحكومات العربية بإنشاء مصاف لحسابها الخاص أو مع شريك أجنبي، وذلك لتلبية الطلب المتنامي على المشتقات النفطية في الأسواق المحلية. واستمرت صناعة التكرير بالنمو خلال عقد الستينات والسبعينات لتواكب التطورات الاقتصادية السريعة التي شهدتها الدول العربية في تلك الفترة، وخاصة في دول الخليج العربي المصدرة للبترول، حيث وصل معدل الزيادة في إجمالي الطاقة التكريرية في الوطن العربي خلال عقد الستينات إلى حوالي 135.02%، ثم انخفضت وتيرة الزيادة خلال عقد السبعينات إلى نسبة 76.11%، واستمرت خلال الثمانينات بنسبة 61.86%، إلا أنها لم ترتفع خلال التسعينات إلا حوالي 10.13%، لكنها تحسنت خلال السنوات الأولى من القرن الواحد والعشرين، فوصلت نسبة الزيادة في بداية عام 2012 إلى حوالي 15.70% عما كانت عليه عام 2000، الشكل (1-1).



المصدر: أوابك، تقرير الأمين العام السنوي

1-1: تطورات صناعة التكرير العربية خلال عقدي الستينات والسبعينات

شهدت صناعة التكرير في الدول العربية خلال فترة الستينات والسبعينات من القرن المنصرم نمواً ملحوظاً، حيث بدأت كل دولة بتعزيز قدرتها على تأمين حاجة السوق المحلية من المشتقات النفطية. إلا أن معظم المصافي كانت تعاني في تلك الفترة من اعتمادها بشكل رئيسي على عمليات التقطير الابتدائي، باستثناء دول مجلس التعاون الخليجي، وجمهورية العراق، وجمهورية مصر العربية، والجمهورية العربية السورية، التي كانت تمتلك عمليات تحويلية. وفيما يلي أهم الخصائص التي تميزت بها صناعة التكرير العربية في عقدي الستينات والسبعينات:

- **الارتفاع الكبير في معدل نمو الطاقة التكريرية التصميمية لمصافي النفط في الدول العربية، حيث ارتفعت من (928 ألف ب/ي) عام 1960 إلى (2.18 مليون ب/ي) عام 1970، أي بزيادة نسبتها 135.02%. كما ارتفع عدد المصافي في الوطن العربي من 15 مصفاة (11 في الدول الأعضاء في أوابك + 4 في الدول غير الأعضاء) عام 1960 إلى 26 مصفاة (20 في الدول الأعضاء + 6 في الدول غير الأعضاء) عام 1970.**
- **تحسن وسطي الطاقة التكريرية لمصافي النفط في الدول العربية من (61.86 ألف ب/ي) عام 1960 إلى (83.88 ألف ب/ي) عام 1970، نتيجة إنشاء مصاف جديدة ذات طاقة تكريرية عالية.**
- **النمو السريع للطلب على المشتقات النفطية في الأسواق المحلية خلال تلك الفترة، بتأثير النهضة الاقتصادية والاجتماعية، وارتفاع أسعار النفط في الأسواق العالمية.**

يبين **الجدول (1-1)** تطور الطاقة التكريرية في مصافي النفط في الدول العربية خلال الستينات والسبعينات من القرن المنصرم.

الجدول 1-1: تطور الطاقة التكريرية في مصافي النفط العربية 1960-1970 (ألف ب/ي)

	1960			1970		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
الطاقة التكريرية	787	141	928	1844	337	2181
عدد المصافي	11	4	15	20	6	26
معدل طاقة المصفاة	71.54	35.25	61.87	92.2	56.16	83.88

المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير.

1-2: تطورات صناعة التكرير العربية خلال الثمانينات (فترة النضوج)

شهدت صناعة التكرير في الدول العربية نقلة نوعية خلال عقد الثمانينات من القرن المنصرم، جعلتها تحتل مكانة معتبرة في صناعة التكرير العالمية، ساهم في بزوغها عدة عوامل على المستوى الدولي والإقليمي، وكان من أهم معالم هذه النهضة قيام بعض الدول العربية ببناء مصاف جديدة، وتوسيع المصافي القائمة بحيث أصبح إجمالي إنتاج المشتقات النفطية يفوق معدل الطلب في الأسواق المحلية بمقدار الضعف، مما أدى إلى تحول العديد من هذه الدول إلى مصدر للمشتقات النفطية إلى الأسواق الخارجية.

حققت صناعة التكرير في الدول العربية تطوراً نوعياً في التوجه إلى زيادة التعقيد التكنولوجي للمصافي القائمة، من خلال إنشاء عمليات تحويلية جديدة، وعمليات معالجة هيدروجينية، وذلك لرفع معدل إنتاج المشتقات الخفيفة، وتحسين خصائص المنتجات النهائية، وقد أطلق المحللون على هذا العقد بأنه فترة نضوج صناعة التكرير العربية، حيث تم خلاله إنشاء عدة مصافي بطاقة تكريرية عالية، وقد تمكنت في تلك الفترة من منافسة مصافي العالم بسبب أدائها المتميز وحداثتها ومرونتها التشغيلية. وفيما يلي أهم الملامح التي ميزت صناعة التكرير العربية خلال فترة الثمانينات:

1-2-1: تطور الطاقة التكريرية في الثمانينات

ارتفعت الطاقة التكريرية لمصافي الدول العربية في هذه الفترة من 3.841 مليون ب/ي عام 1980 إلى 6.217 مليون ب/ي عام 1990 أي بزيادة قدرها 61.86% . وقد جاءت هذه الزيادة نتيجة تشغيل المصافي العملاقة التي بدأ العمل في إنشائها أواخر السبعينات، وهي مصفاتي ينبع والجبيل في المملكة العربية السعودية عام (1985)، ومصفاة صلاح الدين في جمهورية العراق (1982)، ومصفاة راس لانوف في دولة ليبيا (1985)، ومصفاة الرويس في دولة الإمارات العربية المتحدة (1981)، إضافة إلى دخول صناعة التكرير لأول مرة في دول جديدة مثل سلطنة عمان عام 1982، والجمهورية الموريتانية عام 1987.

ارتفع معدل الطاقة التكريرية للمصفاة في الدول العربية من 89.33 ألف ب/ي عام 1980 إلى 111.02 ألف ب/ي عام 1990، وذلك نتيجة دخول المصافي الجديدة ذات الطاقة التكريرية العالية مرحلة العمل في تلك الفترة. يبين **الجدول (1-2)** تطور الطاقة التكريرية وعدد المصافي في كل من الدول الأعضاء في أوابك وغير الأعضاء خلال فترة الثمانينات من القرن الماضي.

الجدول 1-2: تطور الطاقة التكريرية في مصافي النفط العربية 1980-1990 (ألف ب/ي)

	1980		1990	
	الطاقة التكريرية	عدد المصافي	الطاقة التكريرية	عدد المصافي
الإمارات	15	1	195	2
البحرين	280	1	280	1
تونس	34	1	34	1
الجزائر	518	5	518	5
السعودية	760	5	1914	9
سورية	240	2	240	2
العراق	352	8	684	9
قطر	12	1	62	1
الكويت	563	3	670	3
ليبيا	127	2	380	5
مصر	390	6	605	7
إجمالي أوابك	**3291**	**35**	**5582**	**45**
معدل طاقة المصفاة الواحدة (أوابك)	**94.02**		**124.04**	
الأردن	98	1	107	1
السودان	30	1	27	1
لبنان	52	2	52	2
عمان	0	0	62	1
الصومال	10	1	10	1
المغرب	170	2	170	2
موريتانيا	0	0	25	1
اليمن	190	1	200	2
إجمالي الدول العربية غير الأعضاء	**550**	**8**	**637**	**11**
معدل المصفاة الواحدة	**68.75**		**59.36**	
إجمالي الدول العربية	**3841**	**43**	**6217**	**56**
معدل طاقة المصفاة الواحدة (إجمالي الدول العربية)	**89.33**		**111.02**	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

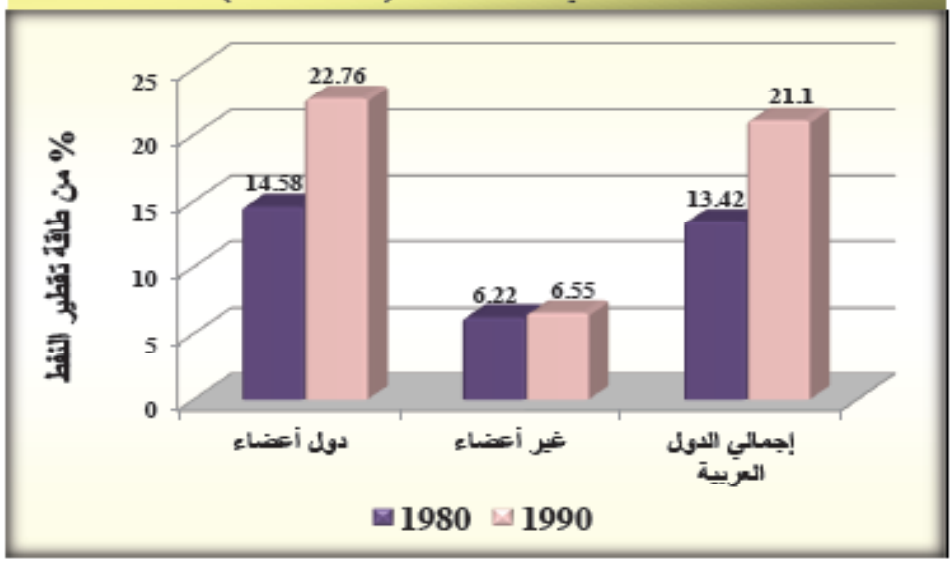
تعود الأسباب الرئيسية لارتفاع الطاقة التكريرية في الدول العربية إلى ما يلي:

- **رغبة الحكومات العربية في تنفيذ إستراتيجية الاعتماد على الذات في تصنيع النفط الخام من البئر حتى محطات التوزيع إلى المستهلك.**
- **الاستفادة من الخبرة العملية لكوادر التشغيل والصيانة وتحسن الاعتماد على العمالة العربية المدربة التي أصبحت قادرة على التعامل مع تقنيات التكرير المتطورة وإدارة المصافي بكفاءة عالية، مما أدى إلى تحول طبيعة عمل الشركات الأجنبية إلى التركيز أكثر على تقديم الخدمات الاستشارية.**
- **تحسين القيمة المضافة للنفط من خلال تحويله إلى منتجات بدلاً من تصديره كمادة خام.**
- **تنويع مصادر الدخل القومي بدلاً من الاعتماد الكلي على تصدير النفط الخام، حيث ارتفعت نسبة تصدير المشتقات النفطية من إجمالي الصادرات النفطية من 7% عام 1980 إلى 23% عام 1990، على الرغم من تراجع الطلب على المشتقات النفطية في الأسواق العالمية خلال تلك الفترة. كما توجهت بعض الدول مثل الكويت والسعودية والإمارات إلى امتلاك منشآت تكرير ونقل وتوزيع في أسواق أوروبا والولايات المتحدة الأمريكية، لضمان أسواق خارجية لمنتجاتها.**
- **تحسين مرونة مصافي النفط لتكرير النفوط الثقيلة المنتجة بدلاً من تصديرها، وتركزت هذه الحالة أكثر في دول مجلس التعاون الخليجي والعراق وسورية ومصر، أما دول المغرب العربي فكانت تكرر النفط الخام الخفيف الذي لا يحتاج في تلك الفترة إلى معالجة هيدروجينية عميقة، ويمكن تصديره إلى الأسواق الأوروبية المجاورة بسهولة.**

1-2-2: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في عقد الثمانينات

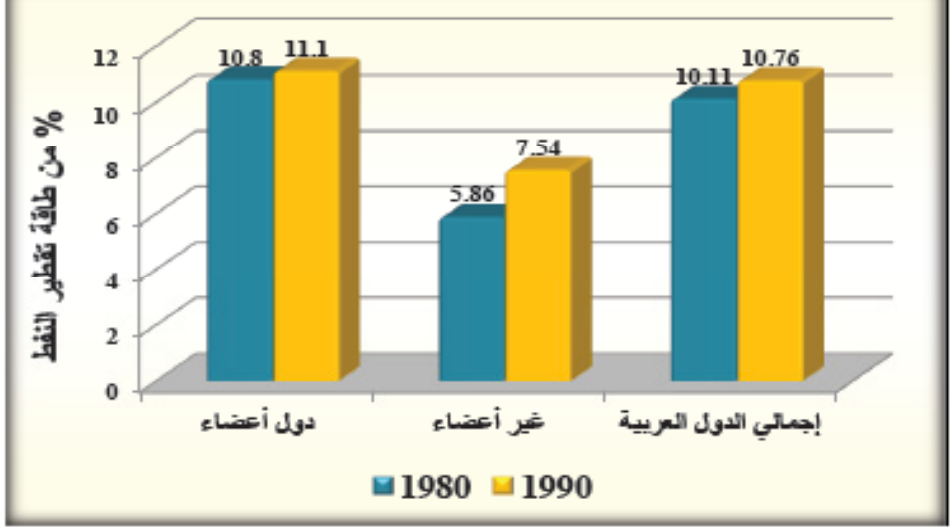
تحسنت مواصفات المنتجات النفطية في المصافي العربية خلال فترة الثمانينات لتواكب متطلبات التصدير إلى أسواق أوروبا والولايات المتحدة الأمريكية، حيث ارتفعت طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية بمعدل ثلاثة أضعاف تقريباً عن المستوى الذي كانت عليه في عقد السبعينات، فقد ارتفعت من 513.17 ألف ب/ي بنسبة 13.42% من طاقة تقطير النفط الخام في عام 1980 إلى 1312.2 ألف ب/ي بنسبة 21.11% من طاقة تقطير النفط الخام في عام 1990. كما ارتفعت طاقة عمليات التهذيب بالعامل الحفاز Catalytic Reforming من 386.63 ألف ب/ي بنسبة 10.11% من طاقة التقطير إلى 669.18 ألف ب/ي بنسبة 10.76% من طاقة التقطير في عام 1990، وذلك في إطار سعي المصافي العربية إلى تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين، إلا أن تحسين طاقة عمليات التهذيب لم يكن كافياً إلى المستوى الذي يمكن معظم المصافي العربية من التخلي عن استخدام رابع إيثيل الرصاص Tetra Ethyl Lead كمادة مضافة لتحسين الرقم الأوكتاني في الغازولين المنتج. أما العمليات التحويلية فقد ارتفعت في إجمالي الدول العربية من 320.15 ألف ب/ي بنسبة 8.37% من طاقة تقطير النفط الخام عام 1980 إلى 625.15 ألف ب/ي ونسبة 10.05% من طاقة تقطير النفط عام 1990. تبين **الأشكال (1-2)**، **(1-3)**، **(1-4)** تطور نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية وتهذيب النافثا والعمليات التحويلية في الدول الأعضاء وغير الأعضاء في أوابك وإجمالي الدول العربية في عقد الثمانينات (1980-1990).

الشكل 1-2: نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى تقطير النفط في الدول العربية (1980-1990)



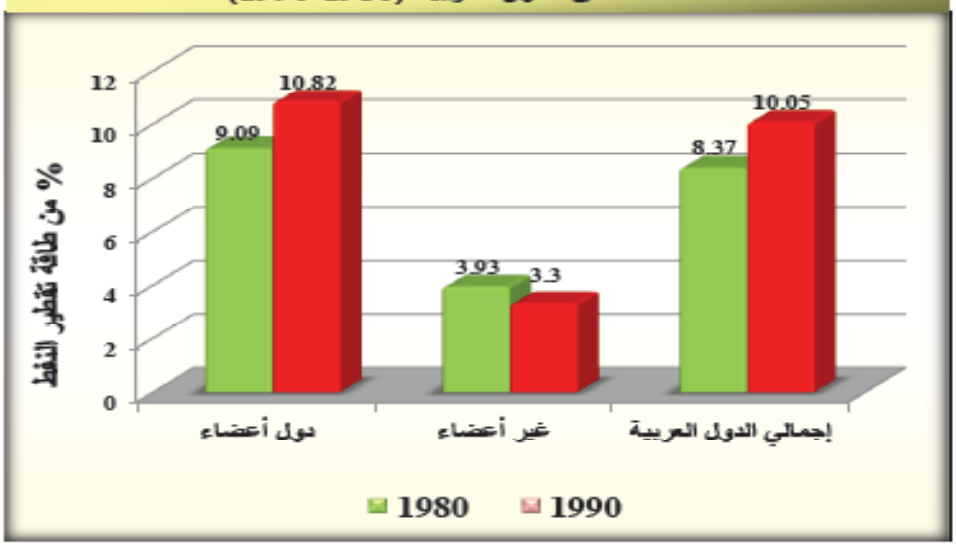
المصدر: أوبك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 1-3: تطور نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا إلى تقطير النفط فى الدول العربية (1980-1990)



المصدر: أوبك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 1-4: تطور نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى تقطير النفط في الدول العربية (1980-1990)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

ويبين **الجدول (1-3)** تطور طاقة عمليات التكرير في المصافي العربية خلال تلك الفترة.

الجدول 1-3: تطور التعقيد التكنولوجي للمصافي العربية 1980-1990 (ألف ب/ي)

العمليات	1980			1990		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
طاقة العمليات التحويلية	299.1	21.05	320.15	604.1	21.05	625.15
العمليات التحويلية/التقطير	%9.09	%3.93	%8.37	%10.82	%3.30	%10.05
طاقة المعالجة الهيدروجينية	479.97	33.2	513.17	1270.5	41.7	1312.2
معالجة هيدروجينية/ تقطير	%14.58	%6.04	%13.42	%22.76	%6.55	%21.11
طاقة عمليات تهذيب النافثا	355.33	31.3	386.63	619.88	49.3	669.18
تهذيب النافثا/ التقطير	%10.8	%5.86	%10.11	%11.10	%7.55	%10.76

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

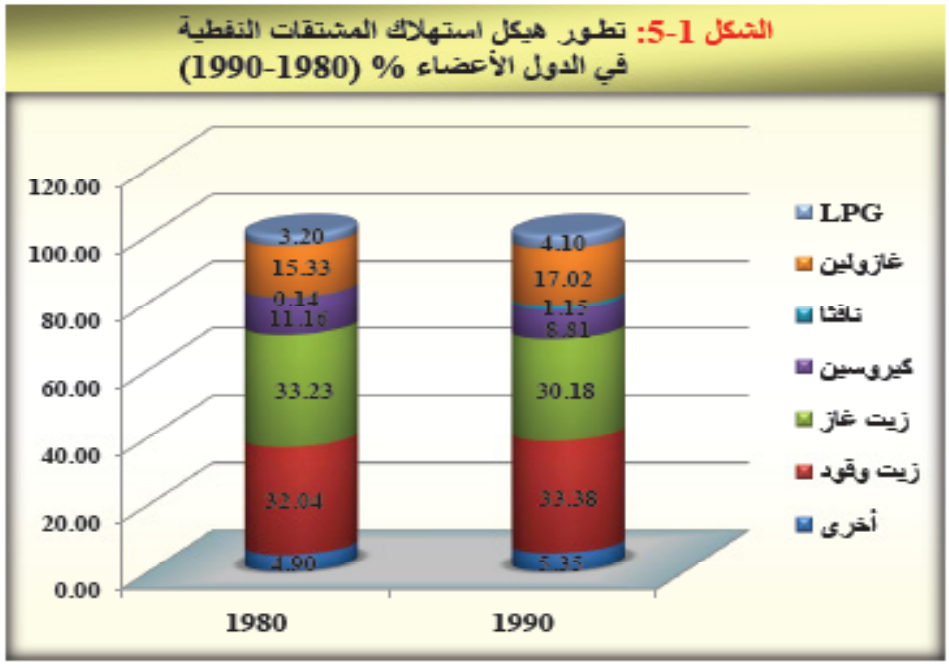
1-2-3: تطور الطلب على المشتقات النفطية

في بداية الثمانينات تصاعد الطلب المحلي على المشتقات النفطية نتيجة ارتفاع عدد المركبات وتحسن الطرق السريعة، متأثرة بفعاليات التنمية الواسعة التي نتجت عن الطفرة النفطية التي حدثت في السبعينات، حيث ارتفعت كمية الطلب على المنتجات النفطية من 1908.4 ألف ب/ي في عام 1980 إلى 2837.6 ألف ب/ي في عام 1990 بنسبة زيادة قدرها 48.69%. وتركزت الزيادة في منتج الغازولين فارتفعت نسبته من 15.73% من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية إلى 17.4% عام 1990، كما ارتفعت نسبة الطلب على غاز البترول المسال من 3.24% عام 1980 إلى 4.3% عام 1990. تبين **الأشكال (1-5)**، **(1-6)**، **(1-7)** تطور هيكل الطلب على المشتقات النفطية في الدول الأعضاء وغير الأعضاء وإجمالي الدول العربية خلال فترة الثمانينات. كما يبين **الجدولان (1-4)**، **(1-5)** تطور كمية ونسب الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية خلال تلك الفترة.

1-2-4: تطور إنتاج المشتقات في الثمانينات

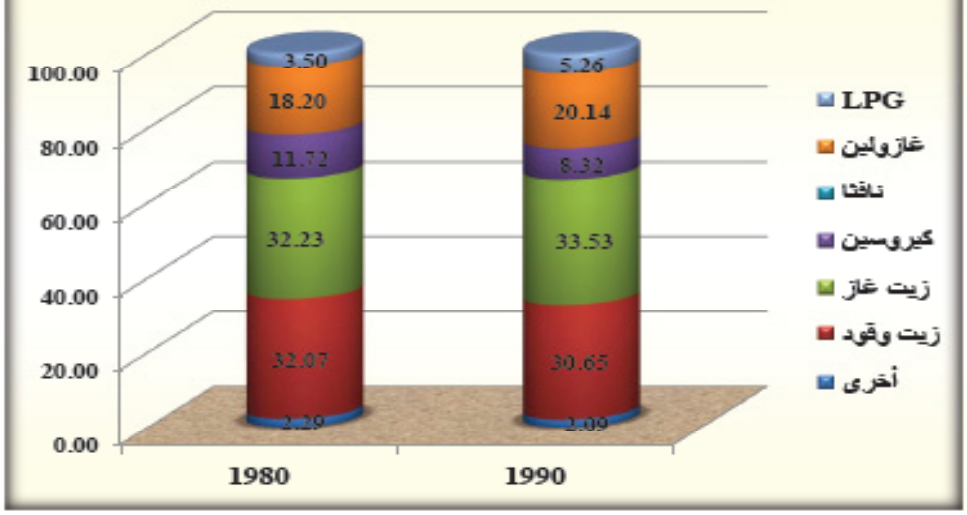
ساهم إنشاء المصافي الجديدة التي تميزت بارتفاع درجة تعقيدها التكنولوجي في توفير فائض في بعض المنتجات النفطية الصالحة للتصدير إلى الأسواق الخارجية فضلاً

الشكل 1-5: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء % (1980-1990)



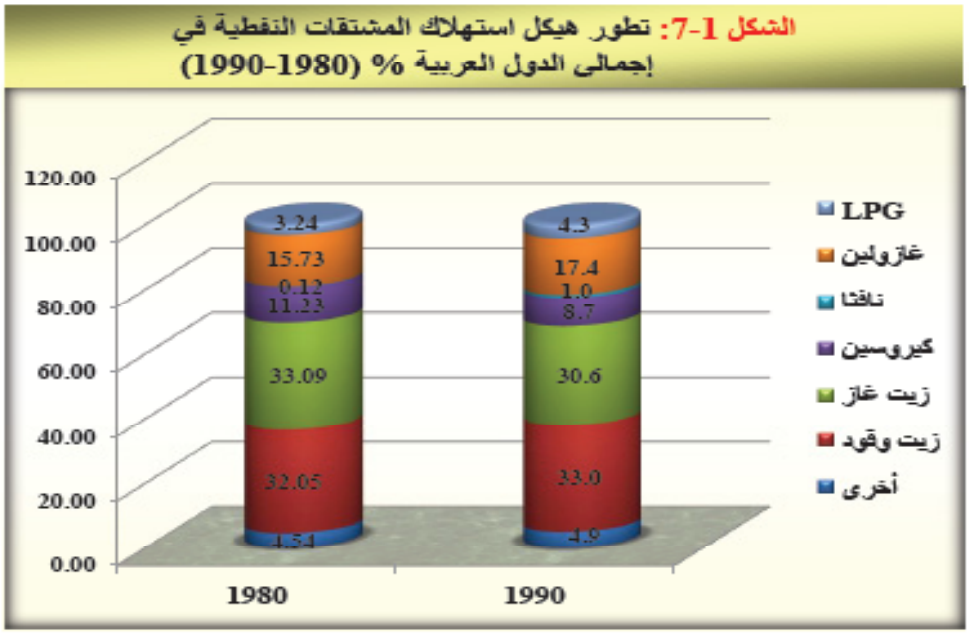
المصدر: تقارير الأمين العام

الشكل 1-6: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء % (1980-1990)



المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

الشكل 1-7: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية % (1980-1990)



المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

الجدول 1-4: تطور الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية 1980-1990 (ألف ب/ي)

المشتقات	1980			1990		
	الدول الأعضاء	غير الأعضاء	إجمالي الدول العربية	الدول الأعضاء	غير الأعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	52.48	9.37	61.86	101.10	19.51	120.61
غازولين	251.39	48.80	300.19	419.97	74.65	494.64
نافثا	2.33	0.00	2.33	28.39	0.00	28.39
كيروسين	182.98	31.43	214.41	217.29	30.84	248.13
زيت غاز	545.06	86.43	631.49	744.66	124.24	868.90
زيت وقود	525.54	86.02	611.55	823.56	113.58	937.14
أخرى	80.45	6.13	86.58	132.04	7.76	139.80
الإجمالي	1640.24	277.9	1908.41	2467.02	393.85	2837.61

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

الجدول 1-5: تطور هيكل الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية % (1980-1990)

المشتقات	1980			1990		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	3.20	3.50	3.24	4.10	5.3	4.3
غازولين	15.33	18.20	15.73	17.02	20.1	17.4
نافثا	0.14	0.00	0.12	1.15	0.00	1.0
كيروسين	11.16	11.72	11.23	8.81	8.3	8.7
زيت غاز	33.23	32.23	33.09	30.18	33.5	30.6
زيت وقود	32.04	32.07	32.05	33.38	30.6	33.0
أخرى	4.90	2.29	4.54	5.35	2.1	4.9

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

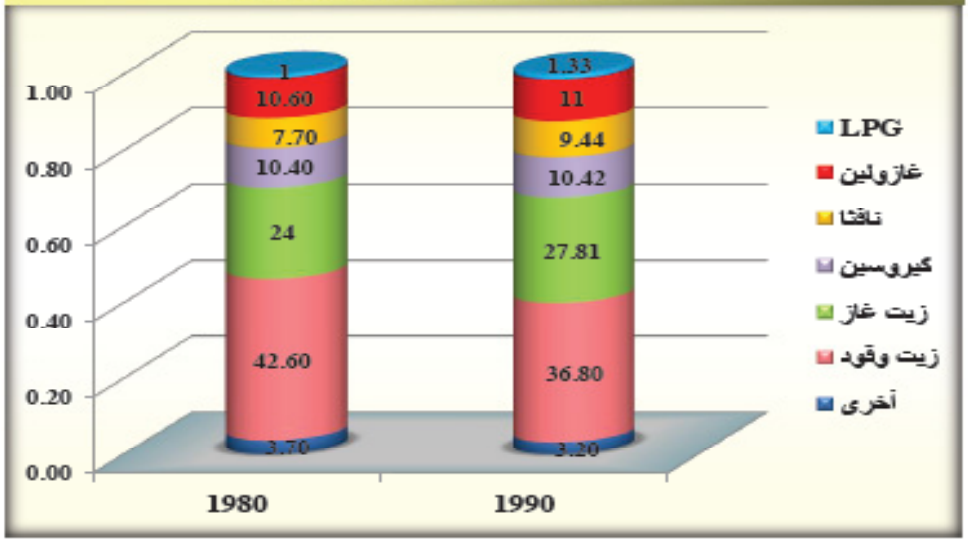
عن تخفيض نسبة إنتاج المصافي من زيت الوقود الثقيل نتيجة التوسع في طاقة العمليات التي تحول القطفات الثقيلة إلى مشتقات خفيفة عالية القيمة. فعلى الرغم من ارتفاع معدل النمو السنوي لطاقة التقطير الابتدائي خلال الثمانينات في المصافي العربية بمقدار 8.6%، وكان في الدول الأعضاء في أوابك 9.3% مقارنة مع الدول غير الأعضاء 4.3% إلا أن حصة إنتاج المشتقات الخفيفة (غاز البترول المسال، والنافثا، والغازولين، والكيروسين، وزيت الغاز والديزل) ارتفعت من 53.55% عام 1980 إلى 57% عام 1990، في الوقت الذي انخفضت فيه حصة إنتاج زيت الوقود من المصافي العربية من 42.6% عام 1980 إلى 37% عام 1990 خلال نفس الفترة. وكان هذا التغيير النوعي في هيكل الإنتاج واضحاً بشكل أكبر في مصافي الدول الأعضاء، حيث تم تخفيض نسبة إنتاج زيت الوقود من 42.6% عام 1980 إلى 36.8% عام 1990، وفي الدول غير الأعضاء انخفضت النسبة من 42.9% إلى 39.3% عام 1990.

تبين **الأشكال (1-8)، (1-9)، (1-10)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية، كما يبين **الجدولان (1-6)، (1-7)** تطور كمية وهيكل إنتاج المنتجات النفطية في كل من الدول الأعضاء وغير الأعضاء وإجمالي الدول العربية خلال فترة عقد الثمانينات (1980-1990).

من أهم التطورات الأخرى التي ظهرت في صناعة تكرير النفط العربية خلال عقد الثمانينات من القرن الماضي ما يلي:

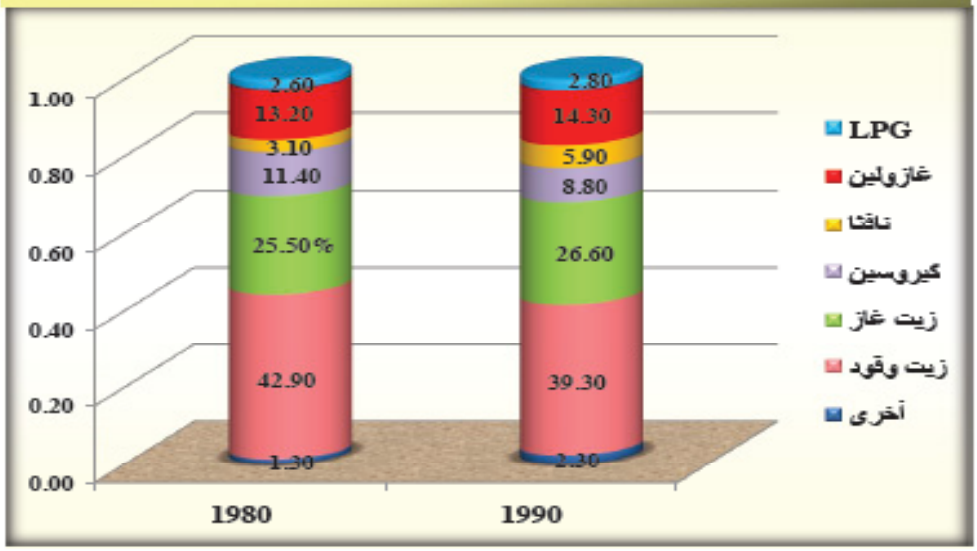
- **تحسن أداء المصافي من خلال إنشاء مصاف متطورة تحتوي على نسبة أعلى من العمليات التحويلية وعمليات المعالجة الهيدروجينية، إضافة إلى تخفيض الفاقد وترشيد استهلاك الطاقة، وذلك من خلال استغلال غازات الشعلة، وتحسين كفاءة التبادل الحراري في الوحدات الإنتاجية.**
- **تحسن نسبة استخدام طاقة تكرير مصافي الدول الأعضاء من 74% عام 1980 إلى 90% عام 1990، على الرغم من تدهور نسبة استخدام الطاقة التكريرية للمصافي في كل من أوروبا الغربية والولايات المتحدة واليابان، بسبب انخفاض الطلب على المشتقات النفطية على مستوى العالم، وخاصة مع بزوغ أزمة الركود في الاقتصاد العالمي، وبدء تدهور أسعار النفط في الأسواق العالمية في النصف الثاني من عقد الثمانينات.**
- **غياب آليات تفعيل التبادل التجاري بين الدول العربية في مجال المشتقات النفطية، على الرغم من وجود فائض في أنواع محددة من المشتقات في بعض الدول تمثل نقصاً بالنسبة للدول الأخرى. فعلى سبيل المثال، يوجد فائض من زيت الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي، بينما يوجد نقص في بعض الدول الأخرى مثل سورية وتونس ومصر، حيث تستورد زيت الغاز وغاز البترول المسال من مصادر أخرى غير عربية، وهذا ما جعل كل دولة تتخذ قرار إنشاء المصافي الجديدة اعتمادا على رؤيتها المحلية، دون النظر في إمكانية التكامل فيما بينها، مع التطلع إلى حركة الأسواق الدولية المجاورة.**

الشكل 1-8: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول الأعضاء % (1990-1980)



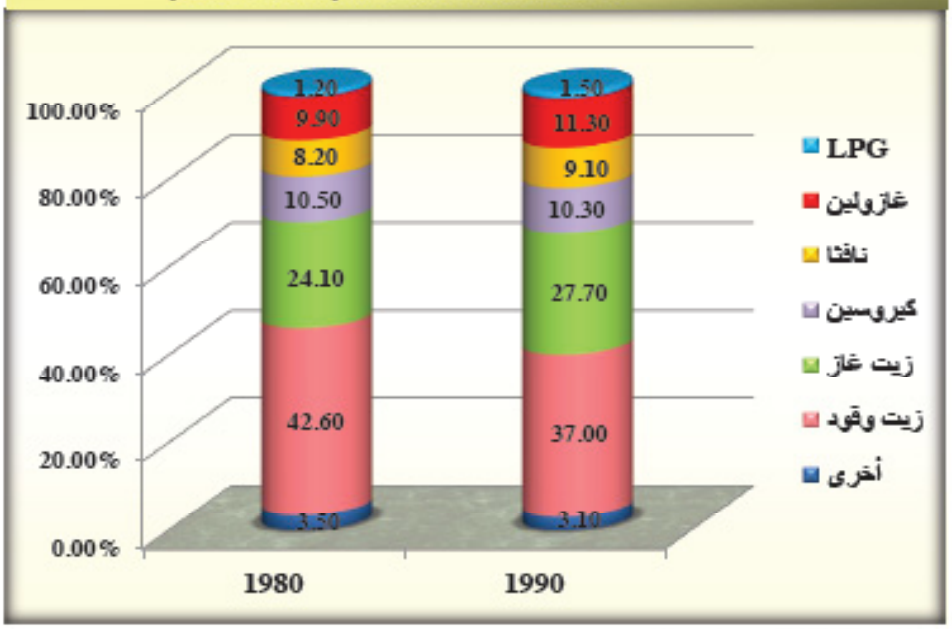
المصدر: أوبك، التقرير الإحصائي

الشكل 1-9: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء % (1990-1980)



المصدر: أوبك، التقرير الإحصائي

الشكل 1-10: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في إجمالى الدول العربية % (1980-1990)



المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

الجدول 1-6: تطور كمية إنتاج مصافي النفط العربية 1980-1990 (ألف ب/ي)

المشتقات	1980			1990		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالى الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالى الدول العربية
LPG	25	7.2	32.26	66.59	11.13	77.71
غازولين	236.4	36.6	272.94	543.99	56.26	600.25
نافثا	216.9	8.7	225.66	461.72	23.10	484.82
كيروسين	258.2	32	290.14	519.66	35.12	554.78
زيت غاز	592.3	70.7	663.07	1373.24	104.76	1478.00
زيت وقود	1051	119.1	1170.1	1815.38	154.51	1969.88
أخرى	91.4	3.6	95.01	158.68	8.97	167.65
الإجمالي	2379.8	274.3	2654.17	4780.58	384.88	5333.09

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

الجدول 1-7: تطور هيكل إنتاج مصافي النفط العربية % (1980-1990)

المشتقات	1980			1990		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	1	2.6	1.2	1.33	2.8	1.5
غازولين	10.6	13.2	9.9	11	14.3	11.3
نافثا	7.7	3.1	8.2	9.44	5.9	9.1
كيروسين	10.4	11.4	10.5	10.42	8.8	10.3
زيت غاز	24	25.5	24.1	27.81	26.6	27.7
زيت وقود	42.6	42.9	42.60	36.8	39.3	37.0
أخرى	3.7	1.3	%3.5	3.2	2.3	3.1

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

1-3: تطورات صناعة التكرير العربية خلال فترة التسعينات (1990-2000)

واجهت صناعة التكرير العربية في عقد التسعينات من القرن المنصرم العديد من الظروف الصعبة التي نتجت عن انعكاسات تدهور أسعار النفط الخام في النصف الثاني من عقد الثمانينات، والتي أدت إلى انحدار الطلب على المشتقات النفطية في الأسواق العالمية، مما انعكس على معدل نمو الطاقة التكريرية، حيث بلغت نسبة الزيادة 10.13% فقط، وتركز التوسع في الطاقة التكريرية في كل من دولة الإمارات العربية المتحدة، بإنشاء مصفاة الفجيرة بطاقة 77 ألف ب/ي، مع رفع الطاقة التكريرية لمصفاة أبو ظبي (أم النار) بمقدار 10 ألف ب/ي. وفي السودان تم إنشاء ثلاث مصاف صغيرة يبلغ إجمالي طاقتها التكريرية 18 ألف ب/ي. وفي جمهورية العراق مصفاة الصينية طاقتها 27 ألف ب/ي، وثلاث مصاف متنقلة طاقة كل منها 10 ألف ب/ي. يبين الجدول (1-8) المصافي التي أنشئت في عقد التسعينات في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في أوابك.

الجدول 1-8: مصافي النفط الجديدة في عقد التسعينات في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء

الدولة	اسم المصفاة	الطاقة التكريرية (ألف ب/ي)
الإمارات	الفجيرة	77
العراق	الصينية ومصافي متنقلة	57
السودان	أبو جابرة	2
السودان	الأبيض	10
السودان	الشجرة	6

المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

سجل في بعض الدول العربية إغلاق عدد من المصافي الصغيرة ذات الأداء المنخفض، مثل مصفاة أميناس في الجزائر، ومصفاة الخفجي، وميناء سعود في السعودية، وثلاث مصافي في العراق هي الوند والحبانية والسماوة، ومصفاتان في لبنان بسبب الدمار الذي لحقهما أثناء الحرب الأهلية، ومصفاة عراق-صوما في الصومال. يبين **الجدول (1-9)** المصافي التي توقفت في الدول الأعضاء وغير الأعضاء خلال عقد التسعينات.

الجدول 1-9: المصافي المغلقة في الدول العربية في عقد التسعينات

الدولة	اسم المصفاة	الطاقة التكريرية (ألف ب/ي)	تاريخ التوقف
العراق	السماوة	10	1992
	الوند	10	1993
	الحبانية	10	1994
لبنان	طرابلس	35	1993
	الزهراني	17	1993
الجزائر	عين أميناس	7	1990
السعودية	الخفجي	30	1990
	ميناء سعود	50	1990
الصومال	عراق-صوما	10	1993

المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

تميزت فترة التسعينات بالتوجه نحو تعزيز درجة تعقيد المصافي من خلال تطوير عمليات التحويل، وذلك بهدف تحسين الأداء، وتعظيم الربحية، وتعديل هيكل إنتاج المشتقات بما يتوافق مع التغير في هيكل الطلب في كل من الأسواق المحلية والعالمية، وتحسين الالتزام بمتطلبات التشريعات البيئية الخاصة بالحد من طرح الملوثات إلى البيئة وتخفيض نسب الشوائب في المشتقات النفطية. وفيما يلي أهم التطورات التي حدثت في صناعة التكرير العربية خلال هذه الفترة:

1-3-1: تطور الطاقة التكريرية

ارتفع إجمالي الطاقة التكريرية في الدول العربية من 6.235 مليون ب/ي عام 1990 إلى 6.847 مليون ب/ي، بنسبة زيادة قدرها 10.13%، وارتفع متوسط الطاقة التكريرية للمصفاة في الدول الأعضاء من 124.04 ألف ب/ي عام 1990 إلى 143.95 ألف ب/ي عام 2000، نتيجة إغلاق بعض المصافي الصغيرة الحجم. كما انخفض المعدل في الدول غير الأعضاء من 57.91 ألف ب/ي إلى 46.65 ألف ب/ي، بسبب إنشاء ثلاث مصاف صغيرة في السودان.

انخفض إجمالي عدد المصافي من 56 مصفاة (45 دول أعضاء +11 دول غير أعضاء) عام 1990 إلى 55 مصفاة (44 دول أعضاء +11 دول غير أعضاء) في عام 2000. يبين **الجدول (1-10)** تطور الطاقة التكريرية في الدول الأعضاء وغير الأعضاء في الفترة (1990-2000).

1-3-2: الأداء التشغيلي لمصافي النفط العربية في فترة التسعينات

خضعت مصافي النفط العربية في فترة التسعينات إلى عدة تطورات تناولت تحسين درجة التعقيد التكنولوجي، وإدخال التقنيات المتطورة التي تساعد على تحسين الأداء، إضافة إلى توسيع الطاقة التكريرية. كما أدخلت عمليات جديدة خلال السنوات الأخيرة من عقد الثمانينات مثل الأزمرة والألكلة، وذلك لرفع الرقم الأوكتاني للغازولين وتحسين مواصفاته، وتعويض النقص الذي نتج عن التوقف عن استخدام مركبات الرصاص التي تضاف إلى الغازولين لتحسين الرقم الأوكتاني.

- **تطور العمليات التحويلية**

ساهمت التطورات التي أدخلت على مصافي النفط في فترة التسعينات في رفع طاقة العمليات التحويلية التي تتكون من عمليات التكسير الحراري لمخلفات التقطير (تفحيم، وكسر لزوجة)، وعمليات التكسير الهيدروجيني، وعمليات التكسير بالعامل الحفاز المائع FCC، حيث ارتفعت طاقة هذه العمليات من 604.1 ألف ب/ي بنسبة 10.82% من طاقة تقطير النفط في مصافي الدول الأعضاء عام 1990، إلى 884.1 ألف ب/ي بنسبة 13.96% من طاقة التقطير عام 2000. أما في الدول غير الأعضاء فقد تراجعت من 21.05 ألف ب/ي بنسبة 3.3% من طاقة التقطير إلى 14.89 ألف ب/ي بنسبة 2.89% في عام 2000، وذلك بسبب توقيف مصفاتي

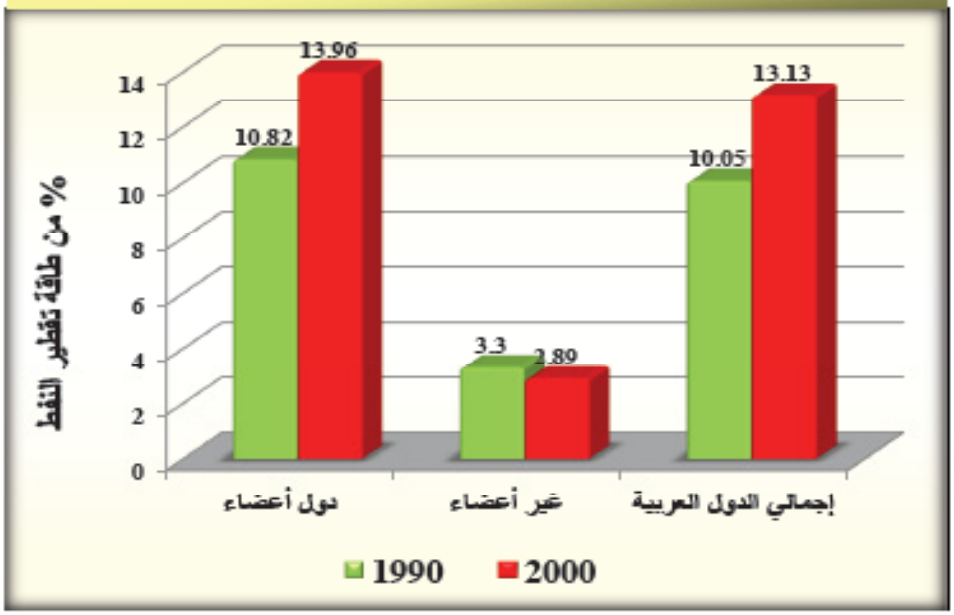
الجدول 1-10: تطور الطاقة التكريرية في مصافي النفط العربية 1990-2000 (ألف ب/ي)

	1990		2000	
	الطاقة التكريرية	عدد المصافي	الطاقة التكريرية	عدد المصافي
الإمارات	195	2	430	3
البحرين	280	1	267	1
تونس	34	1	34	1
الجزائر	518	5	570	4
السعودية	1914	9	1952	7
سورية	240	2	240	2
العراق	684	9	790	10
قطر	62	1	65	1
الكويت	670	3	936	3
ليبيا	380	5	380	5
مصر	605	7	669.8	7
إجمالي أوابك	**5582**	**45**	**6333.8**	**44**
معدل طاقة المصفاة الواحدة (أوابك)	**124.04**		**143.95**	
الأردن	98	1	90.4	1
السودان	25	1	41	4
لبنان	52	2	0	0
عمان	50	1	62	1
الصومال	10	1	0	0
المغرب	75	2	154.7	2
موريتانيا	25	1	25	1
اليمن	200	2	140	2
إجمالي الدول العربية غير الأعضاء	**635**	**11**	**513.1**	**11**
معدل المصفاة الواحدة	**57.91**		**46.65**	
إجمالي الدول العربية	**6235**	**56**	**6846.9**	**55**
معدل طاقة المصفاة الواحدة (إجمالي الدول العربية)	**111.05**		**124.49**	

المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

النفط في لبنان. أما في إجمالي الدول العربية فقد ارتفعت طاقة العمليات التحويلية من 884.1 ألف ب/ي ونسبة 10.05% من طاقة تقطير النفط إلى 898.95 ألف ب/ي بنسبة 13.13% من طاقة تقطير النفط في عام 2000. يبين **الشكل (1-11)** تطور طاقة العمليات التحويلية في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في فترة التسعينات.

الشكل 1-11: تطور نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة التقطير في مصافي النفط العربية (1990-2000)



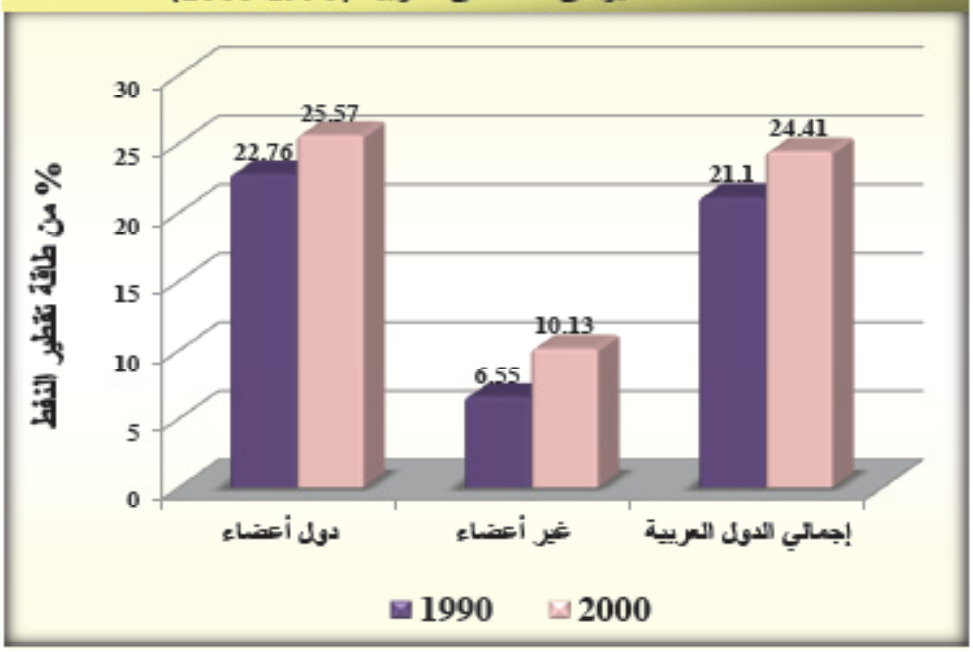
المصدر: تقرير قاعدة بيانات صناعة التكرير

- **تطور عمليات المعالجة الهيدروجينية**

لوحظ بشكل عام في فترة التسعينات استمرار تحسن طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية على مستوى الدول العربية ككل، حيث ارتفعت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط الخام في مصافي الدول الأعضاء في أوابك من1330.5 ألف ب/ي بنسبة 22.76% من طاقة تقطير النفط عام 1990 إلى 1619.5 ألف ب/ي بنسبة 25.57% من طاقة التقطير عام 2000، كما ارتفعت في الدول غير الأعضاء من 41.7 ألف ب/ي بنسبة 6.55% من طاقة التقطير عام 1990 إلى 52 ألف ب/ي بنسبة 10.13% من طاقة التقطير عام 2000. وفي إجمالي الدول العربية ارتفعت من 1372.2 ألف ب/ي

بنسبة 21.1% من طاقة التقطير إلى 1655.5 ألف ب/ي بنسبة 24.41% عام 2000. يبين **الشكل (1-12)** تطور نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في المصافي العربية في فترة التسعينات (1990-2000).

الشكل 1-12: تطور نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في المصافي العربية (1990-2000)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

- **تطور عمليات تحسين الرقم الأوكتاني**

ارتفعت طاقة عمليات التهذيب بالعامل الحفاز في المصافي العربية بشكل مضطرد لتحسين الرقم الأوكتاني للغازولين المنتج، كما تم إدخال عمليات جديدة في تسعينات القرن الماضي، مثل عمليات الأزمرة والألكلة التي تساعد المصافي على تلبية متطلبات المعايير الخاصة بمواصفات الغازولين، وخاصة بعد القرار الذي اتخذ بالتوقف عن إضافة مركبات الرصاص إلى الغازولين لرفع الرقم الأوكتاني نظراً لأضراره الخطيرة على صحة الإنسان والبيئة. حيث ارتفعت طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين (المؤلفة من عمليات تهذيب النافثا وعمليات الأزمرة والألكلة) في مصافي الدول الأعضاء من 619.88 ألف ب/ي بنسبة 11.1% من طاقة التقطير الابتدائي عام 1990 إلى 750.68 ألف ب/ي بنسبة 11.85% من طاقة تقطير النفط عام

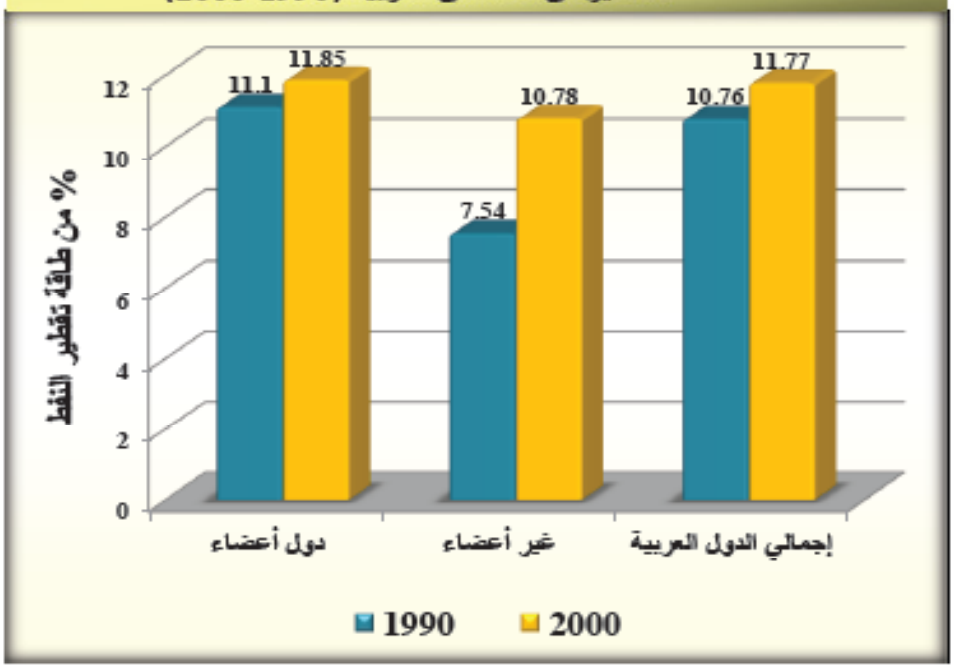
2000. وفي الدول غير الأعضاء ارتفعت من 49.3 ألف ب/ي بنسبة 7.55% عام 1990 إلى 55.3 ألف ب/ي بنسبة 10.78% من طاقة التقطير عام 2000. أما في إجمالي الدول العربية فقد ارتفعت عمليات تحسين الرقم الأوكتاني من 669.18 ألف ب/ي بنسبة 10.76% من طاقة التقطير عام 1990 إلى 805.98 ألف ب/ي بنسبة 11.77% من طاقة التقطير عام 2000. يبين **الشكل (1-13)** تطور نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا إلى طاقة التقطير في المصافي العربية في فترة التسعينات.

يبين **الجدول (1-11)** تطور طاقة عمليات التكرير في المصافي العربية في فترة التسعينات من القرن الماضي.

1-3-3: تطور الطلب على المشتقات النفطية في التسعينات

تابع هيكل الطلب على المشتقات في الدول العربية مساره الذي بدأه منذ عقد السبعينات من القرن الماضي باتجاه متوافق مع المنحى السائد في العالم، حيث يلاحظ أن حصة زيت الوقود من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية قد انخفضت في الدول الأعضاء من 33.38% عام

الشكل 1-13: تطور نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا إلى طاقة التقطير في المصافي العربية (1990-2000)



المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 1-11: تطور التعقيد التكنولوجي للمصافي العربية 1990-2000 (ألف ب/ي)

العمليات	1990			2000		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
طاقة العمليات التحويلية	604.1	21.05	625.15	884.1	14.89	898.95
العمليات التحويلية/التقطير	%10.82	%3.30	%10.05	%13.96	%2.89	%13.13
طاقة المعالجة الهيدروجينية	1330.5	41.7	1372.2	1619.5	52	1655.5
معالجة هيدروجينية/ تقطير	%22.76	%6.55	%21.10	%25.57	%10.13	%24.41
طاقة عمليات تهذيب النافثا	619.88	49.3	669.18	750.68	55.3	805.98
تهذيب النافثا/ التقطير	%11.10	%7.54	%10.76	%11.85	%10.78	%11.77

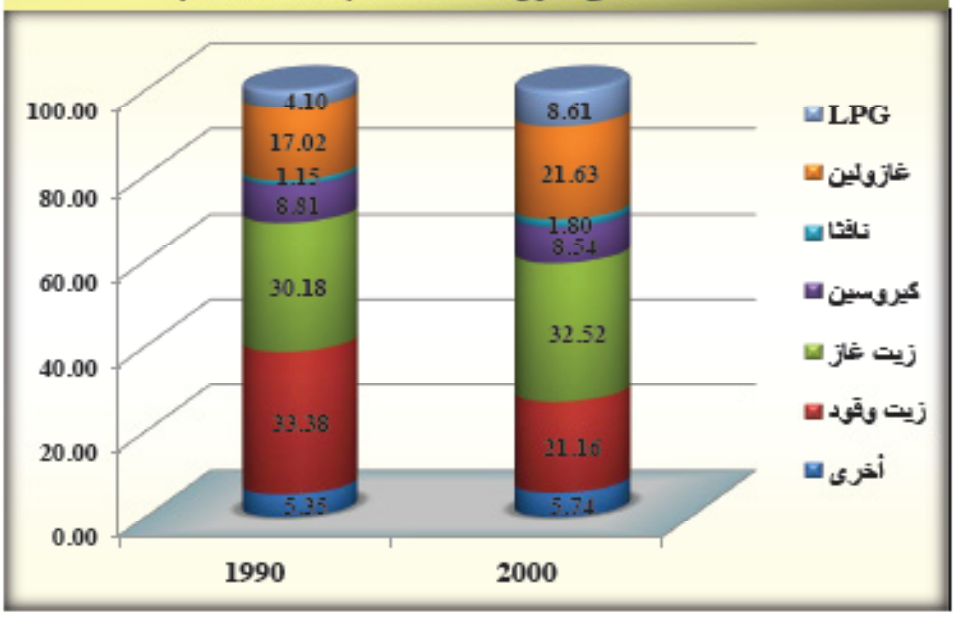
المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

1990 إلى 21.16% عام 2000، بينما ارتفعت حصة استهلاك زيت الغاز من 30.18% عام 1990 إلى 32.52% عام 2000. كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 17.02% عام 1990 إلى 21.63% عام 2000. يبين **الشكل (1-14)** تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء في فترة التسعينات.

في الدول غير الأعضاء انخفضت حصة استهلاك زيت الوقود من 30.65% عام 1990 إلى 26.36% عام 2000، بينما ارتفعت حصة استهلاك زيت الغاز من 33.53% عام 1990 إلى 33.60% عام 2000. كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 20.14% عام 1990 إلى 21.13% عام 2000. يبين **الشكل (1-15)** تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء في فترة التسعينات.

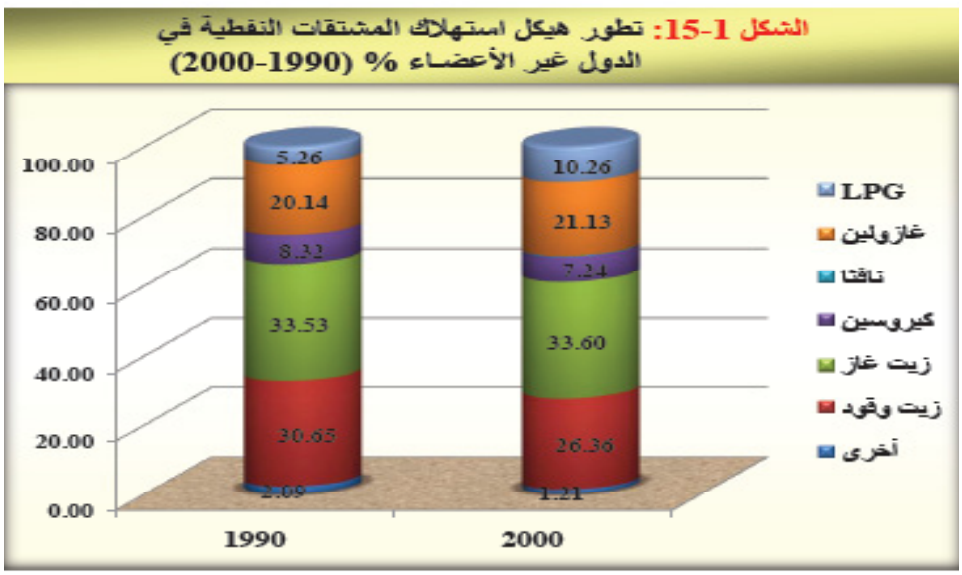
أما إجمالي الدول العربية فقد انخفضت حصة زيت الوقود من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية من 33% عام 1990 إلى 21.96% عام 2000، بينما ارتفعت نسبة استهلاك زيت الغاز من 30.6% عام 1990 إلى 32.69% عام 2000. كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 17.4% عام 1990 إلى 21.59% عام 2000. يبين **الشكل (1-16)** تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية في فترة التسعينات. كما يبين **الجدولان (1-12)، (1-13)** تطور كمية ونسب الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية خلال تلك الفترة.

الشكل 1-14: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء % (2000-1990)



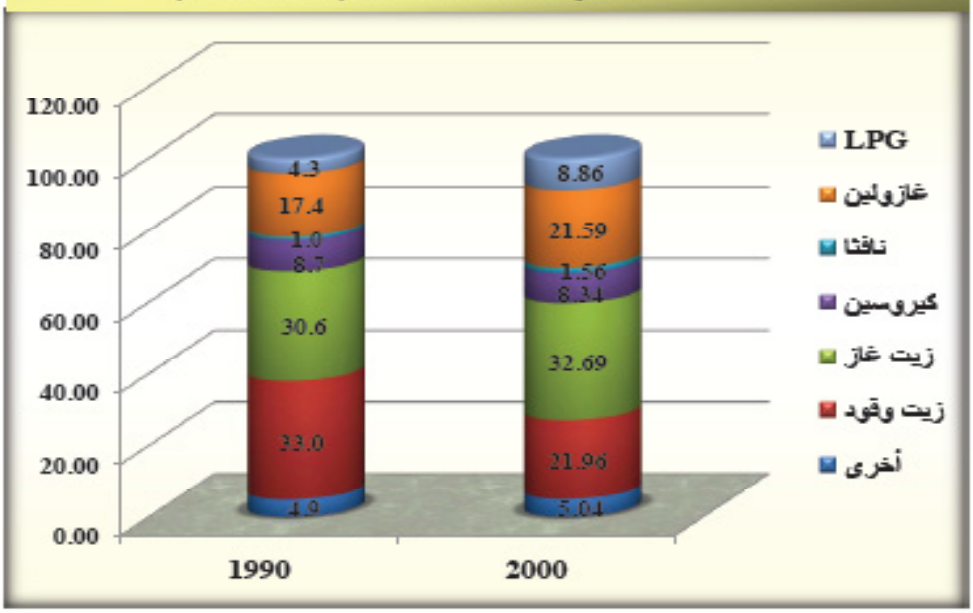
المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

الشكل 1-15: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء % (2000-1990)



المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

الشكل 1-16: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية % (1990-2000)



المصدر: أوابك- التقرير الإحصائي

الجدول 1-12: تطور استهلاك المشتقات النفطية في الدول العربية 1990-2000 (ألف ب/ي)

المشتقات	1990			2000		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	101.10	19.51	120.61	234	51	285.00
غازولين	419.97	74.65	494.64	588	105	694.00
نافتا	28.39	0.00	28.39	49	1.00	50.00
كيروسين	217.29	30.84	248.13	232	36	268
زيت غاز	744.66	124.24	868.90	884	167	1051.00
زيت الوقود	823.56	113.58	937.14	575	131	706.00
أخرى	132.04	7.76	139.80	156	6	162
الإجمالي	2467.02	393.85	2837.61	2718	497	3215

المصدر: أوابك- التقرير الإحصائي

الجدول 1-13: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول العربية % (1990-2000)

المشتقات	1990			2000		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	4.10	5.3	4.3	8.61	10.26	8.86
غازولين	17.02	20.1	17.4	21.63	21.13	21.59
نافتا	1.15	0.00	1.0	1.80	0.20	1.56
كيروسين	8.81	8.3	8.7	8.54	7.24	8.34
زيت غاز	30.18	33.5	30.6	32.52	33.60	32.69
زيت الوقود	33.38	30.6	33.0	21.16	26.36	21.96
أخرى	5.35	2.1	4.9	5.74	1.21	5.04

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

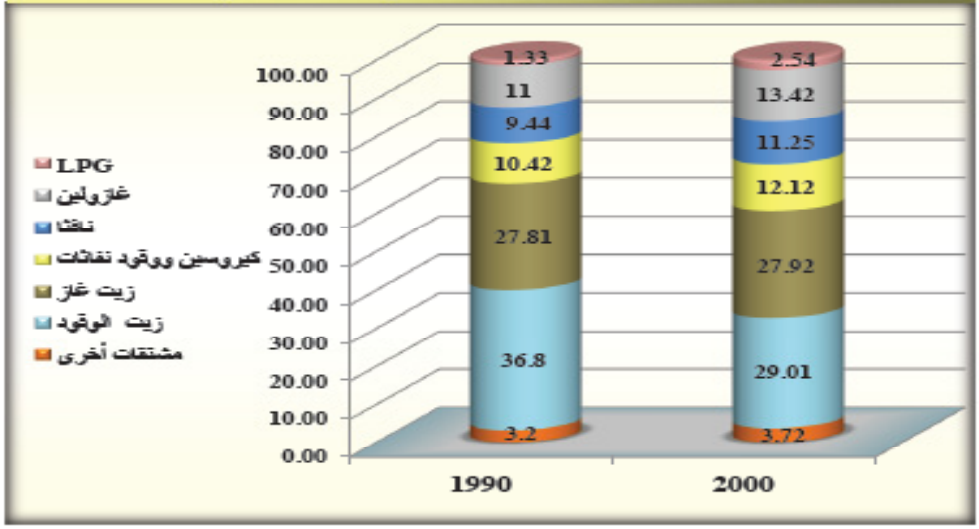
1-3-4: تطور هيكل الإنتاج في الدول العربية في التسعينات

نفذت بعض المصافي العربية في عقد التسعينات العديد من مشاريع التطوير التي تهدف إلى تعديل بنية عمليات التكرير، وذلك من خلال إنشاء عمليات تحويلية إضافية لتحويل زيت الوقود والقطفات الثقيلة الأخرى إلى مشتقات خفيفة، وإنشاء مصاف جديدة ذات درجة تعقيد تكنولوجي (نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة عمليات تقطير النفط الخام) أعلى من المعدلات التي كانت متبعة في عقد الثمانينات.

وقد أدت هذه الإجراءات إلى ارتفاع نسبة إنتاج زيت الغاز في مصافي الدول العربية الأعضاء من 27.81% عام 1990 إلى 27.92% عام 2000، وانخفاض نسبة إنتاج زيت الوقود من 36.8% إلى29.01%. كما ارتفعت نسبة إنتاج الغازولين من 10.42% عام 1990 إلى 12.12% عام 2000. يبين **الشكل (1-17)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في مصافي الدول الأعضاء خلال فترة التسعينات.

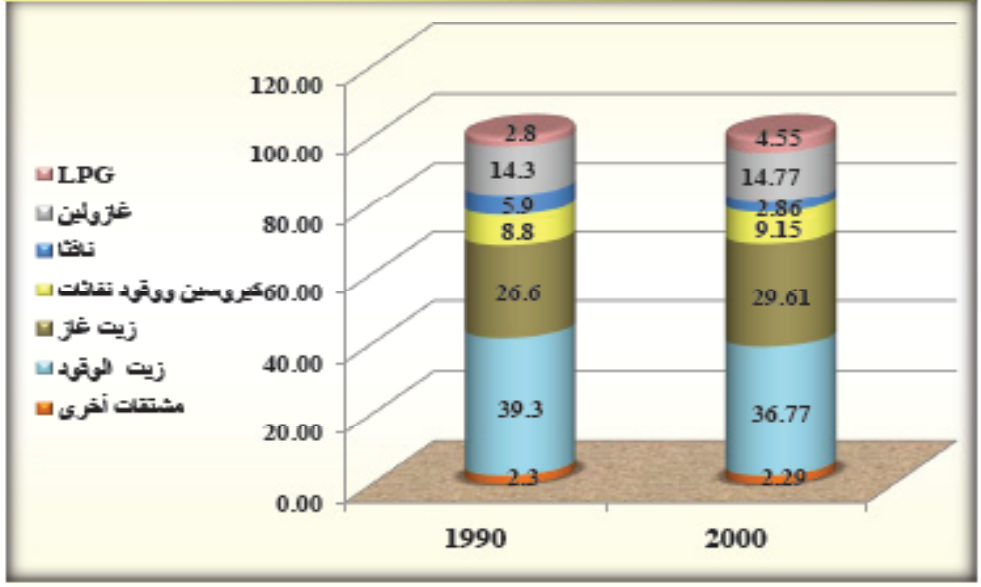
في الدول غير الأعضاء ارتفعت نسبة إنتاج زيت الغاز من 26.6% عام 1990 إلى 29.61% عام 2000، وانخفضت نسبة إنتاج زيت الوقود من 39.3% إلى 36.77%. كما ارتفعت نسبة إنتاج الغازولين من 14.3% عام 1990 إلى 14.77% عام 2000. يبين **الشكل (1-18)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في مصافي الدول غير الأعضاء خلال فترة التسعينات.

الشكل 1-17: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول الأعضاء % (2000-1990)



المصدر: تقرير الأمين العام الإحصائي

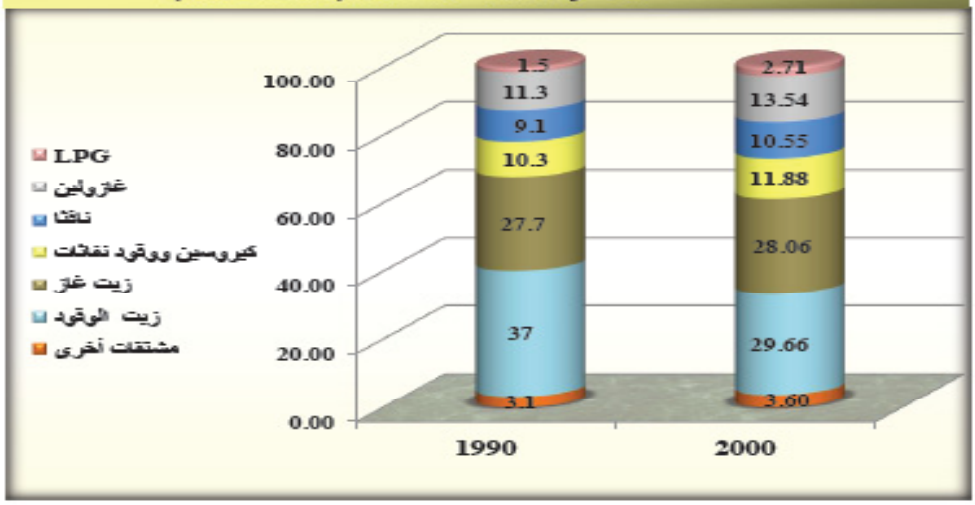
الشكل 1-18: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء % (2000-1990)



المصدر: تقرير الأمين العام الإحصائي

أما في إجمالي الدول العربية فقد ارتفعت نسبة إنتاج زيت الغاز من 27.7% عام 1990 إلى 28.06% عام 2000، وانخفضت نسبة إنتاج زيت الوقود من 37% إلى29.66%. كما ارتفعت نسبة إنتاج الغازولين من 11.3% عام 1990 إلى 13.54% عام 2000. يبين **الشكل (1-19)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية خلال فترة التسعينات. كما يبين **الجدولان (1-14)**، **(1-15)** تطور كمية ونسب الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية خلال تلك الفترة.

الشكل 1-19: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية % (1990-2000)



المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

الجدول 1-14: تطور إنتاج المشتقات النفطية في الدول العربية 1990-2000 (ألف ب/ي)

المشتقات	1990			2000		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	66.59	11.13	77.71	141.2	22.9	164.1
غازولين	543.99	56.26	600.25	745.4	74.3	819.7
نافثا	461.72	23.10	484.82	624.6	14.4	639
كيروسين	519.66	35.12	554.78	673.2	46	719.2
زيت غاز	1373.24	104.76	1478.00	1550.3	148.9	1699.2
زيت وقود	1815.38	154.51	1969.88	1611	184.9	1795.9
أخرى	158.68	8.97	167.65	206.7	11.5	218.2
الإجمالي	4780.58	384.88	5333.09	5552.4	502.9	6055.3

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

الجدول 1-15: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول العربية % (1990-2000)

المشتقات	1990			2000		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	1.33	2.8	1.5	2.54	4.55	2.71
غازولين	11	14.3	11.3	13.42	14.77	13.54
نافتا	9.44	5.9	9.1	11.25	2.86	10.55
كيروسين	10.42	8.8	10.3	12.12	9.15	11.88
زيت غاز	27.81	26.6	27.7	27.92	29.61	28.06
زيت وقود	36.8	39.3	37.0	29.01	36.77	29.66
أخرى	3.2	2.3	3.1	3.72	2.29	3.60

المصدر: تقارير الإحصائي

1-4: تطورات صناعة التكرير العربية في الفترة (2000-2012)

شهدت صناعة التكرير العربية في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين توجهاً نحو الإعلان عن مشاريع لتوسيع الطاقة التكريرية من خلال إنشاء مصاف جديدة، إضافة إلى مشاريع تحسين الأداء التشغيلي للمصافي القائمة من خلال رفع طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية لتحسين مواصفات المنتجات ورفع طاقة العمليات التحويلية لتحسين قدرة المصافي على إنتاج مشتقات خفيفة عالية القيمة على حساب المنتجات الثقيلة غير المرغوبة في الأسواق المحلية والخارجية، وتعزيز إمكانية تكرير أنواع ثقيلة من النفط الخام.

من أهم الصعوبات التي واجهت صناعة التكرير في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين أزمة الركود الاقتصادي العالمي، وما تبعه من تدهور أسعار النفط الخام، مما أدى إلى انحدار الطلب على المشتقات النفطية في الأسواق العالمية، وبالتالي تراجع العديد من الدول العربية عن تنفيذ خطط إنشاء مصاف جديدة.

1-4-1: تطور الطاقة التكريرية

تركزت تطورات الطاقة التكريرية خلال العقد الأول من القرن الحادي والعشرين في كل من دولة الأمارات العربية المتحدة بإنشاء مصفاة دبي بطاقة 120 ألف ب/ي، مع

الجدول 1-16: مصافي النفط الجديدة في عقد التسعينات في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء

الدولة	اسم المصفاة	الطاقة التكريرية (ألف ب/ي)
الإمارات	مصفاة دبي	120
الجزائر	أدرار	12.9
قطر	راس لفان	146
العراق	النجف	30
	أربيل	40
مصر	ميدور	100
السودان	الخرطوم	100
عمان	صحار	116

المصدر- أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

رفع الطاقة التكريرية لمصفاة الرويس بمقدار 280 ألف ب/ي. وفي الجزائر أنشئت مصفاة أدرار بطاقة 12.9 ألف ب/ي وفي دولة قطر مصفاة راس لفان، وفي العراق أنشئت مصفاتان، الأولى في النجف 30 ألف ب/ي، والثانية في أربيل بطاقة 40 ألف ب/ي، إضافة إلى توسيع طاقة بعض المصافي القائمة. وفي مصر بدأ تشغيل مصفاة ميدور في عام 2001 بطاقة 100 ألف ب/ي. وفي السودان تم إنشاء مصفاة الخرطوم بطاقة 100 ألف ب/ي. تميزت هذه المصافي بارتفاع درجة تعقيدها وقدرتها على إنتاج مشتقات متوافقة مع المعايير الدولية. كما سجل توقيف مصفاتين في السودان، هما الشجرة وأبو جابرة. يبين **الجدول (1-16)** المصافي التي أنشئت في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في أوابك.

كان ارتفاع معدل الطاقة التكريرية للمصفاة في إجمالي الدول العربية محدوداً، حيث ارتفع من 124.62 ألف ب/ي عام 2000 إلى 129.87 ألف ب/ي عام 2012. تركز الارتفاع في الدول غير الأعضاء من 46.65 ألف ب/ي عام 2000 إلى 70.19 ألف ب/ي عام 2012، وذلك نتيجة توقيف مصفاتين صغيرتين في السودان وتشغيل مصفاة الخرطوم ومصفاة صحار في عمان بطاقة تكريرية مرتفعة لكنها انخفضت في الدول الأعضاء من 143.95 ألف ب/ي عام 2000 إلى 142.99 ألف ب/ي عام 2012، وذلك بسبب تشغيل عدد من المصافي ذات الطاقة التكريرية المنخفضة في العراق والجزائر. ويبين **الجدول (1-17)** تطور الطاقة التكريرية في الدول الأعضاء وغير الأعضاء في الفترة (2000-2012).

الجدول 1-17: تطور الطاقة التكريرية في مصافي النفط العربية 2000-2012 (ألف ب/ي)

	2000		2012	
	الطاقة التكريرية	عدد المصافي	الطاقة التكريرية	عدد المصافي
الإمارات	430	3	690	4
البحرين	267	1	267	1
تونس	34	1	34	1
الجزائر	570	4	582.9	5
السعودية	1952	7	2107	7
سورية	240	2	240	2
العراق	790	10	860	12
قطر	65	1	283	2
الكويت	936	3	936	3
ليبيا	380	5	380	5
مصر	669.8	7	769.8	8
إجمالي أوابك	**6333.8**	**44**	**7149.7**	**50**
معدل طاقة المصفاة الواحدة (أوابك)	**143.95**		**142.99**	
الأردن	90.4	1	90.4	1
السودان	41	4	140	3
لبنان	0	0	0	0
عمان	62	1	222	2
الصومال	0	0	0	0
المغرب	154.7	2	154.7	2
موريتانيا	25	1	25	1
اليمن	140	2	140	2
إجمالي الدول العربية غير الأعضاء	**513.1**	**11**	**772.1**	**11**
معدل المصفاة الواحدة	**46.65**		**70.19**	
إجمالي الدول العربية	**6846.9**	**55**	**7921.8**	**61**
معدل طاقة المصفاة الواحدة (إجمالي الدول العربية)	**124.62**		**129.87**	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

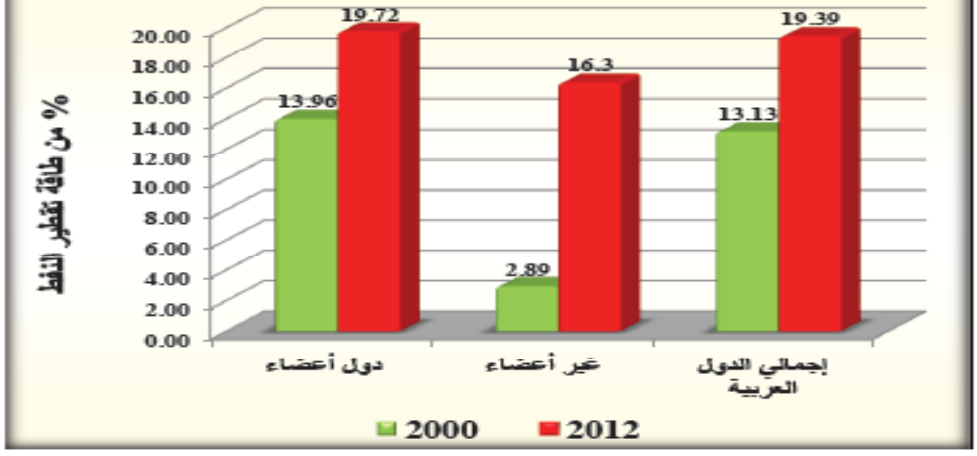
1-3-3: الأداء التشغيلي لمصافي النفط العربية في الفترة (2000-2012)

شهدت معظم مصافي النفط العربية في فترة العقد الأول من القرن الحادي والعشرين العديد من التطورات، تناولت توسيع الطاقة التكريرية، وتحسين درجة التعقيد التكنولوجي، وإدخال التقنيات المتطورة التي تساعد على تحسين الأداء، وذلك لرفع الرقم الأوكتاني للغازولين وتحسين مواصفاته، وتعويض النقص الذي نتج عن التوقف عن استخدام مركبات الرصاص التي تضاف إلى الغازولين لتحسين الرقم الأوكتاني.

- **تطور طاقة العمليات التحويلية**

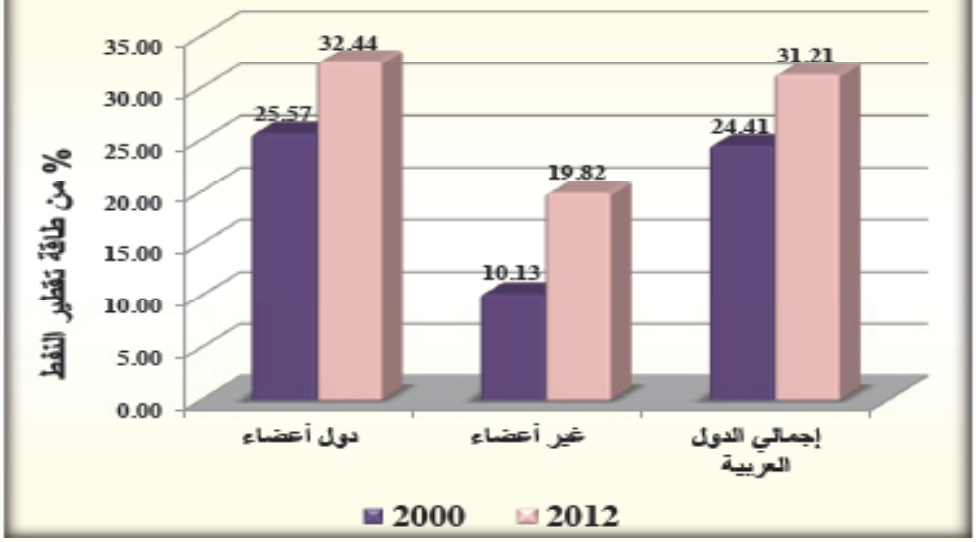
ساهمت التطورات التي أدخلت على مصافي النفط في رفع طاقة العمليات التحويلية التي تتكون من عمليات التكسير الحراري لمخلفات التقطير (تفحيم، وكسر لزوجة)، وعمليات التكسير الهيدروجيني، وعمليات التكسير بالعامل الحفاز المائع FCC، حيث ارتفعت طاقة هذه العمليات في مصافي الدول الأعضاء من 884.1 ألف ب/ي بنسبة 13.96% من طاقة تقطير النفط عام 2000 إلى 1409.9 ألف ب/ي بنسبة 19.72% من طاقة التقطير عام 2012. أما في الدول غير الأعضاء فقد ارتفعت من 14.47 ألف ب/ي بنسبة 2.89% إلى 125.85 ألف ب/ي بنسبة 16.3% في عام 2012. وفي إجمالي الدول العربية ارتفعت من 898.95 ألف ب/ي بنسبة 13.13% من طاقة التقطير عام 2000 إلى 1535.75 ألف ب/ي بنسبة 19.39% من طاقة التقطير في عام 2012. يبين **الشكل (1-20)** تطور طاقة العمليات التحويلية في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

الشكل 1-20: تطور نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة التقطير في مصافي النفط العربية (2000-2012)



المصدر: تقرير قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 1-21: تطور نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في المصافي العربية (2000-2012)



المصدر: قاعدة بيانات صناعة التكرير

- **تطور عمليات المعالجة الهيدروجينية**

استمر تحسن طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية على مستوى الدول العربية ككل، حيث ارتفعت في مصافي الدول الأعضاء من 1619.5 ألف ب/ي بنسبة 25.57% من طاقة تقطير النفط الخام من عام 2000 إلى 2319.5 ألف ب/ي ونسبة 32.44% من طاقة تقطير النفط عام 2012، كما ارتفعت في الدول غير الأعضاء من 52 ألف ب/ي بنسبة 10.13% عام 2000 إلى 153 ألف ب/ي ونسبة 19.82% من طاقة تقطير النفط عام 2012. وفي إجمالي الدول العربية ارتفعت من 1655.5 ألف ب/ي بنسبة 24.41% عام 2000 إلى 2472.5 ألف ب/ي بنسبة 31.21% من طاقة التقطير عام 2012. يبين **الشكل (1-21)** تطور نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في الفترة (2000-2012).

- **تطور عمليات تحسين الرقم الأوكتاني**

ارتفعت طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي الدول الأعضاء من 750.68 ألف ب/ي ونسبة 11.85% من طاقة تقطير النفط عام 2000 إلى 935.48 ألف ب/ي ونسبة 13.08% من طاقة التقطير عام 2012. أما في الدول العربية غير الأعضاء فقد ارتفعت من 55.3 ألف ب/ي بنسبة 10.78% عام 2000 إلى 111.3 ألف ب/ي بنسبة 14.42% من

طاقة التقطيرعام 2012. وفي إجمالي الدول العربية ارتفعت من 805.98 ألف ب/ي ونسبة 11.77% من طاقة التقطير عام 2000 إلى 1046.78 ألف ب/ي ونسبة 13.21% من طاقة التقطير عام 2012. يبين **الشكل (1-22)** تطور نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا إلى طاقة التقطير في المصافي العربية في الفترة (2000-2012). ويبين **الجدول (1-18)** تطور طاقة عمليات التكرير في المصافي العربية في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

الشكل 1-22: تطور نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا إلى طاقة التقطير في المصافي العربية (2000-2012)

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 1-18: تطور التعقيد التكنولوجي للمصافي العربية 2000-2012 (ألف ب/ي)

العمليات	2000			2012		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
طاقة العمليات التحويلية	884.1	14.47	898.95	1409.9	125.85	1535.75
العمليات التحويلية/التقطير	%13.96	%2.89	%13.13	%19.72	%16.30	%19.39
طاقة المعالجة الهيدروجينية	1619.5	52	1655.5	2319.5	153	2472.5
معالجة هيدروجينية/تقطير	%25.57	%10.13	%24.41	%32.44	%19.82	%31.21
طاقة عمليات تهذيب النافثا	750.68	55.3	805.98	935.48	111.3	1046.78
تهذيب النافثا/ التقطير	%11.85	%10.78	%11.77	%13.08	%14.42	%13.21

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 1-19: تطور استهلاك المشتقات النفطية في الدول العربية 2000-2011 (ألف ب/ي)

المشتقات	2000			2011		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	234	51	285.00	372.4	59.3	431.7
غازولين	588	105	694.00	1138	148.9	1286.9
نافثا	49	1.00	50.00	65.00	2.00	67
كيروسين	232	36	268	294.6	33.7	328.3
زيت غاز	884	167	1051.00	1633.8	229	1862.8
زيت الوقود	575	131	706.00	825.1	108.3	933.4
أخرى	156	6	162	80	6.4	86.4
الإجمالي	2718	497	3215	4408.9	587.6	4996.5

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

الجدول 1-20: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول العربية % (2000-2011)

المشتقات	2000			2011		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	8.61	10.26	8.86	8.45	10.09	8.64
غازولين	21.63	21.13	21.59	25.81	25.34	25.76
نافثا	1.80	0.20	1.56	1.47	0.34	1.34
كيروسين	8.54	7.24	8.34	6.68	5.74	6.57
زيت غاز	32.52	33.60	32.69	37.06	38.97	37.28
زيت الوقود	21.16	26.36	21.96	18.71	18.43	18.68
أخرى	5.74	1.21	5.04	1.81	1.09	1.73

المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

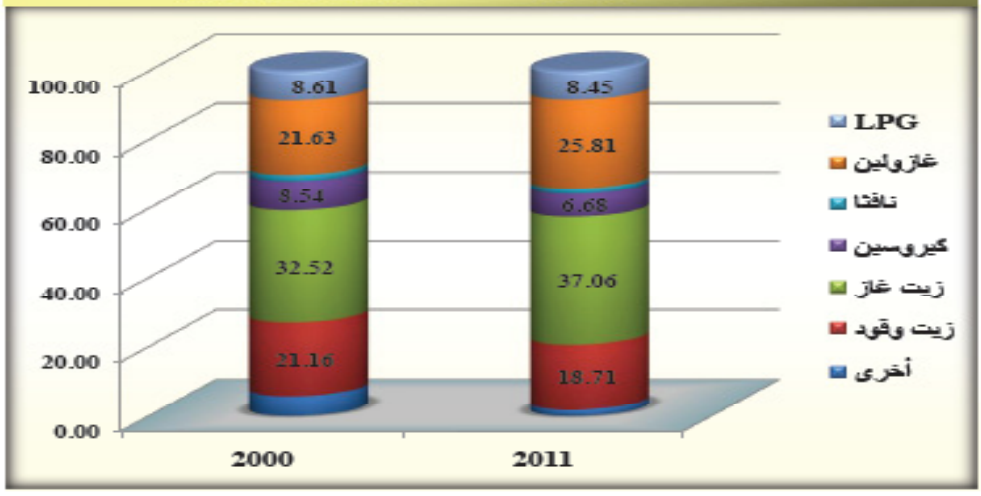
1-4-1: تطور الطلب على المشتقات النفطية في الفترة (2000-2012)

تابع نمو الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية مساره المتصاعد في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين، حيث ارتفعت كمية استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء من 2718 ألف ب/ي عام 2000 إلى 4408.9 ألف ب/ي عام 2011. وفي الدول غير الأعضاء ارتفع من 497 ألف ب/ي إلى 587.6 ألف ب/ي. وفي إجمالي الدول العربية ارتفعت الكمية من 3215 ألف ب/ي عام 2000 إلى 4996.5 ألف ب/ي عام 2011. ويبين **الجدول (1-19)** تطور استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء وغير الأعضاء في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين. كما يبين **الجدول (1-20)** تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء وغير الأعضاء في العقد الأول من تلك الفترة.

استمر هيكل الطلب على المشتقات في الدول العربية بالتوجه نحو انخفاض نسبة المشتقات الثقيلة، وارتفاع نسبة المشتقات الخفيفة كالغازولين والديزل.

انخفضت حصة زيت الوقود في الدول الأعضاء من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية من 21.16% عام 2000 إلى 18.71% عام 2011، بينما ارتفعت نسبة استهلاك زيت الغاز من 32.52% عام 2000 إلى 37.06% عام 2011. كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 21.63% عام 2000 إلى 25.81% عام 2011. يبين **الشكل (1-23)** تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

الشكل 1-23: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء % (2000-2011)

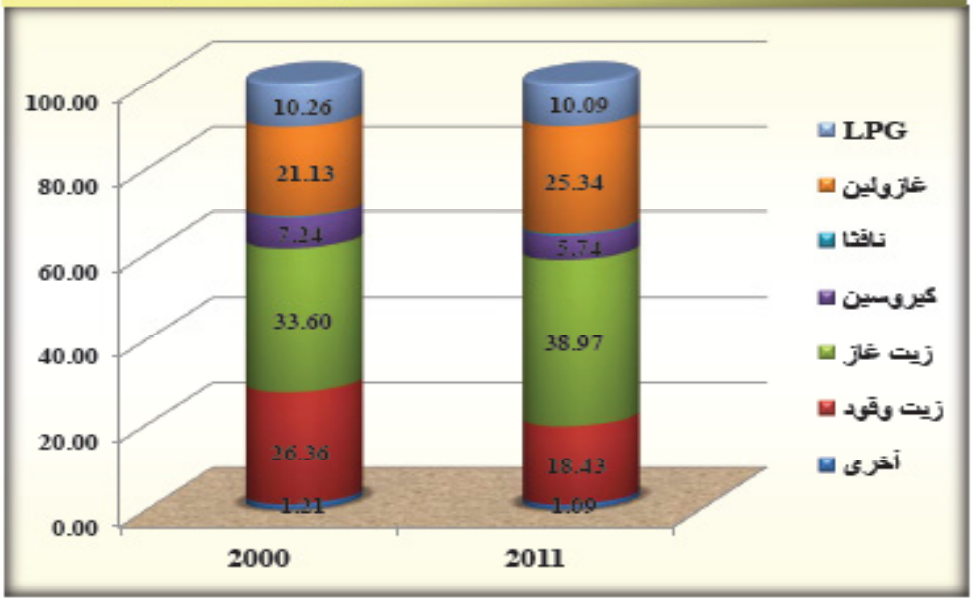


المصدر: تقرير التقرير الإحصائي

في الدول غير الأعضاء انخفضت حصة زيت الوقود من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية من 26.36% عام 2000 إلى 18.43% عام 2011، بينما ارتفعت نسبة استهلاك زيت الغاز من 33.6% عام 2000 إلى 38.97% عام 2011. كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 21.13% عام 2000 إلى 25.34% عام 2011. يبين **الشكل (1-24)** تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

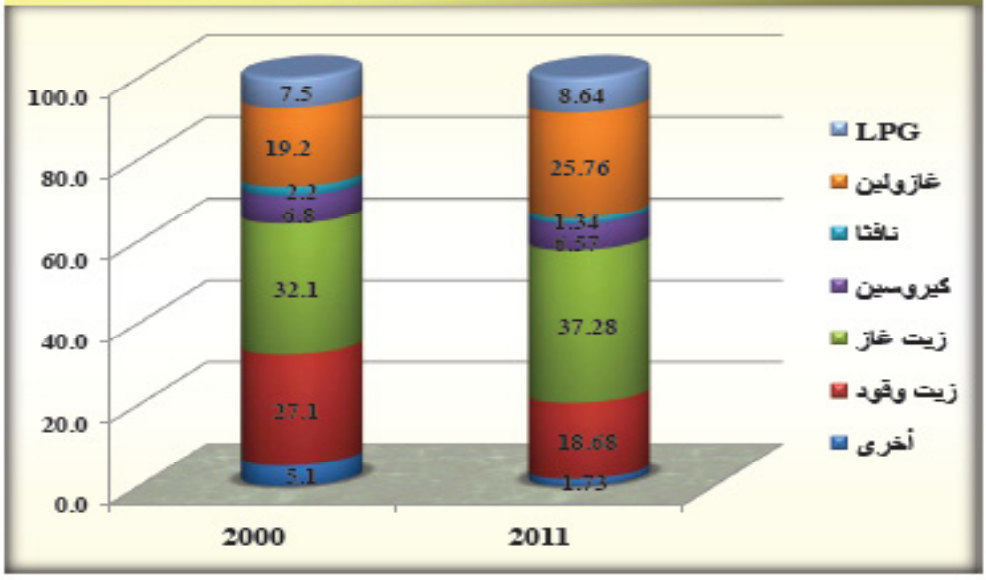
أما في إجمالي الدول العربية فقد انخفضت حصة زيت الوقود من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية من 27.1 % عام 2000 إلى 18.68 % عام 2011، بينما ارتفعت نسبة استهلاك زيت الغاز من 32.1% عام 2000 إلى 37.28 % عام 2011. كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 19.2 % عام 2000 إلى 25.76 % عام 2011. يبين **الشكل (1-25)** تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

الشكل 1-24: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء % (2011-2000)



المصدر: تقرير الإحصائي

الشكل 1-25: تطور هيكل استهلاك المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية % (2000-2011)



المصدر: تقرير الإحصائي

1-4-2: تطور هيكل الإنتاج في الدول العربية في الفترة (2000-2012)

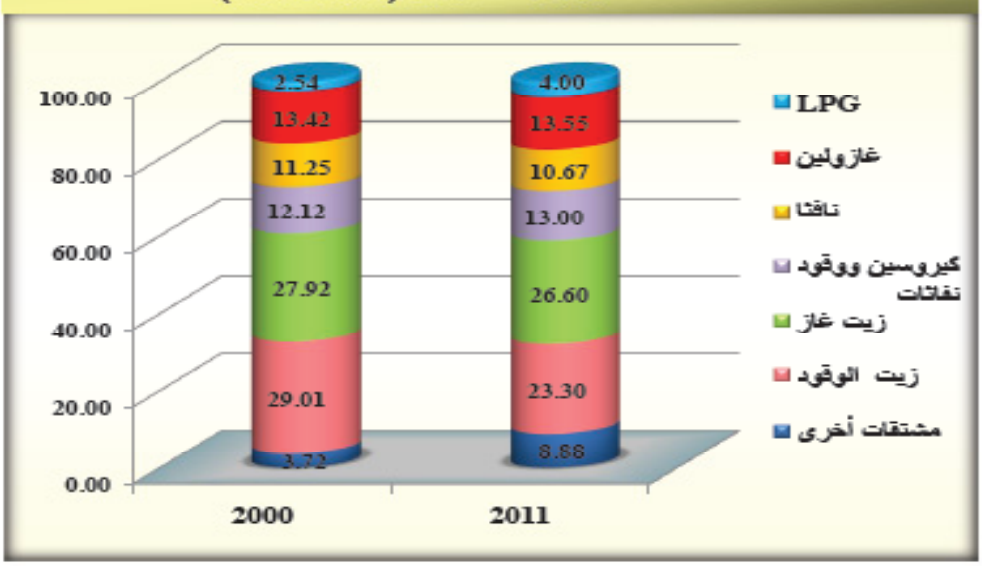
نفذت بعض المصافي العربية في عقد التسعينات العديد من مشاريع التطوير التي تهدف إلى تعديل بنية عمليات التكرير، وذلك من خلال الإجراءات التالية:

- إنشاء عمليات تحويلية إضافية لتحويل زيت الوقود والقطفات الثقيلة الأخرى إلى مشتقات خفيفة.
- إنشاء مصاف جديدة ذات درجة تعقيد تكنولوجي مرتفعة.

أدت هذه الإجراءات إلى ارتفاع نسبة إنتاج الغازولين من إجمالي المشتقات النفطية في الدول الأعضاء من 13.42 % عام 2000 إلى 13.55 % عام 2011، وانخفاض نسبة إنتاج زيت الوقود من 29.01 % عام 2000 إلى 23.3 % عام 2011. كما انخفضت نسبة إنتاج زيت الغاز من 27.92 % عام 2000 إلى 26.6 % عام 2011. ويبين **الشكل (1-26)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في مصافي الدول العربية في فترة العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

في الدول غير الأعضاء ارتفعت نسبة إنتاج الغازولين من 14.77% عام 2000 إلى 22.46% عام 2011، ويعود السبب في هذا الارتفاع الكبير إلى تشغيل مصفاة صحار في سلطنة عمان التي تعتمد على تكرير المتكثفات،

الشكل 1-26: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول الأعضاء % (2000-2011)



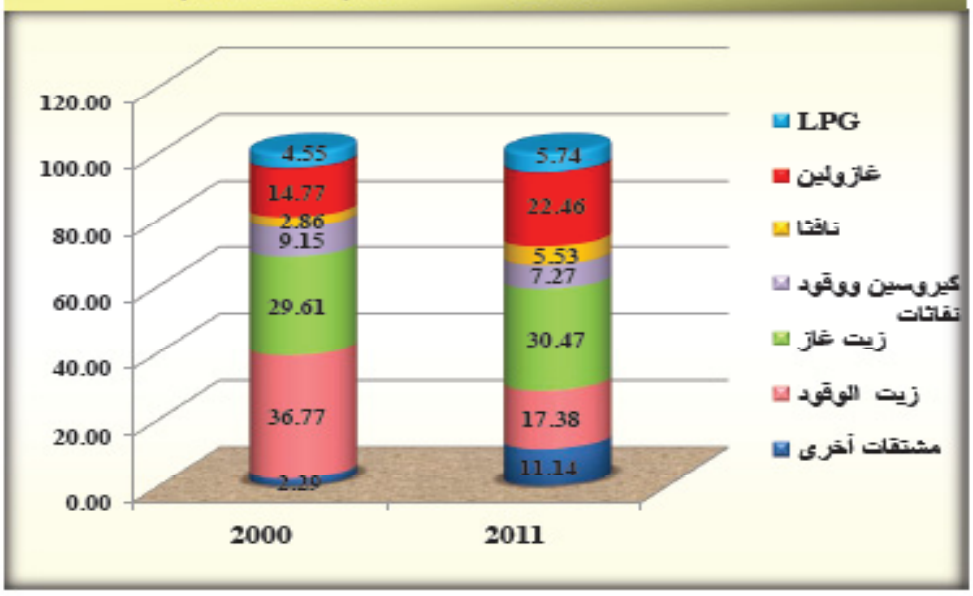
المصدر: تقرير الأمين العام

وتحتوي على وحدات تهذيب وأزمرة ذات طاقة إنتاجية عالية، إضافة إلى تطوير ورفع الطاقة التكريرية لمصفاة مينا الفحل. أما نسبة إنتاج زيت الوقود فقد انخفضت من 36.77% عام 2000 إلى 17.38% عام 2011، كما ارتفعت نسبة إنتاج زيت الغاز بشكل طفيف من 29.61% عام 2000 إلى 30.47% عام 2011. يبين **الشكل (1-27)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في مصافي الدول غير الأعضاء في فترة العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

وارتفعت نسبة إنتاج الغازولين في إجمالي الدول العربية من 13.54% عام 2000 إلى 14.4% عام 2011، وانخفضت نسبة إنتاج زيت الوقود من 29.66% عام 2000 إلى 22.75% عام 2011، كما انخفضت نسبة إنتاج زيت الغاز من 28.06% عام 2000 إلى 26.98% عام 2011. يبين **الشكل (1-28)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في مصافي الدول العربية في فترة العقد الأول من القرن الحادي والعشرين.

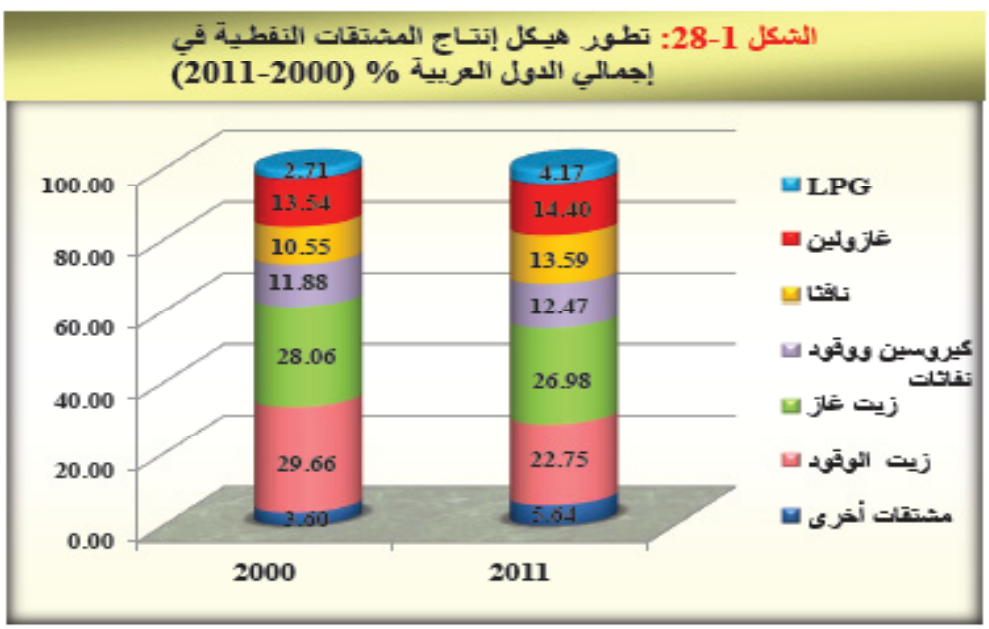
يبين **الجدول (1-21)** تطور كمية إنتاج مصافي الدول العربية من المشتقات النفطية في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين، كما يبين **الجدول (1-22)** تطور هيكل إنتاج مصافي الدول العربية من المشتقات النفطية في نفس الفترة.

الشكل 1-27: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء % (2000-2011)



المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

الشكل 1-28: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية % (2000-2011)



المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

الجدول 1-21: تطور إنتاج المشتقات النفطية في الدول العربية 2000-2011 (ألف ب/ي)

المشتقات	2000			2011		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	141.2	22.9	164.1	254.3	38.3	292.6
غازولين	745.4	74.3	819.7	861.3	149.8	1011.1
نافثا	624.6	14.4	639	678	36.9	715
كيروسين	673.2	46	719.2	826.6	48.5	875.1
زيت غاز	1550.3	148.9	1699.2	1690.7	203.2	1893.9
زيت وقود	1611	184.9	1795.9	1481.3	115.9	1597.2
أخرى	206.7	11.5	218.2	564.8	74.3	639.1
الإجمالي	5552.4	502.9	6055.3	6357	666.9	7024

المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

الجدول 1-22: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في الدول العربية % (2000-2011)

المشتقات	2000			2011		
	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية	دول أعضاء	دول غير أعضاء	إجمالي الدول العربية
LPG	2.54	4.55	2.71	4.00	5.74	4.17
غازولين	13.42	14.77	13.54	13.55	22.46	14.39
نافثا	11.25	2.86	10.55	10.67	5.53	10.18
كيروسين	12.12	9.15	11.88	13.00	7.27	12.46
زيت غاز	27.92	29.61	28.06	26.60	30.47	26.96
زيت وقود	29.01	36.77	29.66	23.30	17.38	22.74
أخرى	3.72	2.29	3.60	8.88	11.14	9.10

المصدر: أوابك التقرير الإحصائي

1-5: الاستنتاجات

مما تقدم نستنتج أن صناعة التكرير في الدول العربية قد شهدت تطورات ملحوظة في العقود الماضية، وفيما يلي أهم الملامح العامة والأهداف الرئيسية لهذه التطورات ما يلي:

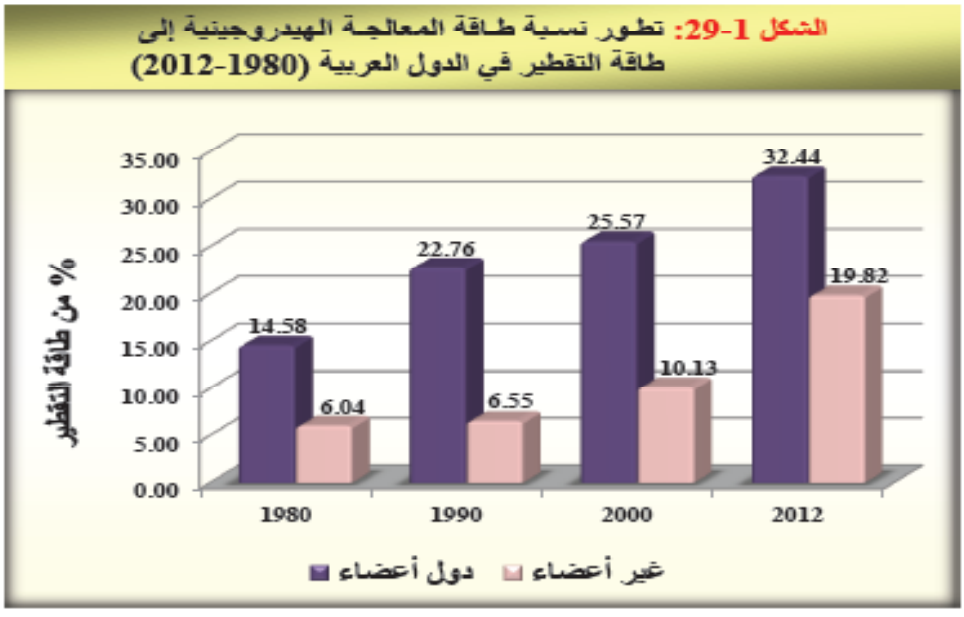
1-5-1: تحسين مواصفات المنتجات النفطية

بدأ اهتمام مصافي النفط في الدول العربية بتحسين مواصفات المنتجات النفطية في مطلع الثمانينات، في إطار التوجهات العالمية نحو إصدار التشريعات التي تحد من طرح الملوثات إلى البيئة، والدعوة إلى إنتاج الوقود النظيف، ولتحقيق هذا الهدف حرصت المصافي العربية على توسيع طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية التي تساعد على نزع الشوائب الكبريتية الضارة بالبيئة، حيث ارتفعت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط الخام في مصافي الدول الأعضاء من 14.85% عام 1980 إلى 32.44% عام 2012. وفي الدول العربية غير الأعضاء ارتفعت النسبة من 6.04 عام 1980 إلى 19.82% عام 2012. تختلف نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط الخام من مصفاة لأخرى، ومن دولة لأخرى بتأثير عوامل عديدة، أهمها:

- مواصفات ونوع النفط الخام المكرر، ونسبة احتوائه على المركبات الكبريتية والشوائب الأخرى.
- المعايير المطلوب الالتزام بها في تحديد خصائص المشتقات التي تنتجها المصفاة.
- ميزان فائض وعجز المشتقات في السوق المحلية، وفيما إذا كانت المنتجات معدة للاستهلاك المحلي أو للتصدير، حيث تضطر المصفاة إلى الالتزام بمتطلبات العقود الموقعة مع العميل.

يبين **الشكل (1-29)** تطور نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط الخام في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء خلال الفترة 1980-2012.

الشكل 1-29: تطور نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في الدول العربية (1980-2012)

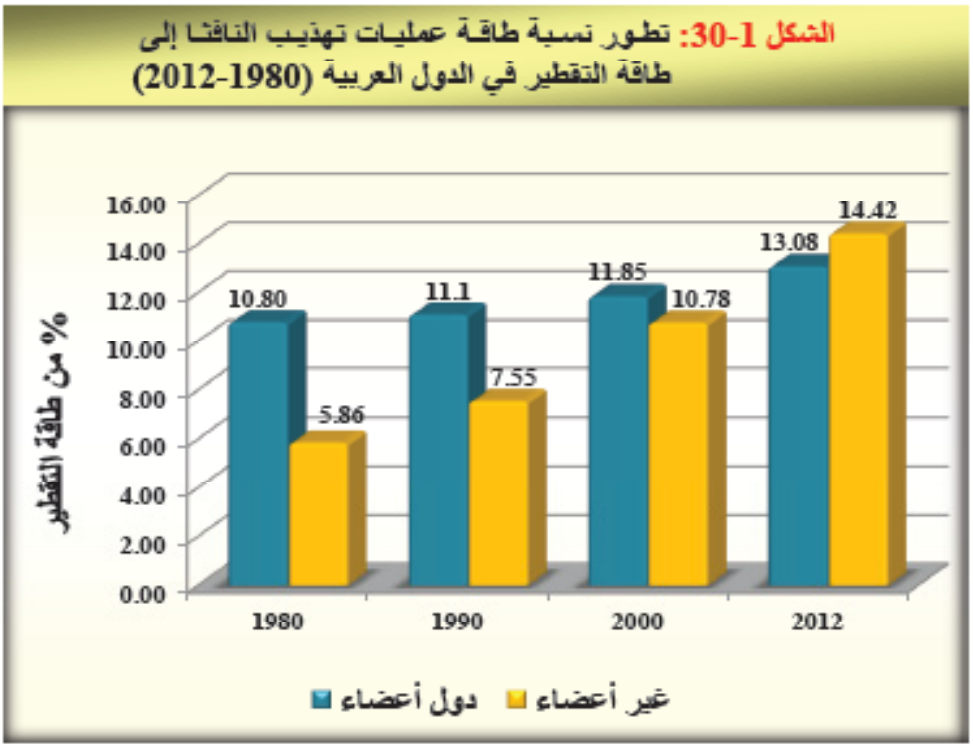


المصدر: تقرير قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما شهدت المصافي العربية تطوراً ملحوظاً في توسيع طاقة عمليات تهذيب النافثا بالعامل الحفاز لتحسين الرقم الأوكتاني للغازولين بما يتوافق مع متطلبات المعايير الخاصة بمواصفات المنتجات النفطية، حيث ارتفعت النسبة في الدول الأعضاء من 10.18% عام 1980 إلى 13.8% في عام 2012، كما ارتفعت في الدول العربية غير الأعضاء من 5.86% عام 1980 إلى 14.42% عام 2012. يبين **الشكل (1-30)** تطور نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا إلى طاقة تقطير النفط في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء خلال الفترة 1980-2012.

على الرغم من التحسن الملحوظ في نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية وتهذيب النافثا في مصافي نفط الدول العربية خلال العقود الأربعة الماضية إلا أن معظم المصافي مازالت تعاني من عدم القدرة على مواكبة متطلبات المعايير الدولية الخاصة بمواصفات المشتقات النفطية، باستثناء المصافي المخصصة للتصدير في البحرين والسعودية ومصر والإمارات.

الشكل 1-30: تطور نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا إلى طاقة التقطير في الدول العربية (1980-2012)



المصدر: أوبك، قاعدة بيانات صناعة النفط

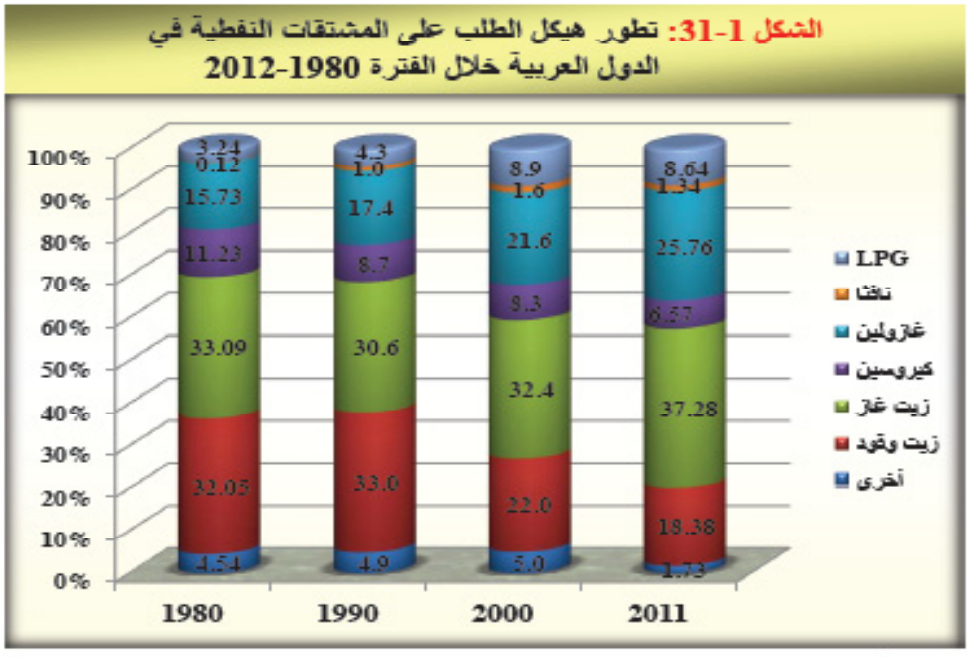
1-5-2: تعديل هيكل إنتاج مصافي النفط

تغير هيكل الطلب على المشتقات النفطية في الأسواق المحلية في العقود الأربعة الماضية بتأثير عوامل عديدة. فعلى سبيل المثال، انخفضت نسبة الطلب على زيت الوقود في الأسواق العربية من 32.05% من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية عام 1980 إلى 18.38% عام 2011.

كما ارتفعت نسبة المشتقات الخفيفة في هيكل الطلب على المشتقات النفطية في الأسواق المحلية، وخاصة وقود النقل (الغازولين والديزل)، وذلك نتيجة النهضة الاقتصادية وتنامي عدد وسائل المواصلات في الدول العربية، حيث ارتفعت نسبة الغازولين من 15.73% من إجمالي الطلب على المشتقات النفطية في الأسواق العربية عام 1980 إلى 25.76% عام 2011، كما ارتفعت نسبة الديزل من 33.09% عام 1980 إلى 37.28% عام 2011. يبين **الشكل (1-31)** تطور هيكل الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية خلال الفترة 1980-2011.

ولمواجهة التطورات التي حدثت على هيكل الطلب على المشتقات النفطية، وتعديل هيكل إنتاج مصافي النفط بما يتوافق مع تلك التطورات، خضعت المصافي العربية إلى تعديل في درجة التعقيد التكنولوجي، وذلك من خلال التوسع في طاقة العمليات

الشكل 1-31: تطور هيكل الطلب على المشتقات النفطية في الدول العربية خلال الفترة 1980-2012

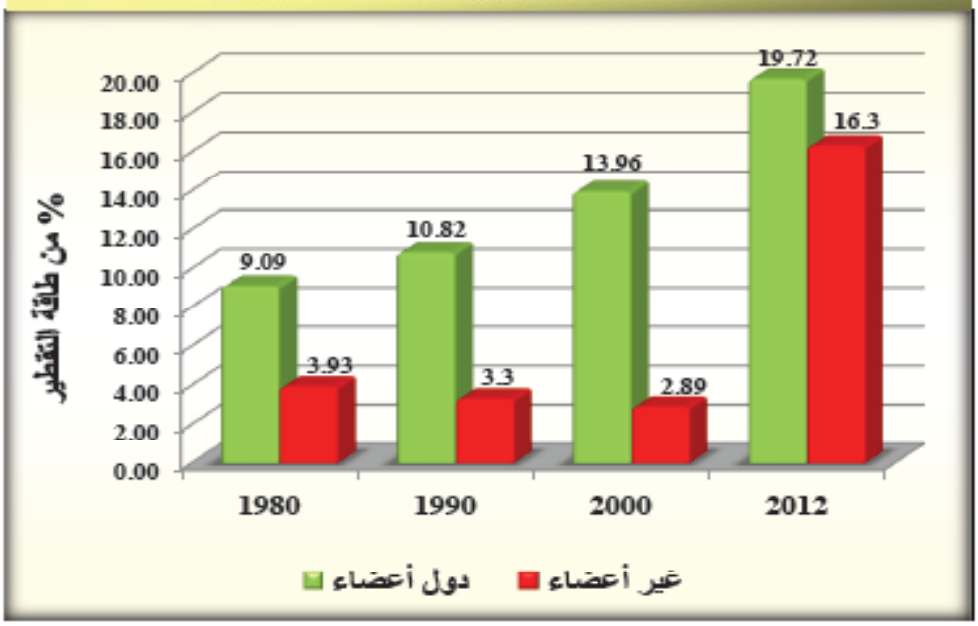


المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي

التحويلية (التكسير بالعامل الحفاز، والتكسير الهيدروجيني، والتفحيم، وكسر اللزوجة) التي تحول المخلفات الثقيلة غير المرغوبة كزيت الوقود إلى مشتقات خفيفة عالية القيمة كالغازولين والديزل، حيث ارتفعت نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الدول الأعضاء من 9.09% عام 1980 إلى 19.72% عام 2012، كما ارتفعت في الدول غير الأعضاء من 3.93% عام 1980 إلى 16.3% عام 2012. يبين **الشكل (1-32)** تطور نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة تقطير النفط في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء خلال الفترة 1980-2012.

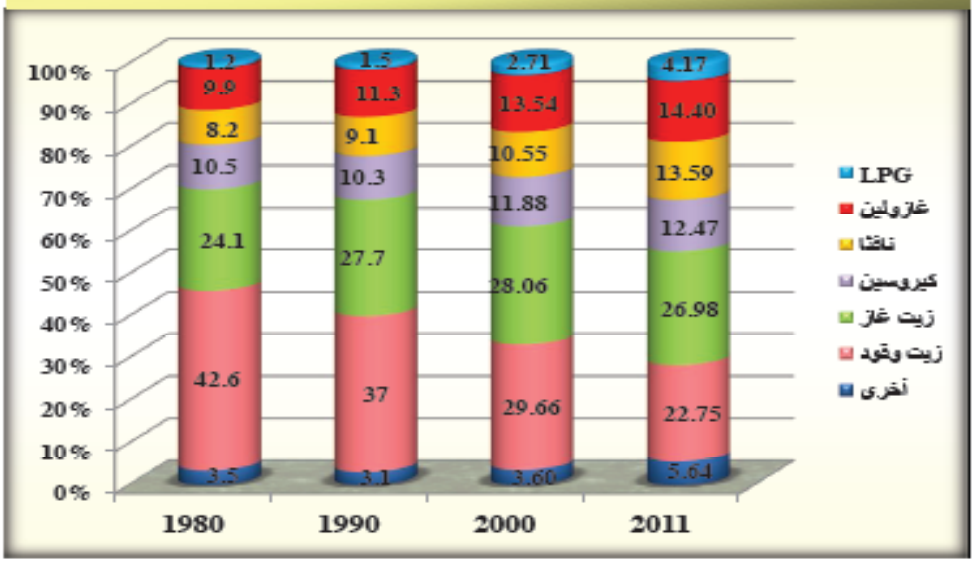
ساهمت تطورات درجة التعقيد التكنولوجي للمصافي العربية في تعديل هيكل إنتاج المشتقات النفطية بما يتوافق مع تغيرات هيكل الطلب خلال العقود الأربعة الماضية، حيث انخفضت نسبة زيت الوقود في هيكل إنتاج المصافي العربية من 42.6% عام 1980 إلى 22.75% عام 2011، كما ارتفعت نسبة الغازولين من 9.9% عام 1980 إلى 14.4% عام 2011. يبين **الشكل (1-33)** تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في مصافي النفط في الدول العربية خلال الفترة 1980-2011.

الشكل 1-32: تطور نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة التقطير في الدول العربية 1980-2012



المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 1-33: تطور هيكل إنتاج المشتقات النفطية في مصافي الدول العربية (1980-2011)

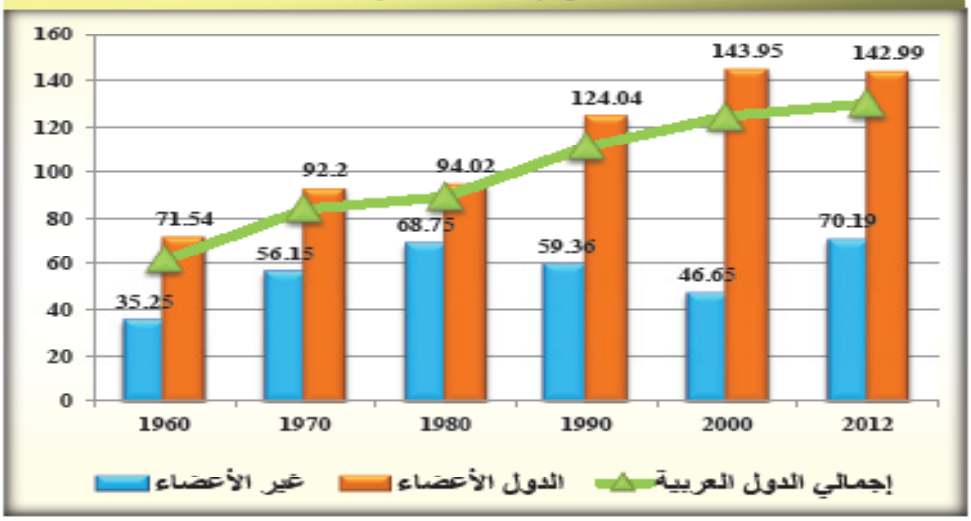


المصدر: تقرير الإحصائي

1-5-3: تطور متوسط الطاقة التكريرية للمصافي

في المراحل الأولى لانطلاق صناعة التكرير في الدول العربية كان الهدف من إنشاء مصافي النفط تلبية حاجة السوق المحلية لكل دولة، وفي بعض الحالات كانت الحكومة تلجأ إلى إنشاء عدة مصاف في مناطق متفرقة داخل الدولة الواحدة، وذلك بهدف تلبية حاجة تلك المناطق من المشتقات النفطية، وتفادي تكاليف النقل، مما أدى إلى وجود عدد كبير من المصافي صغيرة الحجم. ومع تطور تقنيات نقل المشتقات وتوسع شبكات خطوط الأنابيب، لجأت الدول العربية إلى إغلاق العديد من المصافي الصغيرة واستبدالها بأخرى ذات طاقة تكريرية أعلى، وذلك في إطار جهودها لتطوير المصافي وتحسين الأداء والربحية، والاستفادة من اقتصاد الحجم، حيث ارتفع متوسط الطاقة التكريرية للمصفاة في الدول الأعضاء من 71.54 ألف ب/ي عام 1960 إلى 142.99 ألف ب/ي عام 2012. وفي الدول غير الأعضاء ارتفع متوسط الطاقة التكريرية للمصفاة من 35.25 ألف ب/ي عام 1960 إلى 70.19 ألف ب/ي عام 2012. يبين **الشكل (1-34)** تطور متوسط طاقة المصفاة في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في أوابك خلال الفترة 1960-2012.

الشكل 1-34: تطور متوسط طاقة المصفاة في الدول العربية، ألف ب/ي (1960-2012)



المصدر: قاعدة بيانات صناعة التكرير

1-5-4: تطور التزام صناعة التكرير العربية بمتطلبات حماية البيئة

شهدت مصافي النفط في الدول العربية تنفيذ العديد من مشاريع تطوير الأداء وتحسين الالتزام بمتطلبات التشريعات البيئية الخاصة بالحد من طرح الملوثات الناتجة عن عمليات التكرير إلى البيئة، حيث تركزت هذه المشاريع في العقدين الماضيين، وذلك من خلال تنفيذ الإجراءات التالية:

- **الحد من استخدام الوقود الثقيل الحاوي على نسبة عالية من الملوثات واستبداله بالغاز الطبيعي الخالي من الشوائب الكبريتية.**
- **التوجه نحو تطبيق مشاريع استرجاع غازات الشعلة لاستخدامها كوقود بعد معالجتها بدلا من حرقها.**
- **تطبيق نظم ترشيد استخدام الطاقة وتحسين كفاءة استخدامها في المصافي.**
- **تركيب أجهزة التقاط الملوثات على مداخن الأفران ومراجل البخار ومحطات توليد الطاقة الكهربائية.**
- **تطبيق تقنيات تدوير المياه وإعادة استخدامها في عمليات التكرير للحد من طرح الملوثات إلى البيئة.**
- **اختيار تقنيات التخلص من النفايات الصلبة بطريقة آمنة.**

على الرغم من التطورات الهامة التي شهدتها في العقود الأربعة الماضية، مازالت صناعة التكرير في الدول العربية تعاني من تحديات عديدة، من حيث مستوى الأداء التشغيلي، والقدرة على مواكبة متطلبات المعايير البيئية الدولية، والتباين بين هيكل الإنتاج والطلب على المشتقات النفطية في الأسواق المحلية، وهذا ما سيتم استعراضه في الصفحات التالية.

الفصـل الثاني

التطورات الحالية

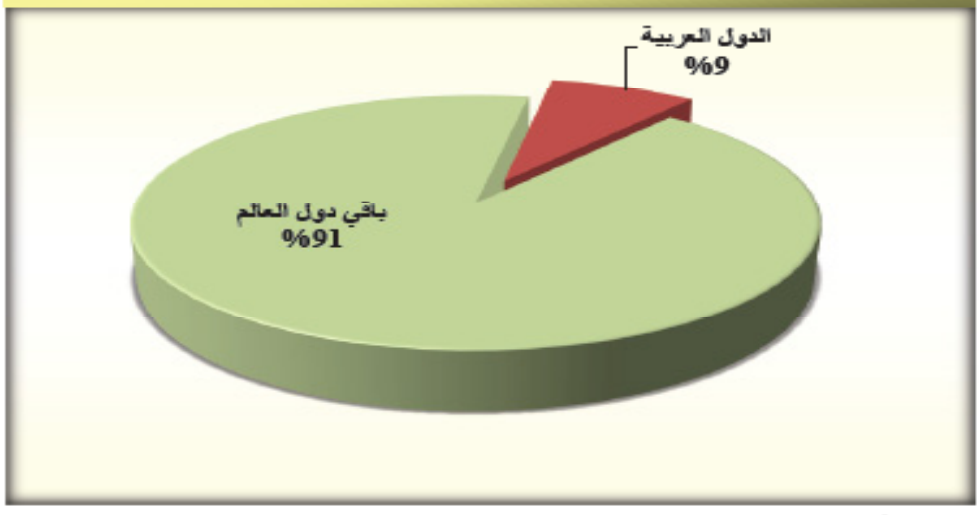
تعاني أغلب المصافي العربية من مشكلات عديدة تؤدي إلى تدني الربحية، وضعف القدرة على مواكبة متطلبات التشريعات البيئية الخاصة بإنتاج مشتقات تحتوي على نسبة منخفضة من الملوثات الضارة بصحة الإنسان والبيئة.

يتناول هذا الفصل التطورات الحالية والخصائص التي تميز صناعة التكرير العربية، وأهم الصعوبات والتحديات التي تعترضها، مع الإشارة إلى الأسباب الرئيسية التي أدت إلى وجود هذه الصعوبات، وأهم الإجراءات المتخذة لمواجهة الانعكاسات السلبية المحتملة.

2-1: الطاقة التكريرية وعدد المصافي العاملة في الدول العربية

بلغ إجمالي الطاقة التكريرية لمصافي النفط العاملة في الدول العربية في عام 2012 حوالي 7.948 مليون ب/ي، وتشكل نسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم البالغة 88.96 مليون ب/ي. يبين **الشكل (2-1)** حصة الطاقة التكريرية في الدول العربية من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم عام 2012.

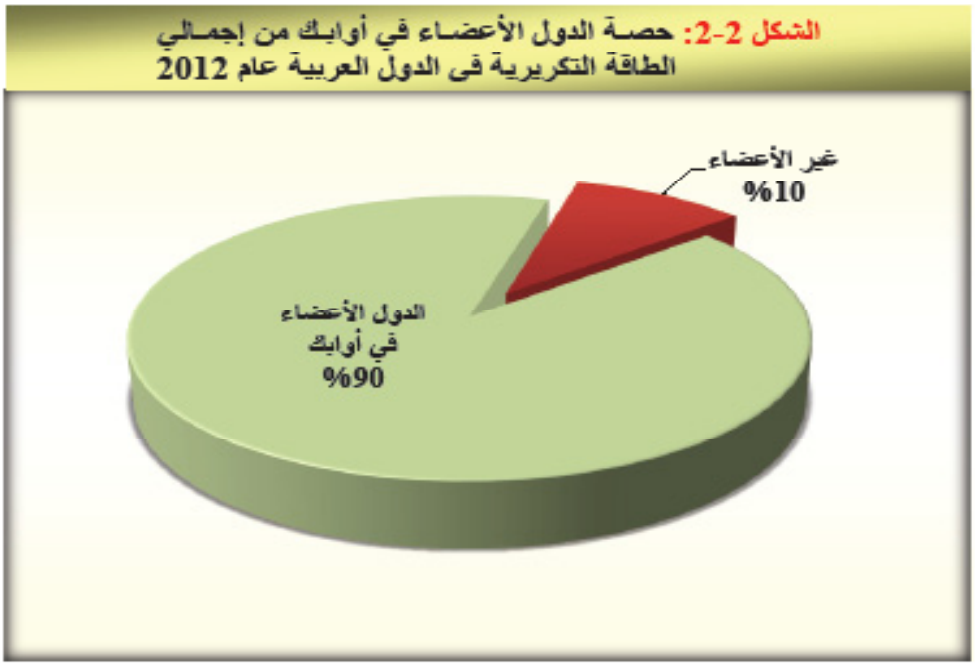
الشكل 2-1: حصة الدول العربية من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم 2012



المصدر: أوابك، التقرير السنوي 2012

بلغ إجمالي الطاقة التكريرية لمصافي النفط في الدول الأعضاء في أوابك 7.149 مليون ب/ي بنسبة 90% من إجمالي الطاقة التكريرية في الدول العربية، وعدد المصافي 50 مصفاة، في حين بلغ إجمالي الطاقة التكريرية للمصافي العاملة في الدول العربية غير الأعضاء حوالي 772.1 ألف ب/ي بنسبة 10% من إجمالي الطاقة التكريرية في الدول العربية، وعدد المصافي العاملة 11 مصفاة. يبين **الشكل (2-2)** حصة الدول الأعضاء في أوابك من إجمالي الطاقة التكريرية في الدول العربية عام 2012.

الشكل 2-2: حصة الدول الأعضاء في أوابك من إجمالي الطاقة التكريرية في الدول العربية عام 2012

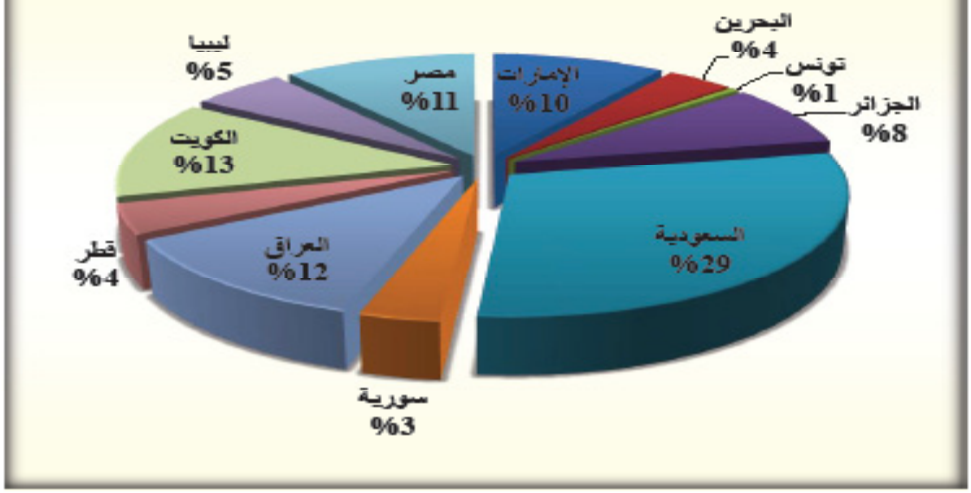


المصدر: أوابك، التقرير السنوي 2012

تحتل المملكة العربية السعودية المرتبة الأولى بنسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في الدول الأعضاء في أوابك عام 2012، تأتي بعدها دولة الكويت بنسبة 13%، ثم جمهورية العراق في المرتبة الثالثة بنسبة 12%، وجمهورية مصر العربية بنسبة 11%، ودولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 10%. يبين **الشكل (2-3)** توزع نسب الطاقة التكريرية في الدول الأعضاء في أوابك عام 2012.

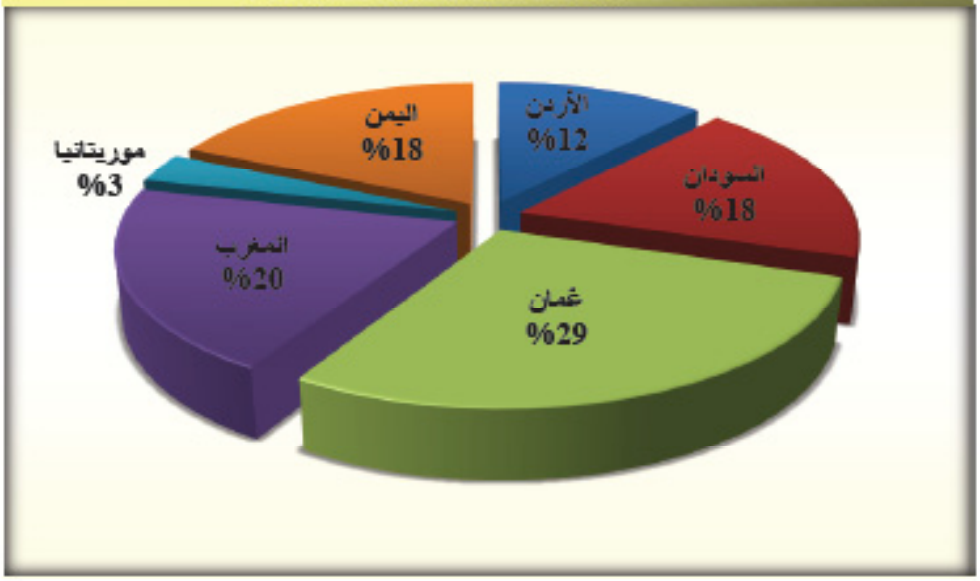
أما بالنسبة للدول العربية غير الأعضاء فتحتل سلطنة عمان المرتبة الأولى بنسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في الدول غير الأعضاء في أوابك عام 2012، تأتي بعدها المملكة المغربية بنسبة 20%، ثم السودان واليمن بنسبة 18% لكل منهما. يبين **الشكل (2-4)** توزع نسب الطاقة التكريرية في الدول العربية غير الأعضاء في أوابك عام 2012.

الشكل 2-3: توزع نسب الطاقة التكريرية في الدول الأعضاء في أوابك عام 2012



المصدر: أوابك التقرير السنوي 2012

الشكل 2-4: توزع نسب الطاقة التكريرية في الدول غير الأعضاء في أوابك عام 2012



المصدر: أوابك التقرير السنوي 2012

2-2: الأداء التشغيلي لمصافي النفط العاملة في الدول العربية

تعاني معظم مصافي النفط في الدول العربية من ضعف الأداء التشغيلي بسبب قدمها ونقص مستوى تعقيدها التكنولوجي. وفيما يلي بعض مؤشرات تقييم الأداء التشغيلي في كل من الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في أوابك.

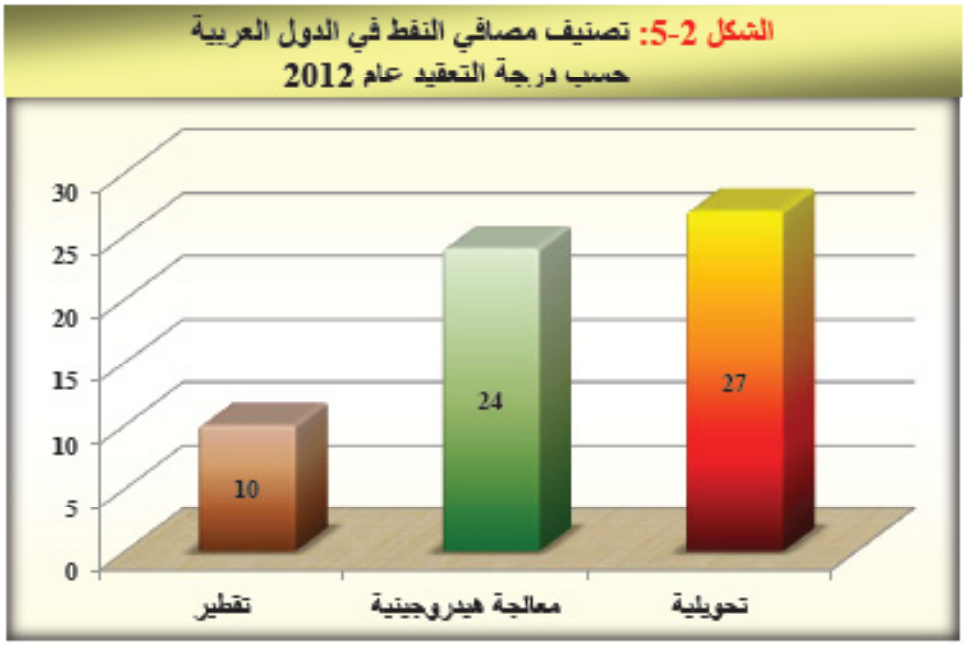
2-2-1: تصنيف مصافي النفط العربية حسب درجة التعقيد

تصنف مصافي النفط في الدول العربية من حيث درجة التعقيد إلى ثلاثة أنواع، على النحو التالي:

- **مصافي التقطير** (Topping)، وهي المصافي البسيطة التي تقتصر على وحدات تقطير النفط الخام لفصله إلى منتجات غير معالجة.
- **مصافي المعالجة الهيدروجينية** (Hydroskimming)، تحتوي على عمليات تهذيب للنافثا، وعمليات معالجة هيدروجينية للمقطرات الوسطى، إضافة إلى عمليات تقطير النفط الخام.
- **مصافي تحويلية** (Conversion) ، تحتوي على عمليات تحويل بواقي عمليات التقطير الجوي والفراغي للنفط الخام إلى مقطرات خفيفة، إضافة إلى عمليات التهذيب والمعالجة الهيدروجينية.

يبين **الشكل (2-5)** تصنيف مصافي النفط في الدول العربية حسب درجة التعقيد، حيث يبلغ عدد نوع مصافي التقطير (10) مصافي، ونوع المعالجة الهيدروجينية (24)

الشكل 2-5: تصنيف مصافي النفط في الدول العربية حسب درجة التعقيد عام 2012



المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

مصفاة، بينما يبلغ عدد المصافي التحويلية (27) مصفاة، كما يبين **الشكل (2-6)** توزع نسب أنواع المصافي في الدول العربية حسب درجة التعقيد في عام 2012. كما يبين **الجدول (2-1)** طاقة عمليات التكرير في الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في أوابك عام 2012.

تتميز مصافي النفط المعقدة الحاوية على وحدات تحويلية (التكسير والتفحيم) عن مصافي التقطير والمعالجة الهيدروجينية بارتفاع هامش ربحيتها، نظراً لقدرتها على تحويل بواقي عمليات تقطير النفط الخام الثقيل الرخيصة الثمن إلى مشتقات بترولية خفيفة ذات قيمة أعلى.

الشكل 2-6: توزع نسب أنواع مصافي النفط في الدول العربية حسب درجة التعقيد عام 2012

المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

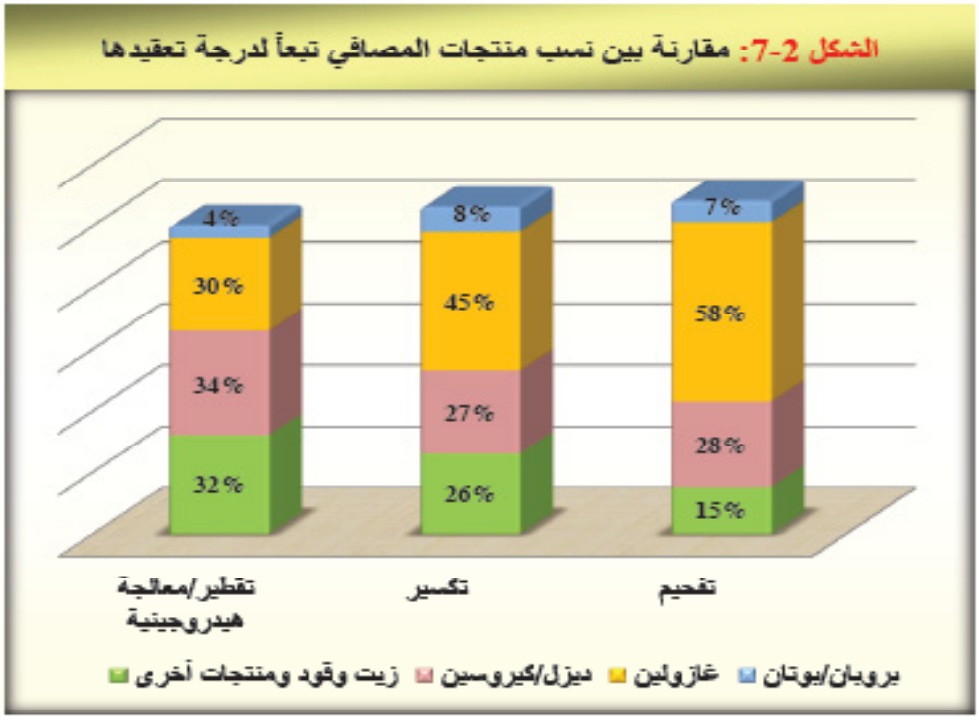
ويبين **الشكل (2-7)** مقارنة بين نسب منتجات المصافي تبعاً لدرجة تعقيدها، حيث يشير المخطط إلى أن نسبة المقطرات الوسطى المؤلفة من الديزل والكيروسين في مصافي التفحيم تصل إلى 58% من كمية النفط الخام المكرر، وفي مصافي التكسير تبلغ 45%، بينما لا تتجاوز 30% في مصافي التقطير والمعالجة الهيدروجينية. كما تقاس درجة تعقيد المصفاة باستخدام مؤشر تعقيد نيلسون (Nelson Complexity Index). طور هذا المقياس في عقد الستينات من القرن الماضي من قبل وايبر نيلسون (Wibur Nelson)، ونشر في مجلة النفط والغاز الأمريكية (Oil & Gas Journal).

الجدول 2-1: طاقة عمليات مصافي النفط في الدول العربية عام 2012 (ألف ب/ي)

الدولة	عدد المصافي	الطاقة التكريرية	تهذيب بالعامل الحفاز	معالجة هيدروجينية	تكسير هيدروجيني	تكسير بالعامل الحفاز المائع	كسر لزوجة	تفحيم	أزمرة
الدول العربية الأعضاء في أوابك									
الإمارات	4	690	68.85	215.3	68				25
البحرين	1	267	18	163	60	36	20		
تونس	1	34	5.67	7.67					
الجزائر	5	582.9	90.9	82.6		6			
السعودية	7	2107	201	797	250	245	160		37
سورية	2	240	34.66	105.3	40	0	26	18.2	10.4
العراق	12	860	91.5	281	70				17.5
قطر	2	283	36	145	20	60			34.7
الكويت	3	936	60.6	478	152.9	40		30	
ليبيا	5	380	21.4	41.2					
مصر	8	769.8	95	201	69			38.8	18.7
الدول غير الأعضاء									
الأردن	1	90.4	10.3	17.3	5.5	4.35			
السودان	3	140	9.9	22.5					
عمان	2	222	34	50		75			15
المغرب	2	154.7	24.6	60.6	36	5			
موريتانيا	1	25	6	6					
اليمن	2	140	14.5	2.5					

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

يعتمد المقياس على إعطاء معامل لكل عملية من عمليات المصفاة (تقطير، تقطير فراغي، معالجة هيدروجينية، تكسير حراري، أسفلت.....)، وذلك تبعاً لتكلفة رأس المال اللازم للإنشاء، مقاساً بالدولار لكل برميل من لقيم الوحدة. فعلى سبيل المثال تم تحديد معامل بقيمة (1) لوحدة التقطير الجوي، و(6) لوحدة التكسير بالعامل الحفاز المائع لزيت الغاز الفراغي (VGO-FCC). يحسب بالتالي معامل تعقيد المصفاة بحصيلة مجموع المعاملات مضروبة بقيمة الطاقة التصميمية لكل وحدة من الوحدات، ويقسم الناتج على الطاقة التكريرية للمصفاة.



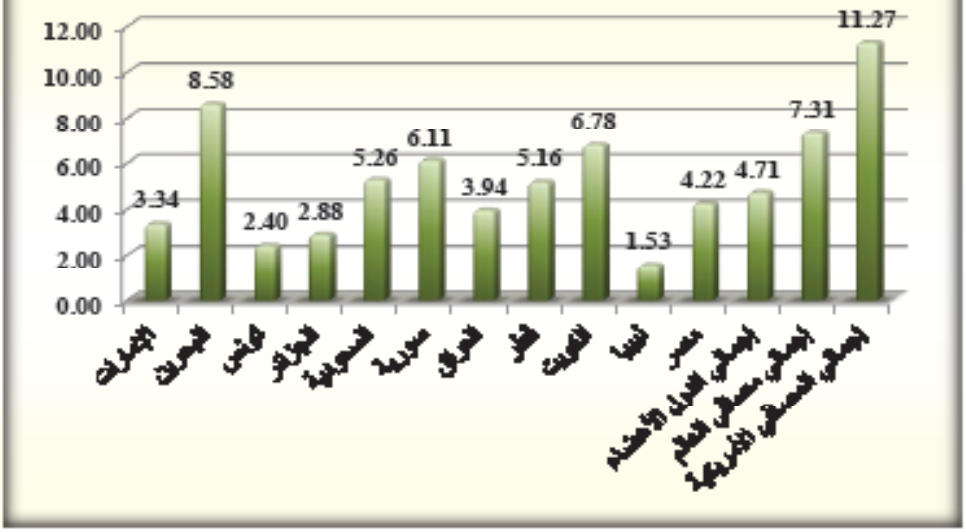
المصدر: (EPI, 2008, p.31)

مثال: بفرض أن مصفاة بسيطة طاقة وحدة التقطير الجوي فيها تبلغ 100 ألف ب/ي، ووحدة تهذيب النافثا بطريقة التنشيط المتقطع (Semi-regenerative catalytic reforming) طاقتها 20 ألف ب/ي، ووحدة معالجة هيدروجينية للديزل طاقتها 30 ألف ب/ي. وحيث أن معامل تعقيد وحدة التقطير الجوي يساوي (1)، ومعامل تعقيد وحدة التهذيب بطريقة التنشيط المتقطع يساوي (5)، ووحدة المعالجة الهيدروجينية للديزل يساوي (3) فإن معامل تعقيد المصفاة يحسب على النحو التالي:

$$2.9 = 100/ (3.0 \times 30 + 5.0 \times 20 + 1.0 \times 100)$$

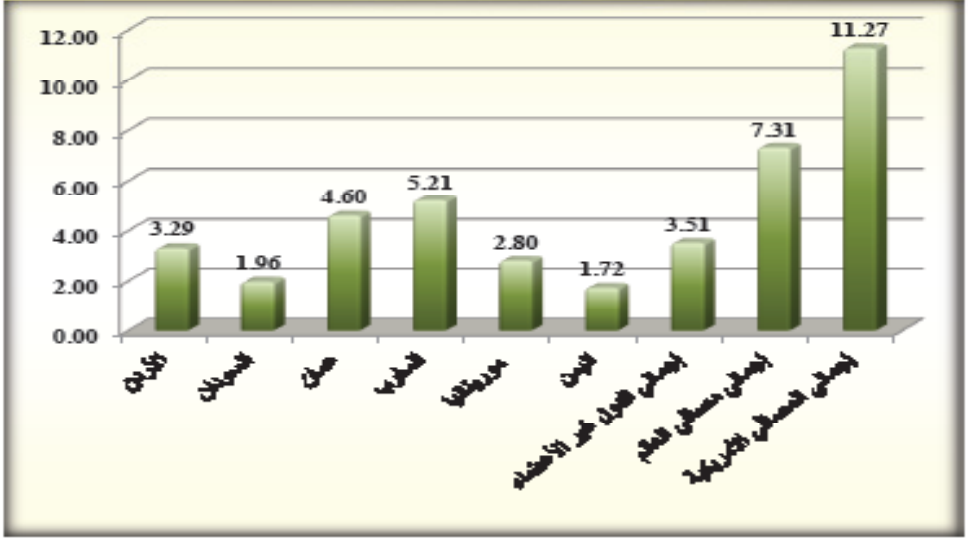
كلما كان الرقم الناتج كبيراً دل ذلك على أن المصفاة أكثر تعقيداً، وبالتالي تحتوي على وحدات تحويلية أكثر، وهذا ينعكس على ربحيتها، نظراً للقيمة التي تضيفها عمليات تحويل المنتجات الثقيلة إلى خفيفة ذات قيمة عالية، على الرغم من أن تكاليف إنشاء وتشغيل المصافي المعقدة أعلى من المصافي البسيطة. يبين **الشكل (2-8)** مؤشر تعقيد نيلسون لمصافي الدول العربية الأعضاء عام 2012، كما يبين **الشكل (2-9)** مؤشر تعقيد نيلسون لمصافي الدول غير الأعضاء عام 2012.

الشكل 2-8: مؤشر تعقيد تيلسون لمصافي الدول الأعضاء عام 2012



المصدر: أوابك ـ قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 2-9: مؤشر تعقيد تيلسون لمصافي الدول غير الأعضاء عام 2012

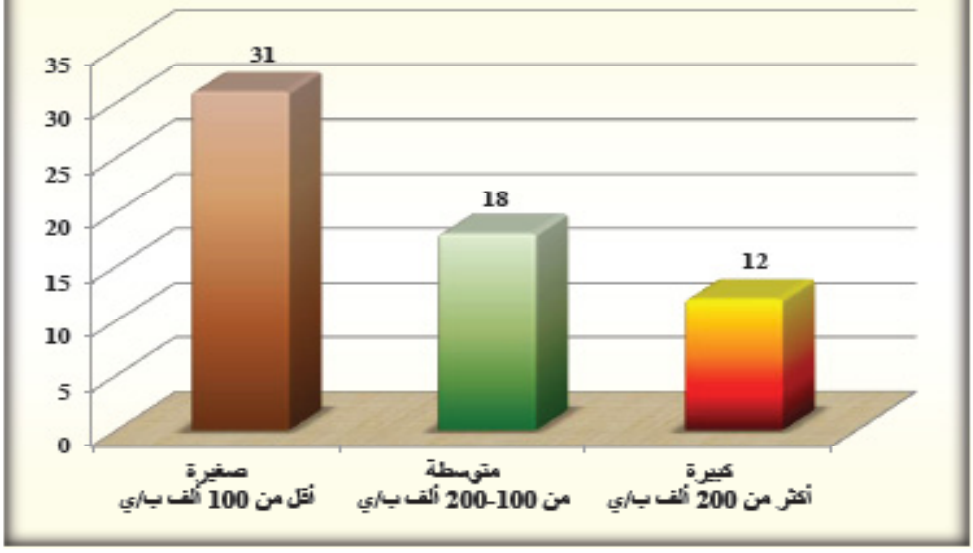


المصدر: أوابك ـ قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-2-2: تصنيف مصافي النفط العربية حسب الحجم

تصنف مصافي النفط حسب حجم الطاقة التكريرية إلى ثلاث فئات، صغيرة تبلغ طاقتها التكريرية أقل من 100 ألف ب/ي، ومتوسطة تتراوح طاقتها التكريرية من 100 ألف ب/ي إلى 200 ألف ب/ي، وكبيرة طاقتها التكريرية أعلى من 200 ألف ب/ي. يبين **الشكل (2-10)** توزع مصافي النفط في الدول العربية حسب الحجم في عام 2012. كما يبين **الشكل (2-11)** توزع نسب مصافي النفط في الدول العربية حسب الحجم، حيث تمثل المصافي الصغيرة ذات الطاقة التكريرية الأقل من 100 ألف ب/ي النسبة الأعلى 51% من إجمالي عدد المصافي، وعددها 31 مصفاة. كما يبلغ عدد المصافي المتوسطة الحجم 18 مصفاة بنسبة 29%، أما المصافي الكبيرة التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي فيبلغ عددها 12 مصفاة بنسبة 20% فقط من إجمالي عدد المصافي النفط في الدول العربية.

الشكل 2-10: توزع مصافي النفط في الدول العربية حسب الحجم عام 2012



المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-2-3: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني

تختلف نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا والأزمرة من مصفاة لأخرى في الدول العربية، وهي الوحدات التي تساعد على تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين المنتج، وذلك تبعاً لمتطلبات المعايير الخاصة بمواصفات الوقود في كل دولة.

الشكل 2-11: توزع نسب مصافي النفط في الدول العربية حسب الحجم عام 2012

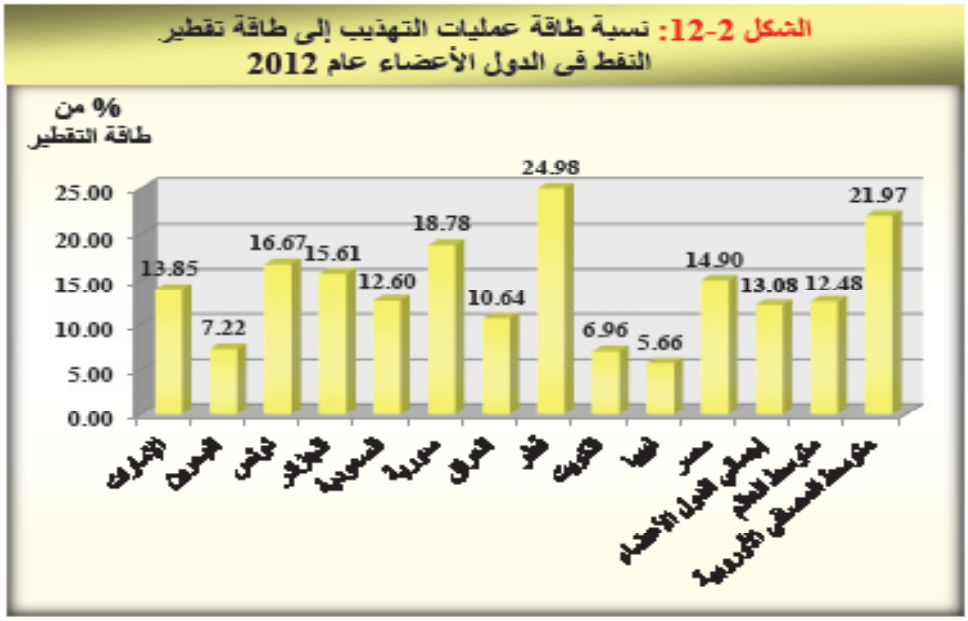
المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

بلغت نسبة طاقة إجمالي عمليات تهذيب النافثا والأزمرة لمصافي النفط في الدول الأعضاء في أوابك حوالي 13.08% من إجمالي طاقة تقطير النفط في عام 2012، وهي نسبة أعلى من متوسط مصافي العالم، ولكنها أدنى من متوسط المصافي الأوروبية، تأتي مصافي دولة قطر في المرتبة الأولى بنسبة تزيد عن متوسط المصافي الأوروبية 24.98% من طاقة تقطير النفط . يبين **الشكل (2-12)** نسبة طاقة عمليات التهذيب والأزمرة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الدول الأعضاء في أوابك عام 2012. وفي الدول غير الأعضاء بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين 14.42% من طاقة تقطير النفط، وهي نسبة أعلى من متوسط مصافي العالم ولكنها أدنى من متوسط المصافي الأوروبية. يبين **الشكل (2-13)** نسبة طاقة عمليات تهذيب النافثا والأزمرة إلى طاقة تقطير النفط الخام في الدول العربية غير الأعضاء عام 2012.

2-2-4: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

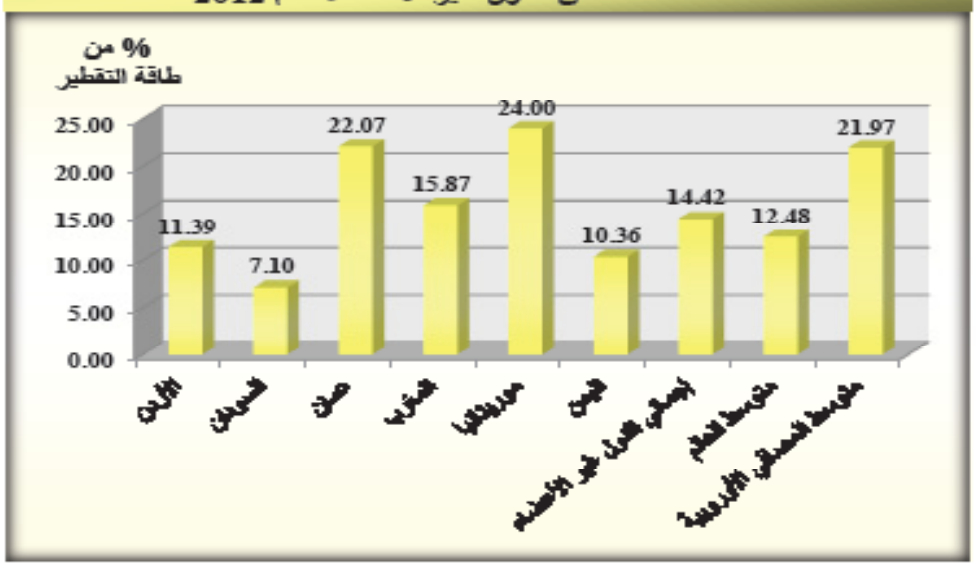
بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الدول العربية الأعضاء حوالي 32.44% وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم والمصافي الأوروبية، باستثناء مصفاة البحرين التي تصل فيها النسبة إلى 61.04%، ثم دولة قطر بنسبة 51.24%، ودولة الكويت بنسبة 51.07%. يبين **الشكل (2-14)**

الشكل 2-12: نسبة طاقة عمليات التهذيب إلى طاقة تقطير النفط فى الدول الأعضاء عام 2012



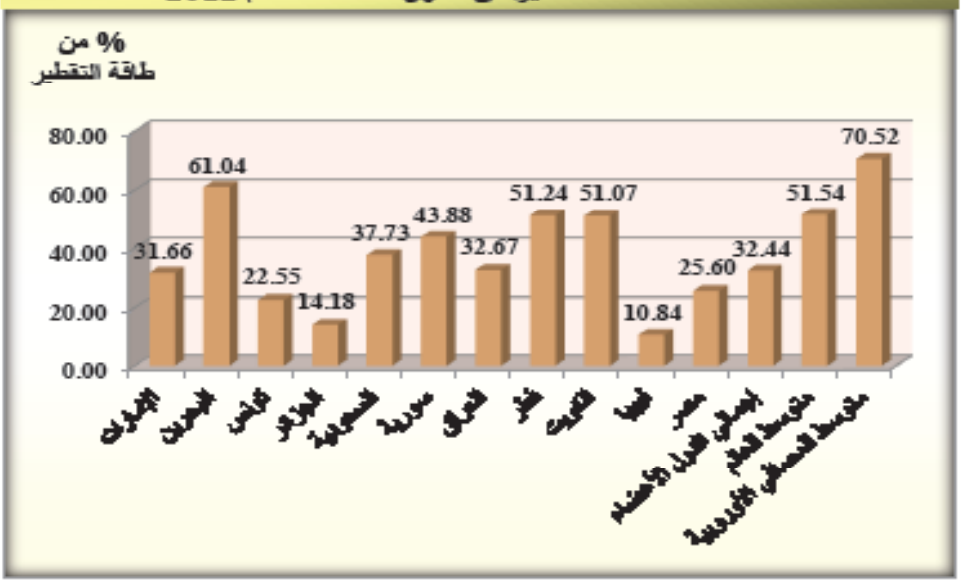
المصدر- أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 2-13: نسبة طاقة عمليات التهذيب إلى طاقة تقطير النفط فى الدول غير الأعضاء عام 2012



المصدر- أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 2-14: نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في الدول الأعضاء عام 2012



المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الدول الأعضاء عام 2012.

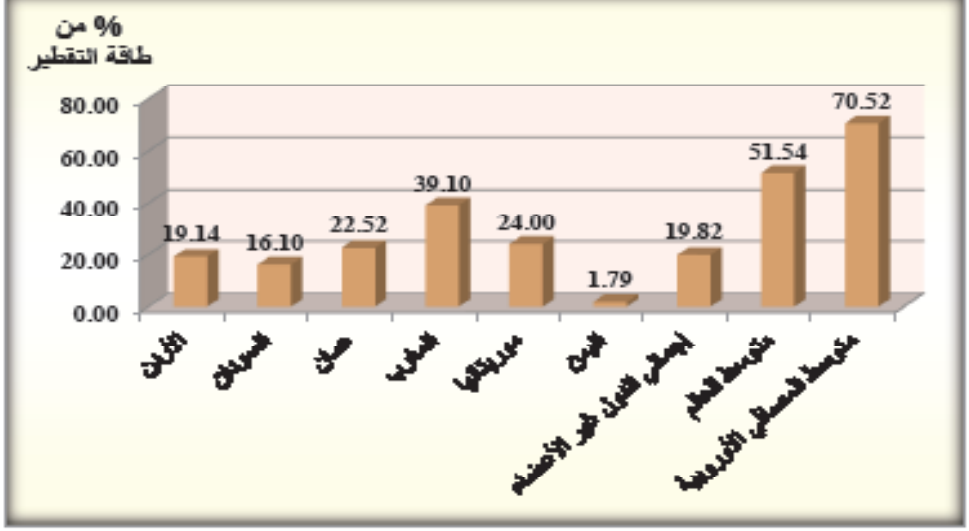
أما في الدول العربية غير الأعضاء فقد بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط 19.82%، وهي نسبة منخفضة مقارنة بمتوسط مصافي العالم والمصافي الأوروبية. يبين **الشكل (2-15)** نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الدول العربية غير الأعضاء عام 2012.

2-2-5: طاقة العمليات التحويلية

بلغت نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة تكرير النفط في مصافي الدول العربية الأعضاء 19.72%، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم والمصافي الأوروبية في عام 2012، باستثناء مصفاة مملكة البحرين التي تفوق نسبة المصافي الأوروبية، حيث وصلت نسبتها إلى 39.70%. يبين **الشكل (2-16)** نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الدول العربية الأعضاء في أوابك في عام 2012.

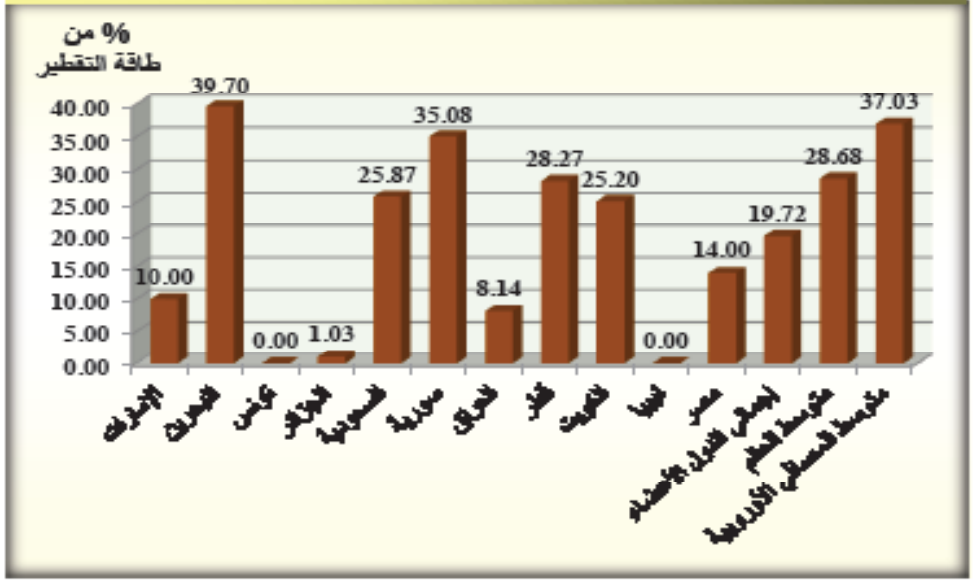
أما في الدول غير الأعضاء فقد بلغت نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة

الشكل 2-15: نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في الدول غير الأعضاء عام 2012



المصدر- أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

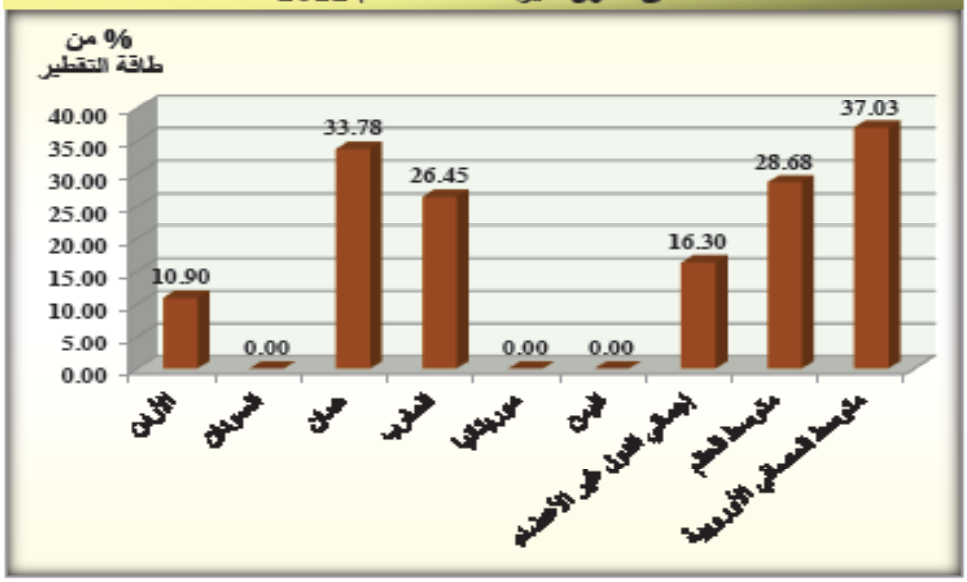
الشكل 2-16: نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة التقطير في الدول الأعضاء عام 2012



المصدر- أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

تكرير النفط 16.30%، وهي نسبة منخفضة مقارنة بمتوسط مصافي العالم والمصافي الأوروبية، باستثناء مصافي سلطنة عمان والمملكة المغربية التي تقترب من نسبة المصافي الأوروبية. يبين **الشكل (2-17)** نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الدول غير الأعضاء في أوابك عام 2012.

الشكل 2-17: نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة التقطير في الدول غير الأعضاء عام 2012



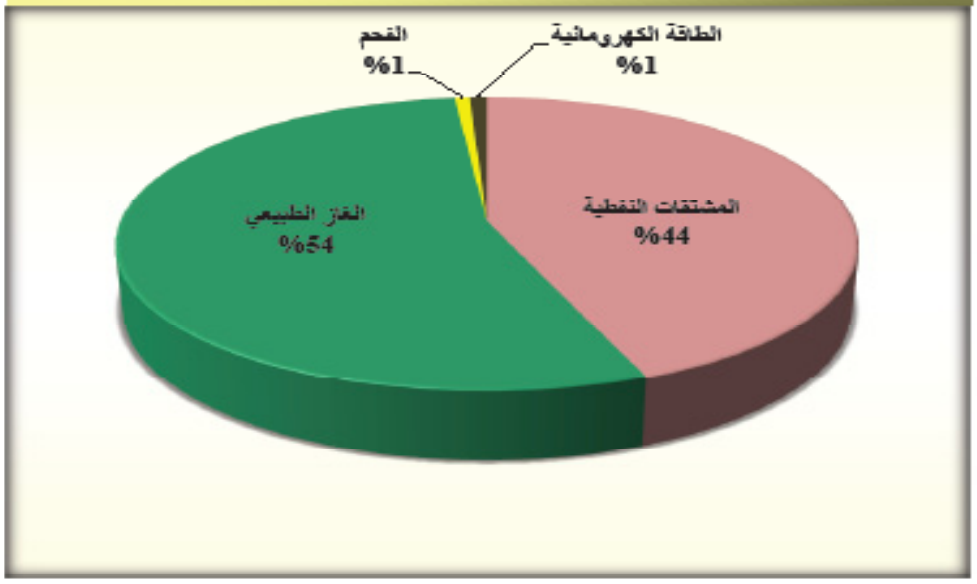
المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3: ميزان إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في الدولة العربية

تمثل نسبة استهلاك المشتقات النفطية في الدول العربية حوالي 44% فقط من إجمالي استهلاك الطاقة في عام 2011، حيث يأتي استهلاك الغاز الطبيعي في المرتبة الأولى بنسبة 54%. يبين **الشكل (2-18)** نسب استهلاك أنواع الطاقة في الدول العربية. كما يبين **الشكل (2-19)** مقارنة بين كمية إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في الدول العربية في عام 2011، حيث يلاحظ وجود عجز في الغازولين وزيت الغاز والديزل وغاز البترول المسال، بينما يوجد فائض في إنتاج الكيروسين ووقود النفاثات وزيت الوقود والمنتجات الأخرى المكونة من النافثا والزيوت والشموع وغيرها.

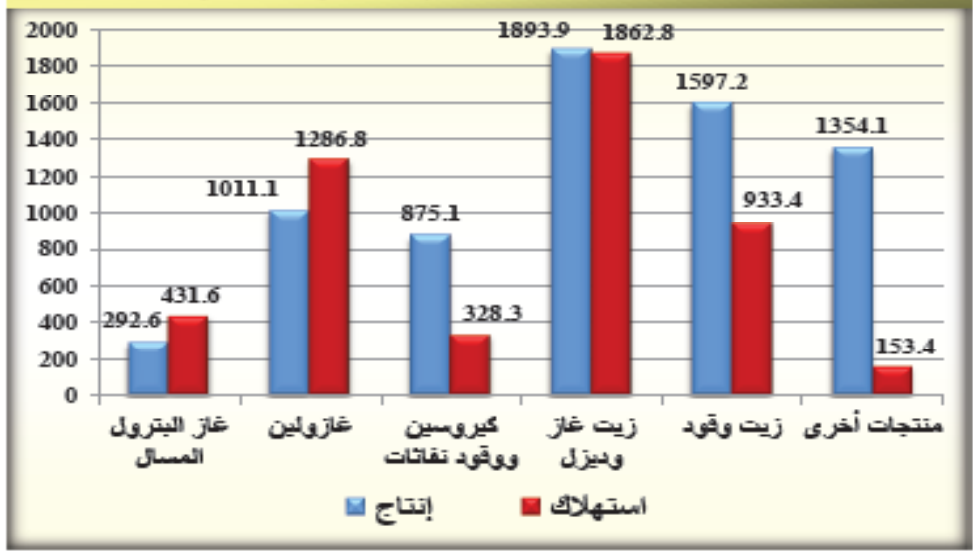
بلغت نسبة استهلاك المشتقات النفطية في الدول الأعضاء في أوابك 41% من إجمالي استهلاك الطاقة في عام 2011، ويأتي استهلاك الغاز الطبيعي في المرتبة

الشكل 2-18: نسب استهلاك أنواع الطاقة في الدول العربية عام 2011



المصدر: أوبك – التقرير الإحصائي 2012

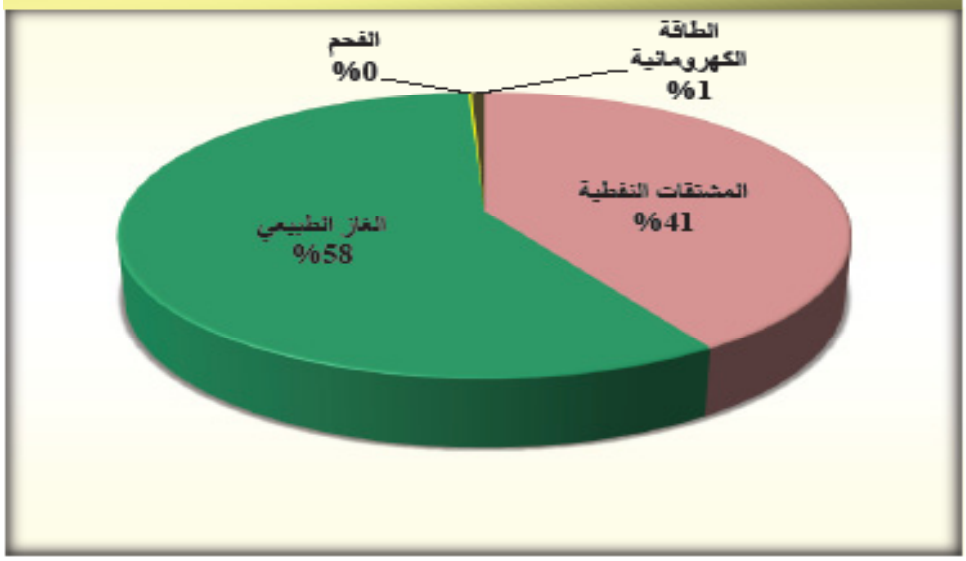
الشكل 2-19: مقارنة بين إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في الدول العربية عام 2011 (ألف ب/ى)



المصدر: أوبك – التقرير الإحصائي 2012

الأولى أيضاً بنسبة 58%، بينما لا تشكل الطاقة الكهرومائية سوى 1%. يبين **الشكل (2-20)** نسب استهلاك أنواع الطاقة في الدول العربية الأعضاء في أوابك، كما يبين **الشكل (2-21)** مقارنة بين كمية إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في الدول الأعضاء في أوابك في عام 2011، حيث يلاحظ وجود عجز في مادتي الغازولين وغاز البترول المسال، بينما يوجد فائض بسيط في زيت الغاز والديزل، وفائض كبير في إنتاج الكيروسين ووقود النفاثات وزيت الوقود والمنتجات الأخرى المكونة من النافثا والزيوت والشموع وغيرها.

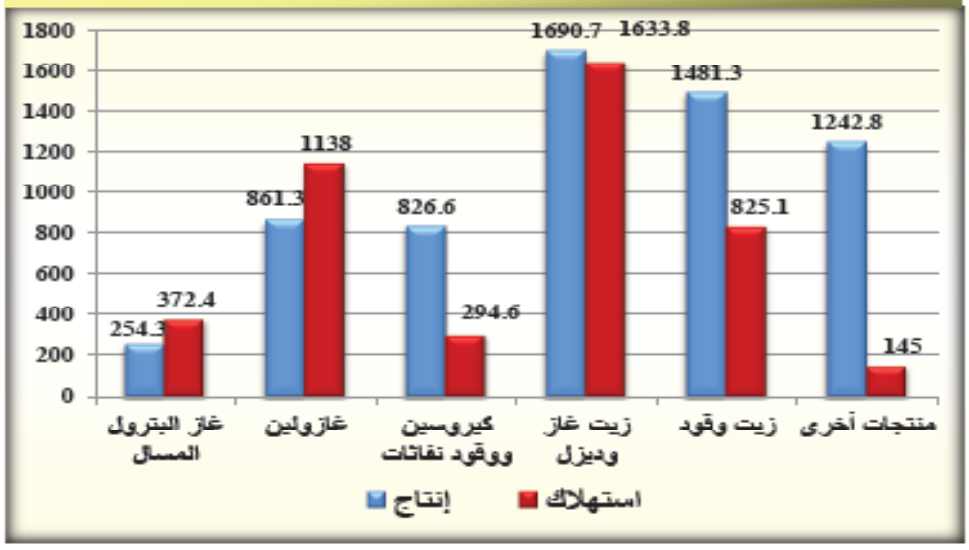
الشكل 2-20: نسب استهلاك أنواع الطاقة في الدول الأعضاء عام 2011



المصدر: أوابك – التقرير الإحصائي 2012

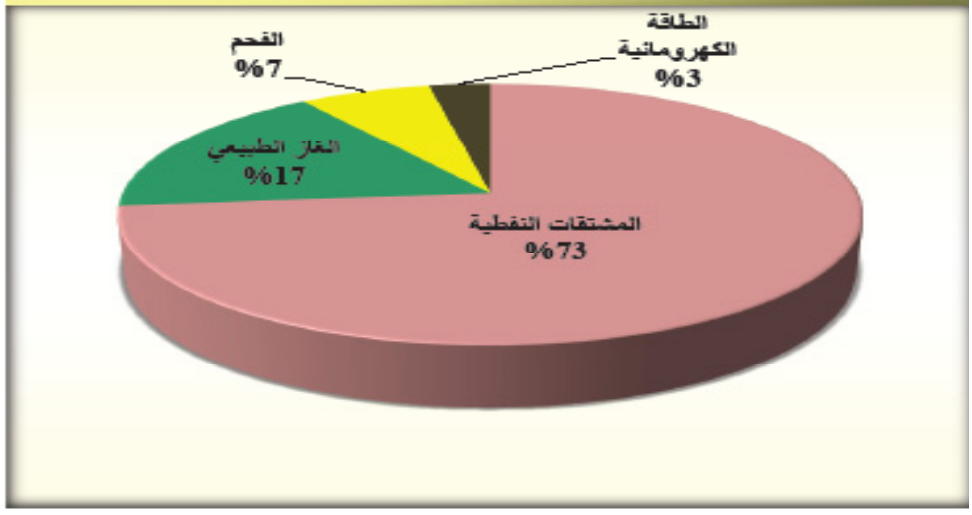
أما في الدول العربية غير الأعضاء فترتفع نسبة استهلاك المشتقات النفطية إلى 73% من إجمالي استهلاك الطاقة في عام 2011، ويأتي استهلاك الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية بنسبة 17%، ثم الفحم بنسبة 7% والطاقة الكهرومائية بنسبة 3% . يبين **الشكل (2-22)** نسب استهلاك أنواع الطاقة في الدول العربية غير الأعضاء في أوابك، كما يبين **الشكل (2-23)** مقارنة بين كمية إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في الدول غير الأعضاء في أوابك في عام 2011، حيث يلاحظ وجود عجز في الغازولين وغاز البترول المسال وزيت الغاز والديزل، بينما يوجد فائض في إنتاج الكيروسين ووقود النفاثات وزيت الوقود والمنتجات الأخرى المكونة من النافثا والزيوت والشموع وغيرها.

الشكل 2-21: مقارنة بين كمية إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في الدول الأعضاء في عام 2011

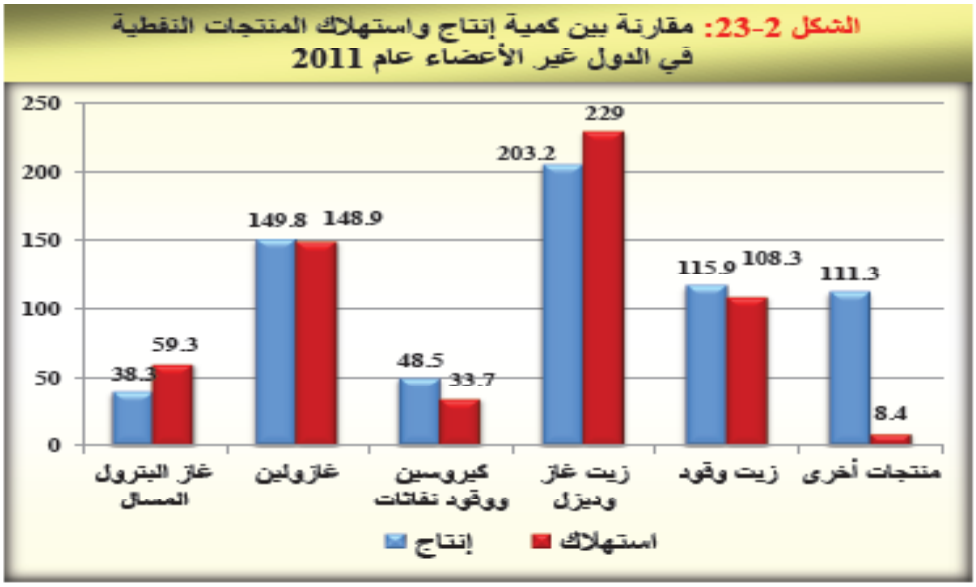


المصدر: أوابك – التقرير الإحصائي 2012

الشكل 2-22: نسب استهلاك أنواع الطاقة في الدول غير الأعضاء عام 2011



المصدر: أوابك – التقرير الإحصائي 2012



الشكل 2-23: مقارنة بين كمية إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في الدول غير الأعضاء عام 2011

المصدر: أوبك – التقرير الإحصائي 2012

2-4: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في الدول العربية

تشهد صناعة تكرير النفط في الدول العربية تطورات كبيرة في مجال تطوير المصافي القائمة أو توسيع الطاقة التكريرية، وذلك من خلال إنشاء مصاف جديدة أو رفع الطاقة التكريرية للمصافي العاملة.

يتوقع في السنوات الخمس القادمة بعد إنجاز المشاريع الجاري تنفيذها، أن ترتفع الطاقة التكريرية في الدول الأعضاء من 7149.7 ألف ب/ي إلى 12397 ألف ب/ي، وأن يرتفع عدد المصافي من 50 إلى 69 مصفاة عام 2018. وفي الدول العربية غير الأعضاء يتوقع أن ترتفع الطاقة التكريرية من 772.1 ألف ب/ي إلى 1462.4 ألف ب/ي، وأن يرتفع عدد المصافي من 11 إلى 16 مصفاة عام 2018. يبين **الجدول (2-2)** تطورات الطاقة التكريرية في مصافي النفط العربية خلال الفترة 2012-2018، كما يبين **الجدول (2-3)** طاقة المصافي الجديدة المتوقع إنشاؤها في كل من الدول العربية الأعضاء وغير الأعضاء في السنوات الخمس القادمة.

2-5: توقعات تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات حتى عام 2030

يبين **الشكل (2-24)** مقارنة بين بيانات التوقعات المستقبلية لتطور الطاقة التكريرية في الدول العربية الأعضاء في أوابك خلال الفترة (2010-2030)، متضمنة

الجدول 2-2: تطورات الطاقة التكريرية في مصافي النفط العربية 2012-2018 (ألف ب/ي)

الدولة	2012		2018	
	الطاقة التكريرية	عدد المصافي	الطاقة التكريرية	عدد المصافي
الإمارات	690	4	1307	6
البحرين	267	1	450	1
تونس	34	1	34	1
الجزائر	582.9	5	1395	9
السعودية	2107	7	3707	11
سورية	240	2	380	3
العراق	860	12	1600	16
قطر	283	2	429	3
الكويت	936	3	1615	4
ليبيا	380	5	580	6
مصر	769.8	8	900	9
إجمالي الدول الأعضاء	**7149.7**	**50**	**12397**	**69**
الأردن	90.4	1	90.4	**1**
السودان	140	3	**370**	4
عمان	222	2	372	**3**
المغرب	154.7	2	355	3
موريتانيا	25	1	25	1
اليمن	140	2	250	4
إجمالي الدول غير الأعضاء	**772.1**	**11**	**1462.4**	**16**
إجمالي الدول العربية	**7921.8**	**61**	**13841.4**	**85**

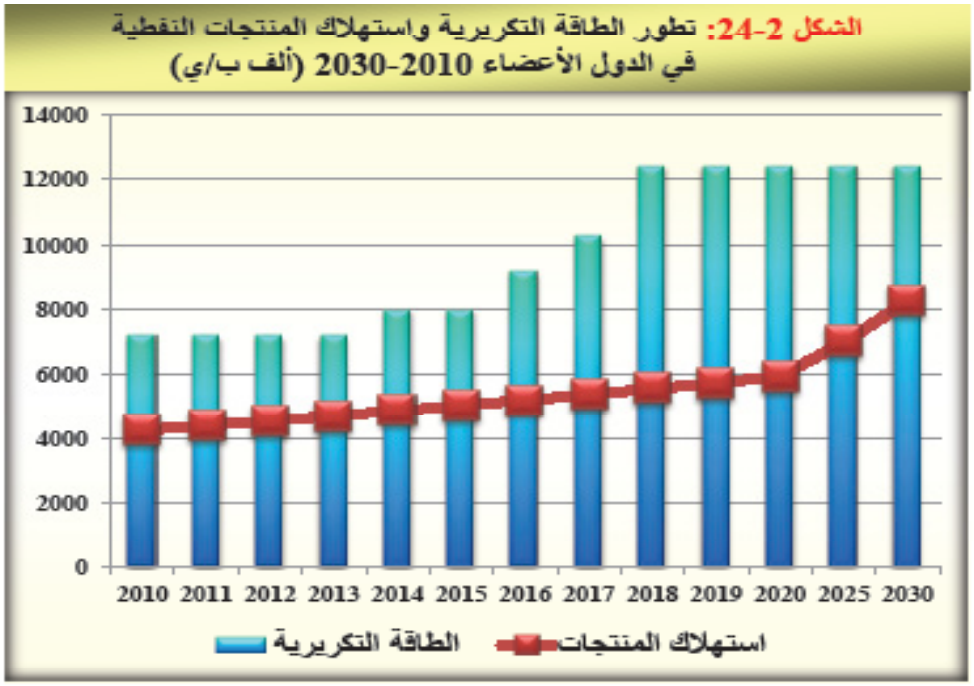
المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

إنتاج المصافي العاملة والمصافي المتوقع تشغيلها في الأعوام الخمسة القادمة، وبين بيانات التوقعات المستقبلية لاستهلاك المنتجات النفطية، والتي قدرت على أساس متوسط معدل النمو السنوي في الاستهلاك خلال الفترة 2000-2011، حيث تشير نتائج المقارنة إلى توقع حدوث فائض بدرجات متفاوتة في إنتاج كافة أنواع المشتقات النفطية حتى عام 2030.

الجدول 2-3: مشاريع إنشاء المصافي الجديدة في الدول العربية (ألف ب/ي)

الدولة	المشروع	الطاقة التكريرية	تاريخ بدء الإنتاج
الإمارات العربية المتحدة	الرويس	517	2014
	الفجيرة	200	2016
جمهورية الجزائر	بسكرة	100	2017
	غرداية	100	2017
	تيارت	100	2017
	حاسي مسعود	100	2017
المملكة العربية السعودية	الجبيل (SATORP)	400	2014
	ينبع (YASREF)	400	2015
	رأس تنورة	400	2017
	جيزان	400	2018
الجمهورية العربية السورية	الفرقلس	140	2018
جمهورية العراق	الناصرية	300	2018
	ميسان	150	2018
	كربلاء	140	2018
	كركوك	150	2018
دولة قطر	راس لفان-2	146	2016
دولة الكويت	ميناء الزور	615	2018
دولة ليبيا	مليتة	200	2017
جمهورية مصر العربية	عين السخنة	130	2017
سلطنة عمان	صحار-2	187	2016
الجمهورية السودانية	بور سودان	100	2016
المملكة المغربية	الجرفُ الأصفر	200	2018
الجمهورية اليمنية	رأس عيسى	50	2018
	حضرموت	60	2018

المصدر: أوابك ـ قاعدة بيانات صناعة التكرير

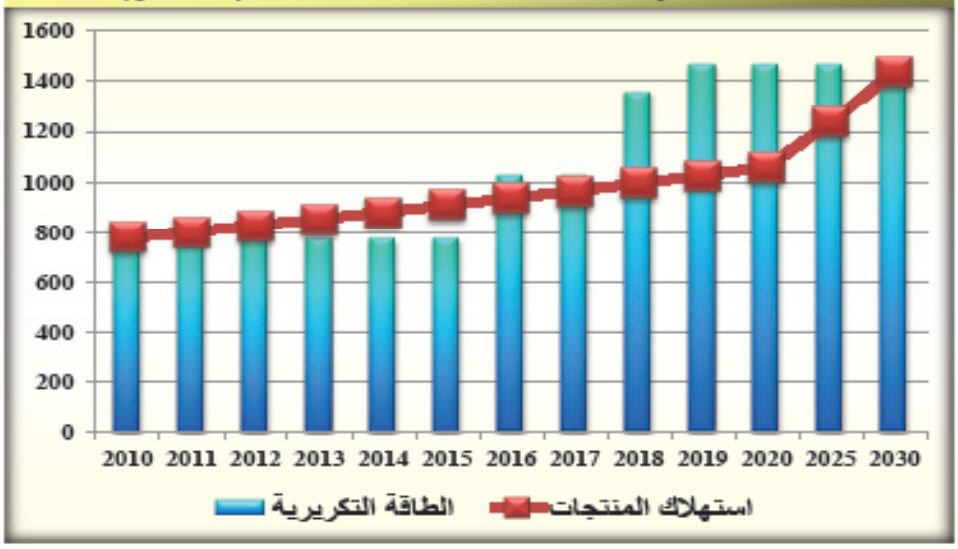


المصدر: أوابك ـ قاعدة بيانات صناعة النفط

كما يبين **الشكل (2-25)** مقارنة بين بيانات التوقعات المستقبلية لتطور الطاقة التكريرية في الدول العربية غير الأعضاء خلال الفترة (2010-2030)، متضمنة إنتاج المصافي العاملة والمصافي المتوقع تشغيلها في الأعوام الخمسة القادمة، وبين بيانات التوقعات المستقبلية لاستهلاك المنتجات النفطية، والتي قدرت على أساس متوسط معدل النمو السنوي في الاستهلاك خلال الفترة 2000-2011، حيث تشير نتائج المقارنة إلى توقع حدوث عجز بدرجات متفاوتة في إنتاج كافة أنواع المشتقات النفطية حتى عام 2018 بعد تشغيل المصافي الجديدة التي تساهم في حدوث فائض بدرجات متفاوتة، ولكن يعود العجز في الإنتاج مرة ثانية في عام 2030.

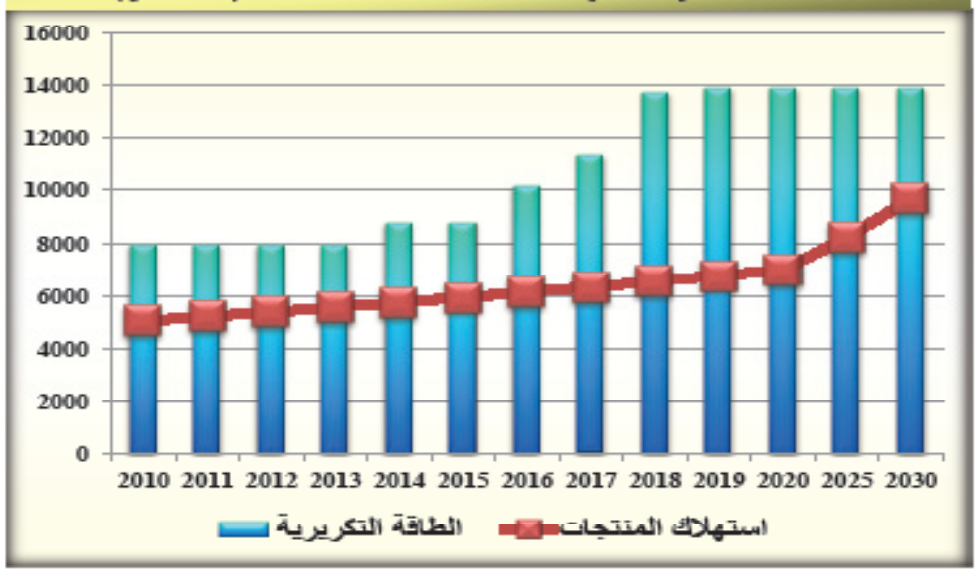
أما إجمالي الدول العربية فتشير نتائج المقارنة إلى توقع حدوث فائض بدرجات متفاوتة في إنتاج كافة أنواع المشتقات النفطية حتى عام 2030. يبين **الشكل (2-26)** مقارنة بين بيانات التوقعات المستقبلية لتطور الطاقة التكريرية في إجمالي الدول العربية خلال الفترة (2010-2030)، متضمنة إنتاج المصافي العاملة والمصافي المتوقع تشغيلها في الأعوام الخمسة القادمة، وبين بيانات التوقعات المستقبلية لاستهلاك المنتجات النفطية، والتي قدرت على أساس متوسط معدل النمو السنوي في الاستهلاك خلال الفترة 2000-2011.

الشكل 2-25: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات النفطية في الدول غير الأعضاء 2010-2030 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 2-26: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات النفطية في إجمالي الدول العربية 2010-2030 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-6: الاستنتاجات

2-6-1: أداء صناعة التكرير في الدول العربية

تعود ملكية معظم المصافي في الدول العربية إلى مؤسسات حكومية، كما أن أسعار منتجاتها ثابتة بسبب الدعم الحكومي لأسعار المشتقات النفطية، مما يؤدي إلى ضعف الاهتمام بتحسين الربحية أو تعزيز القدرة التنافسية، مقارنة بالمصافي التي تشترك في ملكيتها شركات عالمية، مثل مصفاتي ينبع والجبيل في المملكة العربية السعودية، وميدور في جمهورية مصر العربية. وفيما يلي أهم أسباب تدني أداء صناعة التكرير في الدول العربية:

- **قدم وتهالك المعدات**

يأتي في مقدمة أسباب ارتفاع تكاليف تشغيل وصيانة المصافي العربية قدم هذه المصافي وعدم مواكبتها للتطورات الحديثة، حيث يعود تاريخ إنشاء معظمها إلى فترة خمسينات وستينات القرن الماضي بطاقات تكريرية تلبي حاجة السوق المحلية. ومع تنامي الطلب على المشتقات النفطية تم إدخال العديد من التوسعات المتتالية، مما أدى إلى ضعف التكامل بين الوحدات الإنتاجية، وقد تحتوي المصفاة على عدة وحدات تقطير، لا تزيد طاقة كل منها عن (10-20 ألف ب/ي)، وهذا بالتالي يتطلب تكاليف مرتفعة للصيانة، واستهلاك للوقود والطاقة الكهربائية بمعدلات تفوق كثيراً المصافي التي تحتوي على وحدة تقطير واحدة ذات طاقة تكريرية كبيرة.

- **انخفاض الطاقة التكريرية للمصافي**

أنشئت معظم المصافي العربية لتلبية حاجة السوق المحلية لكل دولة، وفي بعض الحالات كانت الحكومة تلجأ إلى إنشاء عدة مصاف في مناطق متفرقة داخل الدولة الواحدة، وذلك بهدف تلبية حاجة تلك المناطق من المشتقات النفطية، مما أدى إلى وجود عدد كبير من المصافي صغيرة الحجم، حيث أن حوالي 51% من مصافي الدول العربية من الحجم الصغير بطاقة تكريرية لا تزيد عن 100 ألف ب/ي. أنظر **الأشكال (1-34)** و**(2-10)** و**(2-11)**.

- **ضعف تطبيق برامج إدارة عمليات الصيانة**

ينتج عن بعض حالات غياب برامج إدارة عمليات الصيانة الدورية والوقائية، تكرار حدوث التوقفات الطارئة للعمليات الإنتاجية، تنعكس سلباً على الربحية، إضافة إلى الأضرار غير المباشرة الناتجة عن تدهور صحة العاملين وسلامة البيئة المحيطة، وخاصة عندما تترافق هذه التوقفات مع حالات تسرب للمواد النفطية.

- **ضعف القدرة على إنتاج مشتقات بمواصفات متوافقة مع المعايير الدولية**

تعاني معظم المصافي العربية من عدم القدرة على إنتاج مشتقات بمواصفات متوافقة مع متطلبات المعايير الدولية، باستثناء بعض المصافي التي أنشئت لأغراض التصدير كمصفاة ينبع في المملكة العربية السعودية، وميدور في جمهورية مصر العربية، إضافة إلى المصافي الأخرى التي خضعت لمشاريع تطوير لتحسين قدرتها على إنتاج المشتقات بمواصفات عالية الجودة، كمصفاة البحرين، ومصفاتي مينا الفحل وصحار في سلطنة عمان، وغيرها.

يعود السبب الرئيسي لعدم قدرة المصافي العربية على إنتاج المشتقات بمواصفات تتوافق مع المعايير العالمية إلى نقص طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية التي تنزع المركبات الكبريتية من المشتقات النفطية مقارنة بالمصافي الأوروبية، أنظر **الشكلين (2-14)** و**(2-15)**.

- **ضعف القدرة على الالتزام بمتطلبات المعايير البيئية**

تعاني معظم المصافي العربية من ضعف تطبيق إجراءات الحد من طرح الملوثات إلى البيئة بكافة أشكالها، الغازية والسائلة والصلبة، وذلك بسبب قدم التقنيات المستخدمة في هذه المصافي وغياب التشريعات البيئية المحلية التي تلزم باتخاذ الإجراءات اللازمة للحد من طرح الملوثات الغازية والسائلة والصلبة إلى البيئة، إلا أنه يلاحظ في السنوات الأخيرة توجه العديد من الدول العربية نحو إصدار التشريعات البيئية التي تنظم معدلات ومعايير طرح الملوثات البيئية من المنشآت الصناعية نتيجة لتنامي الوعي بمخاطر التلوث البيئي، وظهور منظمات المجتمع المدني التي تطالب الحكومات بالضغط على الشركات الصناعية لتعمل على تحسين التزامها بمتطلبات حماية البيئة من التلوث. كما يجري حالياً التنسيق لإعداد معايير عربية موحدة لمواصفات المشتقات النفطية تشرف عليها جامعة الدول العربية، إضافة إلى لجان أخرى على نطاق مجلس التعاون الخليجي تتولى تحديد الخطوط الأولية لإعداد مواصفة موحدة لدول الخليج العربي.

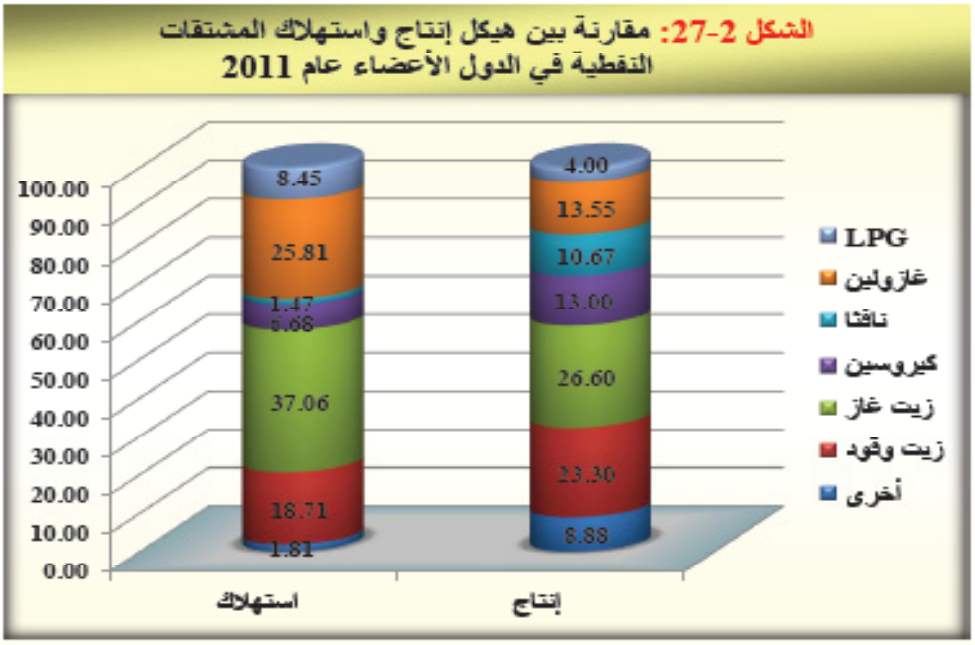
إضافة إلى محاولات إصدار التشريعات قامت العديد من المصافي العربية بإعداد خطط لتطوير معداتها وتعديل التقنيات المستخدمة بهدف مواكبة التطورات الخاصة بحماية البيئة من التلوث.

- **الاعتماد على استيراد المعدات الأساسية من الأسواق الخارجية**

تعتمد مصافي الدول العربية على مصادر خارجية في تأمين معظم المواد اللازمة لصيانة المعدات ومستلزمات التشغيل، كالعوامل الحفازة المستخدمة في عمليات التكرير، والمواد الكيميائية، والمعدات الثقيلة، مما يدفع المصافي إلى تكديس كميات كبيرة من هذه المواد في مستودعاتها، فتتعرض لخسائر ناجمة عن ارتفاع نفقات التخزين، وتعرض المخزون للتلف، وذلك تفادياً لحدوث توقفات طويلة عند حدوث أعطال طارئة في المعدات.

- **التباين بين هيكل إنتاج واستهلاك المشتقات النفطية**

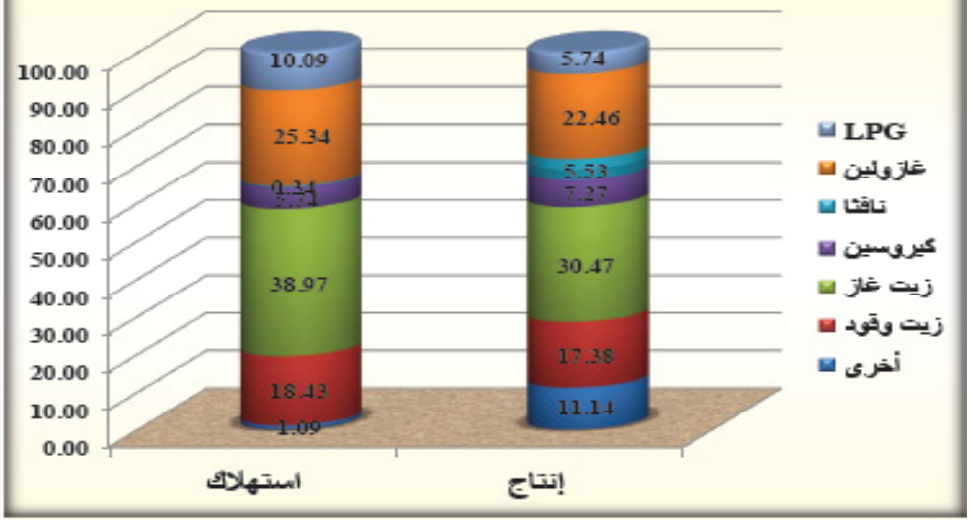
أحد الأسباب الرئيسية لضعف قدرة المصافي العربية على تلبية الطلب المحلي على المشتقات النفطية يعود إلى نقص الطاقة التكريرية للمصافي القائمة وتباين هيكل إنتاجها عن هيكل الطلب المحلي على المشتقات. يبين **الشكل (2-27)** مقارنة بين هيكل الإنتاج والطلب على المشتقات النفطية في الدول الأعضاء عام 2011، حيث يلاحظ التباين بين نسبة إنتاج زيت الوقود البالغة 23.30% ونسبته في هيكل الطلب 18.71%، مما يدل على وجود فائض في هذا المنتج في إجمالي الدول الأعضاء. كما نجد بالمقابل أن نسبة إنتاج زيت الغاز تبلغ 26.60%، وهي أدنى من نسبة الطلب على هذا المنتج البالغة 37.06%، وهذا يدل على وجود عجز في إنتاج زيت الغاز والديزل في إجمالي الدول الأعضاء عام 2011.



المصدر: أوابك – التقرير الإحصائي 2012

وفي الدول غير الأعضاء يلاحظ وجود توازن بين نسبة إنتاج واستهلاك زيت الوقود بينما يوجد عجز في زيت الغاز والديزل، حيث تبلغ نسبته في هيكل الإنتاج 30.47%، وهي أدنى من نسبة الطلب على هذا المنتج البالغة 38.97%، كما يوجد عجز في إنتاج الغازولين حيث تبلغ نسبته في هيكل الإنتاج 22.46%، بينما في هيكل الطلب تصل إلى 25.34%. يبين **الشكل (2-28)** مقارنة بين هيكل الإنتاج والطلب على المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء عام 2011.

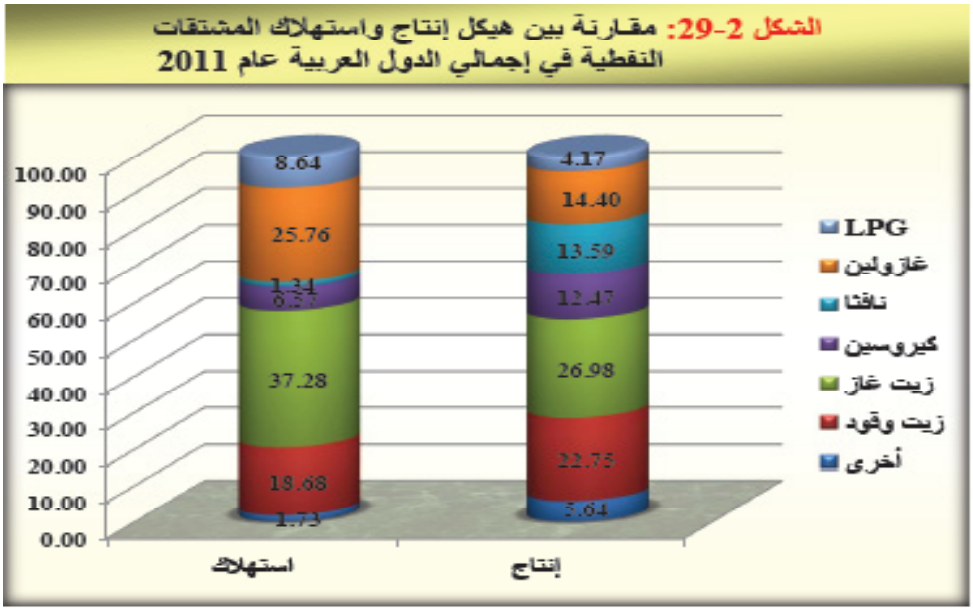
الشكل 2-28: مقارنة بين هيكل إنتاج واستهلاك المشتقات النفطية في الدول غير الأعضاء عام 2011



المصدر: أوبك – التقرير الإحصائي 2012

أما في إجمالي الدول العربية فيلاحظ وجود تباين بين نسبة إنتاج واستهلاك زيت الوقود، حيث تبلغ نسبته في هيكل الإنتاج 22.75%، وهي أعلى من نسبة الطلب على هذا المنتج البالغة 18.68% مما يدل على وجود فائض في إنتاج هذا المنتج، كما يلاحظ وجود فائض في إنتاج الكيروسين في إجمالي الدول العربية، حيث تبلغ النسبة في هيكل الإنتاج 12.47% بينما لا تزيد نسبته في هيكل الطلب عن 6.57%. في حين يلاحظ وجود عجز في المنتجات الأخرى الهامة مثل الغازولين وزيت الغاز، حيث تبلغ نسبة زيت الغاز في هيكل الإنتاج 26.98%، وهي أدنى من نسبة الطلب على هذا المنتج البالغة 37.28%، كما تبلغ نسبة الغازولين في هيكل الإنتاج 14.4% بينما في هيكل الطلب تبلغ النسبة 25.76%. يبين **الشكل (2-29)** مقارنة بين هيكل الإنتاج والطلب على المشتقات النفطية في إجمالي الدول العربية عام 2011.

لمعالجة التباين بين هيكل إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية تشهد مصافي النفط في الدول العربية تطورات هامة لرفع طاقة العمليات التحويلية التي تحول مخلفات التقطير الثقيلة إلى مشتقات خفيفة ثمينة، حيث أن معظمها يعتمد على عمليات التقطير الابتدائي والمعالجة الهيدروجينية البسيطة، باستثناء بعض المصافي في المملكة العربية السعودية ودولة الكويت، ومملكة البحرين، ودولة الإمارات العربية المتحدة، وجمهورية مصر العربية. أنظر **الشكلين (2-16)** و **(2-17)**.



المصدر: أوابك – التقرير الإحصائي 2012

2-6-2: تحديات تنفيذ مشاريع تطوير صناعة التكرير في الدول العربية

تواجه مشاريع التطوير التي أعلن عن إنشائها في الدول العربية تحديات عديدة تؤدي في معظم الحالات إلى إعاقة تنفيذها أو تأجيلها أو إلغائها، وخاصة مشاريع إنشاء المصافي الجديدة. وتختلف طبيعة ونوع هذه التحديات من دولة لأخرى، فمنها ما يكون على شكل نقص في القدرة على التمويل، أو ما يتعلق بانخفاض العائد على رأس المال، باعتبار أن صناعة التكرير ليست من الصناعات المربحة، كما أن مخاطرها مرتفعة. ومع اختلاف طبيعة التحديات إلا أن هناك صعوبات عامة ومشتركة تعاني منها معظم الدول العربية، وهي على النحو التالي:

- عدم اليقين الذي يكتنف المعدلات المستقبلية للطلب على المشتقات النفطية في الأسواق العالمية، مما ينعكس على صعوبة تقدير درجة المخاطر الاقتصادية لعائد المشاريع الاستثمارية، وخاصة أنها تحتاج إلى تكاليف باهظة وفترة إنشاء المصفاة طويلة دون الحصول على عائد، ومن أهم أسباب تفاقم هذه المشكلة ما يلي:
  - عدم الشفافية في إفصاح معظم الدول المستوردة للمشتقات النفطية عن توقعات الطلب المستقبلية في أسواقها المحلية.
  - دعم العديد من حكومات الدول الغربية لخطط إنتاج الوقود البديل بهدف الاستغناء عن استيراد النفط والمشتقات من الأسواق الخارجية.
  - تأرجح تكاليف المواد اللازمة للإنشاء، وخاصة في الفترة التي سبقت مرحلة دخول الاقتصاد العالمي مرحلة الركود في منتصف عام 2008 مما أدى إلى تغير كبير في التقديرات الأولية لتكاليف المشاريع. كما ساهمت الأزمة المالية العالمية في إحداث جو من الخوف لدى المستثمرين نتيجة غموض النتائج المتوقعة لنهاية الأزمة وما سيترتب عنها.

- الضغوط الناشئة عن التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث التي تفرضها الحكومات بتأثير تنامي وعي الجمهور ومنظمات العمل المدني بالأخطار التي تحدثها انبعاثات المنشآت النفطية على صحة وسلامة البيئة، وقد تستغرق الموافقة على دراسة الأثر البيئي للمشروع عدة سنوات. ويساهم في تفاقم المشكلة عدم وجود تشريعات واضحة في معظم الدول العربية تحدد الشروط الواجب توفرها في المشروع لكي يحصل على الموافقة.

2-6-3: إجراءات مواجهة صعوبات تنفيذ مشاريع تطوير صناعة التكرير العربية

تشكل الصعوبات التي تعترض تنفيذ مشاريع تطوير صناعة التكرير في الدول العربية تحدياً كبيراً لصانعي القرار نظراً لما تسببه من ظروف حرجة قد تعرضهم للمساءلة في حال فشل المشروع في تحقيق الأهداف المرسومة. وعلى الرغم من الجهود الكبيرة التي تبذل والتكاليف الباهظة التي تنفق على دراسات الجدوى الاقتصادية بالتعاون مع بيوت خبرة عالمية عريقة، إلا أن الوتيرة المتسارعة للتغيرات التي تطرأ على الظروف المحيطة بالمشروع تجعل المهمة أكثر صعوبة. ولتخفيف الآثار السلبية التي تحدثها هذه الصعوبات تلجا الدول العربية إلى اتخاذ عدة إجراءات، أهمها:

- تعزيز جهود البحث العلمي في مجال تطوير تقنيات تحسين أداء وكفاءة عمليات التكرير، والقيام بتنفيذ دراسات الجدوى الاقتصادية والفنية بتوفير المعلومات الإحصائية اللازمة التي تساعد على التنبؤ بحجم المخاطر المحتملة ودرجة تأثيرها على عائدات المشاريع وإعداد الحلول المناسبة لمواجهتها.
- إعادة تأهيل المصافي القائمة بهدف الاستفادة القصوى من البنية التحتية الموجودة في هذه المصافي، وذلك بهدف تفادي النفقات الباهظة التي تترتب على إنشاء المصافي الجديدة، وخاصة بالنسبة للمصافي ذات الطاقة التكريرية العالية أو المتوسطة، أي التي تزيد طاقتها عن (100 ألف ب/ي)، وتحتوي على وحدات مساندة يمكن الاستفادة منها كوحدات إنتاج البخار وتوليد الطاقة الكهربائية، ووحدات معالجة المياه الملوثة، وأبراج مياه التبريد، ومنشآت تخزين وتحميل وتفريغ المشتقات النفطية، والأبنية الإدارية وغيرها.
- التعاون مع أطراف أخرى لتقاسم المخاطر، من خلال عقود مشاركة مع شركات نفط عالمية ومستثمرين أجانب في مشاريع إنشاء المصافي الجديدة، وذلك لتحقيق الأهداف التالية:
  - تقاسم التحديات والفرص المشتركة.
  - تقاسم المخاطر.
  - تبادل المعرفة في الهندسة والتشغيل مع الشركات الوطنية.
  - نقل المهارات والتكنولوجيا والمساهمة في بناء القدرات المحلية.

2-6-4: عوامل اختيار إجراءات تطوير المصافي القائمة

تتضارب الآراء حول جدوى تنفيذ مشاريع إنشاء المصافي الجديدة بين مؤيد ومعارض. فالمؤيدون يعتمدون على أن إعادة تأهيل المصافي القائمة لا يكفي لضمان تلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية، وأن بعض الدول العربية ستتحول

إلى مستورد للمشتقات في السنوات القليلة القادمة بعد أن كانت تصدرها إلى أسواق العالم. أما المعارضون فيعتمدون على أن صناعة التكرير ذات مخاطر عالية وربحية منخفضة، فضلاً عن أنها من الصناعات الملوثة للبيئة، ويستشهدون على ذلك بأن الدول المتقدمة صناعياً مثل أوروبا والولايات المتحدة الأمريكية لم تنشئ مصفاة جديدة منذ أكثر من ثلاثة عقود.

وعلى الرغم من معارضة البعض لفكرة إنشاء مصاف جديدة، إلا أن هناك إجماع لدى القائمين على صناعة التكرير في كافة الدول العربية حول ضرورة إغلاق المصافي القديمة ذات الطاقة التكريرية المنخفضة، والتي أثبتت الدراسات الفنية عدم جدوى تطويرها، وعلى ضرورة تركيز الجهود على تطوير المصافي ذات الطاقة التكريرية المتوسطة والكبيرة لكي تتمكن من تحسين أدائها والتغلب على التحديات التي تعترضها.

تختلف طبيعة إجراءات تطوير المصافي القائمة في الدول العربية تبعاً للظروف السائدة في كل مصفاة، وفيما يلي أهم العوامل المؤثرة في تحديد طبيعة إجراءات تطوير المصافي القائمة:

- **الطاقة التكريرية للمصفاة، فعندما تكون منخفضة تزداد تكاليف التشغيل، حيث ترتفع نسبة استهلاك الوقود والفاقد، وفي معظم الحالات تعتبر عملية تطوير هذه المصافي غير مجدية مقارنة بالمصافي المتوسطة والكبيرة.**
- **قدم المصفاة، وخاصة إذا لم تخضع لعمليات تحديث مستمرة وصيانة دورية للمعدات وخطوط الأنابيب الواصلة بين الوحدات الإنتاجية والوحدات المساندة، فإنها تتعرض للتهالك ويحتاج تطويرها إلى تكاليف باهظة قد تفوق تكاليف إنشاء مصفاة جديدة.**
- **نوع عمليات التكرير الموجودة في المصفاة، فالمصافي التي لا تحتوي على عمليات تحويلية، لتحويل مخلفات التقطير الثقيلة إلى مشتقات خفيفة تكون ربحيتها منخفضة، لهذا يكون التوجه في خطة التطوير نحو إنشاء وحدات تحويلية جديدة.**
- **هيكل الطلب الحالي والمستقبلي على المشتقات في السوق المحلية، فقد يكون معدل الطلب على الغازولين أعلى من الديزل في بعض المناطق، في هذه الحالة يؤخذ بالاعتبار نوع وطاقة العمليات التحويلية بما يتناسب مع متطلبات السوق.**
- **متطلبات التشريعات البيئية التي تفرض حدوداً لنسب الملوثات التي تطرحها المنشآت الصناعية.**
- **درجة تعقيد معايير مواصفات المشتقات التي تفرضها الهيئات الحكومية المختصة، فعلى سبيل المثال تزداد الطاقة المطلوبة لعمليات المعالجة الهيدروجينية كلما انخفضت نسبة الكبريت في مواصفة الديزل. كما تزداد طاقة عمليات التهذيب بالعامل الحفاز وعمليات الأزمرة والألكلة كلما كان الرقم الأوكتاني المطلوب في الغازولين مرتفعاً.**
- **نوع النفط الخام المكرر، أو المتوقع تكريره في المستقبل، حيث تلجأ بعض المصافي أحياناً إلى تحسين مرونة وحدات التقطير لتكرير أنواع مختلفة من النفوط الخام بهدف**

الحصول على فرص قد تكون مربحة، يمكن أن تستفيد منها في الأوقات التي تنخفض فيها أسعار بعض الأنواع، كالنفط الخام الثقيل.

على الرغم من أن خيار إنشاء المصافي الجديدة يحقق معظم الأهداف المرسومة لتطوير صناعة التكرير، إلا أنه لا يمكن التغلب على كافة التحديات والصعوبات التي تعترضها دون تطوير المصافي القائمة لتحسين أدائها وتمكينها من إنتاج الوقود النظيف وتلبية متطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث. وقد أدرك القائمون على صناعة التكرير في الدول العربية هذه الحقيقة وقاموا بإعداد دراسات لتحليل نقاط الضعف والاختناقات التي تعاني منها المصافي، وذلك لتحديد الإجراءات التي يمكن من خلالها إزالة تلك الاختناقات، وتمكين المصافي من تحسين أدائها.

أكدت نتائج معظم الدراسات أنه لا يوجد خيار مثالي لتطوير مصافي النفط، يمكن من خلاله الحصول على حلول متكاملة خالية من المخاطر والثغرات، ومهما كانت الحلول المتبعة لابد من تنفيذ إجراءات هامة لتطوير الأداء، أهمها:

- **البحث عن وسائل لتلبية معدل نمو الطلب المتنامي على غاز البترول المسال من خلال الاستمرار في توجيه الاهتمام باستثمار حقول الغاز الطبيعي وتطوير مشاريع معالجة الغاز المصاحب، ومشاريع الاستفادة من غازات الشعلة في مصافي النفط.**
- **تطوير المصافي العاملة بغية رفع نسبة العمليات التحويلية وعمليات المعالجة الهيدروجينية للمشتقات النفطية وعمليات تهذيب النافثا إلى المستويات المتبعة في العالم نظراً لأهمية ذلك في تحسين ربحية صناعة التكرير العربية، وإصلاح الفجوة بين هيكل الطلب المستقبلي على المشتقات النفطية وبين هيكل إنتاج المصافي.**
- **العمل على إيجاد قنوات لاستهلاك فائض النافثا، كالصناعات البتروكيماوية، إضافة إلى توسيع طاقة عمليات التهذيب بالعامل الحفاز في المصافي القائمة لإنتاج الغازولين.**
- **تعزيز فرص تبادل المشتقات بين الدول العربية، وتطوير موانئ التصدير، وإنشاء محطات تحميل وتفريغ لتتمكن من تصدير المشتقات الفائضة إلى الأسواق الخارجية.**

2-6-5: أهداف مشاريع تطوير صناعة التكرير في الدول العربية

ساهمت الضغوط التي نشأت عن التحديات والصعوبات التي تعاني منها صناعة تكرير النفط العربية إلى دفع القائمين على هذه الصناعة إلى إعداد خطط لتطوير المصافي. وتنقسم هذه الأهداف إلى مجموعتين، مجموعة أهداف ذات طبيعة تقنية ترتبط بتحسين قدرة المصافي على مواجهة الصعوبات التشغيلية التي تؤدي إلى ضعف الأداء، ومجموعة أهداف اقتصادية ترتبط بدعم الاقتصاد الوطني.

الأهداف التقنية: وهي الأهداف التي تتعلق بتحسين أداء المصافي لتمكينها من التغلب على الصعوبات التي تعترضها، وهي على النحو التالي:

- إنتاج مشتقات ذات مواصفات عالية الجودة تواكب متطلبات المعايير العالمية الخاصة بحماية البيئة من التلوث.
- إصلاح التباين بين هيكل إنتاج المصافي من المشتقات النفطية وهيكل الطلب على المشتقات في الأسواق المحلية، وذلك من خلال زيادة نسبة المشتقات الخفيفة الثمينة، كالغازولين والديزل على حساب مخلفات التقطير الثقيلة.
- تهيئة المصافي لتكرير النفط الخام الثقيل، وخاصة في الدول التي تنتج نفوطاً ثقيلة وتعاني من صعوبة في تسويقها عالمياً، بحيث يمكنها أن تستفيد من فرق السعر بين الخامات الخفيفة والثقيلة لتحسين ربحية صناعة التكرير في مصافيها.
- تطبيق التقنيات الحديثة التي تساهم في تحسين التزام الوحدات الإنتاجية بمعايير الصحة والسلامة، والحد من الأخطار التي تهدد سلامة البيئة والعاملين، وتمكينها من تلبية متطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث.
- تخفيض تكاليف التشغيل، من خلال تحسين جاهزية المعدات العاملة في الوحدات الإنتاجية والمساندة، وتخفيض استهلاك الطاقة، وتطبيق برامج إدارة الصيانة المتطورة.
- تعزيز التكامل بين مصافي التكرير والصناعة البتروكيماوية، بهدف الاستفادة من فرص ثمينة تساهم في تحسين الربحية، ورفع مستوى الأداء والإنتاجية.

الأهداف الاقتصادية: وهي الأهداف التي تتعلق بمشاركة صناعة التكرير في دعم وتعزيز الاقتصاد الوطني، وذلك من خلال تحقيق ما يلي:

- تحسين القيمة المضافة للنفط، من خلال تحويله إلى مشتقات بدلاً من تصديره كمادة خام.
- تنويع مصادر الدخل القومي.
- خلق فرص عمل جديدة من خلال بناء المصافي الجديدة أو توسيع طاقة المصافي الحالية، وما يتبعها من صناعات أخرى مرتبطة بها.
- تأمين فرص لمشاركة القطاع الخاص في تنمية الاقتصاد الوطني.
- الاستفادة من توفر النفط الخام في المنطقة، وبالتالي توفير تكاليف النقل إلى أماكن التكرير البعيدة، مما يمنح المصافي العربية ميزة تنافسية غير متاحة للعديد من المنافسين في هذا القطاع الحيوي.
- الاستفادة من الموارد البشرية المدربة التي اكتسبت خبرة طويلة في مجال تشغيل وصيانة مصافي النفط خلال العقود الماضية.
- تحسين نسبة الاستفادة من المنشآت المساندة القائمة كموانئ التصدير، وخطوط الأنابيب، ومصانع إنتاج مستلزمات صناعة التكرير وغيرها.

بقية الدراسة في العدد القادم

من إصدارات المنظمة

الدور المتنامي لشركات البترول الوطنية وانعكاساته على صناعة البترول في الدول الأعضاء

الطاهر الزيتوني*

في الوقت الذي يتجه فيه دور الدولة إلى الانحسار تقريبا في كل قطاعات النشاط الاقتصادي العالمي، يأخذ دور الدولة في قطاع الطاقة عموماً وفي قطاع البترول على وجه الخصوص منحى مغايراً تماماً، فالدور المتنامي لشركات البترول الوطنية، عالمياً ومحلياً، يؤكد بما لا يدع مجالا للشك، أن دور الدولة في إدارة وتخطيط مواردها واحتياجاتها من المصادر المتعددة للطاقة، سوف يبقى راسخا إلى أجل غير منظور.

* محلل اسواق الطاقة - الإدارة الاقتصادية، أوابك - الكويت

في الوقت الذي يتجه فيه دور الدولة إلى الانحسار تقريبا في كل قطاعات النشاط الاقتصادي العالمي، يأخذ دور الدولة في قطاع الطاقة عموماً وفي قطاع البترول على وجه الخصوص منحى مغايراً تماماً، فالدور المتنامي لشركات البترول الوطنية، عالمياً ومحلياً، يؤكد بما لا يدع مجالا للشك، أن دور الدولة في إدارة وتخطيط مواردها واحتياجاتها من المصادر المتعددة للطاقة، سوف يبقى راسخا إلى أجل غير منظور.

لقد شهدت الألفية الجديدة تصاعد أهمية شركات البترول الوطنية التي تقدمت بخطى ثابتة لترسم ملامح جديدة لصناعة النفط العالمية، حيث احتلت مواقع متقدمة في التصنيف العالمي لصناعة البترول، وباتت تقودها آمال طموحة للخروج من نطاقها الإقليمي، بعد أن تحررت من المفاهيم التقليدية والجغرافية التي كانت تكبلها، وذلك بفضل ما اكتسبته من مهارات وخبرات عالية وقدرة على المنافسة، بحيث غدت تتنافس تجارياً مع شركات النفط العالمية، وتسعى لإعادة تصنيف نفسها كشركات عالمية، وذلك من خلال قدرتها على الاستثمار عابر الحدود والقارات في مجال النفط والغاز.

تسعى هذه الدراسة إلى إلقاء الضوء على الدور العالمي المتنامي لشركات البترول الوطنية وانعكاسه على صناعة البترول في الدول الأعضاء. وتتضمن سبعة أجزاء، خصص الجزء الأول منها لتقديم لمحة عامة عن تطور شركات النفط الوطنية التاريخي، وكرس الجزء الثاني لتناول التصنيف العالمي لشركات البترول وفقا لمعايير التشغيل الأساسية، فيما تناول الجزء الثالث تصنيفها العالمي وفقا للأداء المالي. أما في الجزء الرابع فقد تم الحديث عن شركات البترول الوطنية في الدول الأعضاء في أوابك وتصنيفها، وكان موضوع الشروط اللازمة لنجاح شركات البترول الوطنية هو ما تم تناوله في خامس الأجزاء، في حين جرى تسليط الضوء على أهم التحديات والفرص التي تواجه تلك الشركات في سادس الأجزاء. وتم في الجزء السابع والأخير عرض أهم ما خلصت إليه الدراسة. ويمكن تلخيص أهم ما توصلت إليه الدراسة من نتائج وملاحظات فيما يلي:

- استحوذت مجموعة كبريات شركات البترول العالمية الـ 100 (Top 100) حسب تصنيف عام 2011، على حوالي 86.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة، وحوالي 71.7% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي العالمية المؤكدة لعام 2010، بينما ساهمت هذه المجموعة بحوالي 87.8% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية، و حوالي 81.2% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010، وبلغت اجمالي مبيعات هذه المجموعة حوالي 87.3% من إجمالي مبيعات المنتجات النفطية العالمية لعام 2010، وأدارت حوالي 75.9% من إجمالي طاقات التقطير العالمية لعام 2010.
- بلغت حصة شركات النفط الوطنية داخل مجموعة (Top 100)، حوالي 78.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة، وحوالي 63.9% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي العالمية المؤكدة لعام 2010، بينما ساهمت بحوالي 58.7% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية، وحوالي 48.3% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010، في حين شكلت اجمالي مبيعاتها حوالي 34.3% من إجمالي المبيعات العالمية من المنتجات النفطية لعام 2010، وأدارت حوالي 34.7% من إجمالي طاقات التقطير العالمية لعام 2010.

- تموضعت ثمان شركات بترول وطنية مملوكة للدول الأعضاء في أوابك وهي بالترتيب، شركة البترول السعودية أرامكو، ومؤسسة البترول الكويتية، وشركة سوناطراك الجزائرية، وشركة بترول أبوظبي الوطنية، وشركة قطر للبترول، والمؤسسة المصرية العامة للبترول، وشركة النفط الوطنية العراقية، والمؤسسة الوطنية الليبية للنفط، في مراكز متقدمة ضمن أكبر ثلاثين شركة بترولية في العالم لعام 2011، كما صنفت شركة البترول السورية في المرتبة 43 ضمن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية حسب معايير التشغيل الستة الأساسية لعام 2011.
- تصدرت شركة البترول السعودية (أرامكو) خلال الفترة 1987-2011 قائمة أكبر الشركات البترولية في العالم، حسب كل التصنيفات الدورية لشركات البترول في العالم، باستخدام معايير التشغيل الستة الأساسية. وشهدت تصنيفات بعض شركات البترول الوطنية المملوكة للدول الأعضاء في أوابك تراجعات بدرجات بسيطة، وتقدمت أخرى في مواقعها، وما يجلب الانتباه في هذا المجال هو الصعود الكبير لشركة قطر للبترول ووصولها إلى مراكز متقدمة خلال هذه الفترة.
- أبرزت التصنيفات الفرعية الخاصة بمعايير التشغيل الأساسية الستة كلا على حدة، أن شركات بترول دول أوابك، احتلت مواقع متقدمة في معياري الاحتياطيات النفطية واحتياطيات الغاز الطبيعي بشكل خاص، ثم في معياري انتاج السوائل النفطية وانتاج الغاز الطبيعي بدرجة أقل، بينما تأخرت عن مواقعها المتقدمة بحسب معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية.
- على الرغم من الاختلاف بين شركات البترول الوطنية من حيث تطورها التاريخي ونطاق أعمالها وأهدافها المرجعية، وكذلك التباين الملحوظ في طبيعة علاقاتها مع حكوماتها ودورها في الاقتصاد الوطني والمسؤولية الاجتماعية المترتبة عليها في بيئة عملها، تعتبر معاييرالاستقلالية والكفاءة وتحمل المسؤولية والعمل على أساس تجاري، شروطاً أساسية لنجاح شركات البترول الوطنية في تحقيق أهدافها المرجعية.
- لا تعد سيطرة الدولة على شركة البترول الوطنية أو تملكها بالكامل -في حد ذاتها- انتقاصاً من استقلالية الشركة، شريطة وجود التزامات واضحة وعلاقة محددة بين الشركة والدولة، مع ضرورة الفصل بين وضع السياسات، والتنظيم، والأعمال. وهنا تبرز أهمية الحوكمة الرشيدة في تحسين مستوى الأداء واستدامته في شركات البترول الوطنية، حيث تعتبر الإدارة الرشيدة شرطاً أساسياً لضبط الجوانب ذات الصلة بالشفافية والمساءلة والرقابة المالية الداخلية والمراقبة التجارية وإدارة الهياكل.
- يعتبر تعظيم الايرادات وزيادة الكفاءة الإنتاجية، من أهم الأهداف التجارية للإدارة في شركات البترول الوطنية. وتعد هذه الأولويات من صميم وظائف أعمالها الأساسية، لأنها توفر رأس المال اللازم لاستدامة العمليات وتحقيق العوائد المالية المأمولة التي تسمح للدولة بتحقيق أهداف التنمية الاقتصادية والاجتماعية المستدامة.

- تعتبر القدرة على تحمل المسؤولية والعمل على أساس تجاري، شرطين أساسيين ومتلازمين لنجاح شركات البترول الوطنية. ويتطلب تحمل المسؤولية حصول الشركة على التزامات محددة وواضحة في تطوير الموارد الهيدروكربونية واستغلالها ضمن المخطط العام للتنمية، وتوفر آليات التخطيط العام الجيدة. أما العمل على أساس تجاري فيتطلب وجود مجلس إدارة قوي و قادر على الإشراف على الشركة وتوجيهها بشكل موضوعي مع وجود هيكل تنظيمي متناغم، وأنظمة رقابة مالية داخلية فاعلة. كما يتطلب أيضاً السماح للشركة بالاحتفاظ بسيولة نقدية كافية لمواجهة الالتزامات الآنية وقصيرة المدى، والتخطيط في حيز زمني معقول.
- في ظل توفر خطة واضحة المعالم، والتزامات محددة، يمكن لشركة البترول الوطنية دعم النمو الاقتصادي ومساندة عملية التنمية في الدولة من خلال تحقيق القيمة المضافة على الصناعات الاستخراجية، وتنويع الإيرادات وزيادتها بمرور الوقت، وهو ما يضيف قيمة أكبر للمنتجات البترولية. كما ينبغي أن يستفاد من نقاط القوة والمزايا التنافسية في أعمال الشركة على أكمل وجه، حيث أن التكامل بين أنشطتها، بدءا من الاستخراج وانتهاء بالتكرير والشحن، يمنح الشركة مرونة عالية وأفضلية في مجال التسويق السريع لمنتجاتها وتحقيق عائدات مجزية عبر سلسلة القيمة. كما أن إقامة صناعات بتروكيماوية رائدة ودمجها ضمن أعمال التنقيب والإنتاج والتكرير والتسويق، سيكون نعم العون على إقامة صناعات تحويلية جديدة، ويضاعف من قدرة الشركة على توفير الوظائف الجديدة، وبذلك تصبح من الركائز القوية التي تساهم في انطلاق اقتصاد المعرفة الذي يستهدف الارتقاء بمستويات التعليم وإنشاء قاعدة معرفية بالدول صاحبة هذه الشركات.
- من التحديات الرئيسية التي تواجه شركات البترول الوطنية في الوقت الحاضر، التغير في بيئة الأعمال، والعلاقات العالمية، وتلبية الزيادة في الطلب العالمي المستقبلي على النفط، وتعزيز دور البترول في مزيج الطاقة العالمي ودعم النمو الاقتصادي ومساندة عملية التنمية الاقتصادية والاجتماعية. وفي المقابل أبرز الواقع الجديد فرصا يمكن استغلالها من خلال إقامة تحالفات عمل بين شركات البترول الوطنية وشركات البترول العالمية في أشكال وأنماط عديدة ومتنوعة، والاستفادة من نقاط قوة كل طرف منهما و تجاوز القيود المفروضة من جانب ومن آخر. ومن المتوقع أن يؤدي تحرير أسواق الطاقة وظهور أسواق جديدة إلى توفير فرص استثمارية أكبر في مجال التكرير والتسويق لشركات البترول الوطنية وخاصة في الأسواق الآسيوية النامية.

الطاهر الزيتوني

الدور المتنامي لشركات البترول الوطنية وانعكاساته على صناعة البترول في الدول الأعضاء

مقدمـــة

في الوقت الذي يتجه فيه دور الدولة إلى الانحسار تقريبا في كل قطاعات النشاط الاقتصادي العالمي، يأخذ دور الدولة في قطاع الطاقة عموماً وفي قطاع البترول على وجه الخصوص منحى مغايراً تماماً، فالدور المتنامي لشركات البترول الوطنية، عالمياً ومحلياً، يؤكد بما لا يدع مجالا للشك، أن دور الدولة في إدارة وتخطيط مواردها واحتياجاتها من المصادر المتعددة للطاقة، سوف يبقى راسخا إلى أجل غير منظور.

إننا لو أمعنا النظر في تاريخ تأميم الموارد، فسنجد أن الحكومات الغنية بالبترول قد اعتادت، خلال عصر التأميمات، أن تعمد إلى استرجاع حقولها البترولية وإلغاء عقود التأجير الأبدية التي كانت قد أبرمتها مع شركات البترول الأجنبية، على الرغم من أن معظم تلك الحكومات ظلت مضطرة للاعتماد على شركات البترول العالمية للاستمرار في ضخ البترول وصيانة الحقول.

لكن الأمور سرعان ما اعتراها التغيير، فخلال العقد الأول من القرن الحادي والعشرين، تعرض ميزان القوى الخاص بمجال البترول العالمي لتغييرات كبيرة، بحيث أصبح نصف شركات البترول الخمسين الكبرى في العالم مملوكة لدولها سواء بشكل كامل أو بأغلبية الأسهم. ويتجلى ذلك في تصنيف شركات البترول العالمية لعام 2011 الذي يستخدم معايير عدة في ذلك، ومن ضمنها: حجم احتياطيات البترول والغاز وإنتاجهما، طاقة التكرير، مبيعات المنتجات. وظهر وفقا لذلك أن أربعا من شركات النفط العشر الكبرى في العالم هي شركات نفط وطنية تابعة للمملكة العربية السعودية وفنزويلا والصين وإيران. أما بالنسبة لحجم احتياطيات النفط والغاز فتبين بأن الشركات الـ 14 الكبرى هي شركات بترول وطنية، تتبع كلا من إيران والمملكة العربية السعودية وفنزويلا والعراق وروسيا وقطر والكويت والامارات و تركمانستان ونيجيريا وليبيا والصين والجزائر وماليزيا. وحلت سبع شركات بترولية وطنية أخرى بين الشركات العشر الكبرى في مجال إنتاج النفط والغاز، وتتبع كلا من السعودية وروسيا وإيران والصين و فنزويلا والمكسيك والجزائر.

وتستحوذ شركات البترول المملوكة بالكامل لحكوماتها على 73% من إجمالي احيتاطيات النفط، وعلى 53% من احتياطيات الغاز المؤكدة في العالم لعام 2010. وقد تجاوز إنتاجها اليومي من النفط في عام 2010 نحو 38 مليون برميل ب/ي، ونحو 55 مليار قدم مكعبة من الغاز، أي ما يشكل نحو 45% من إنتاج النفط و 25% من إنتاج الغاز عالميا. ويؤكد هذا الحجم الكبير لقاعدة الموارد الهيدروكربونية، وإجمالي الإنتاج لشركات البترول الوطنية، أهمية هذه الشركات على صعيد صناعة الطاقة العالمية.

1- التطور التاريخي لشركات البترول الوطنية

تعرف شركات النفط الوطنية (National Oil Companies-NOCs) بأنها شركات تملكها أو تسيطر عليها الدولة التابعة لها. ويجب التفريق هنا بين حالتي الملكية والسيطرة، فبينما يشير مصطلح الملكية إلى تملك الدولة لأصول الشركة كافة، كما في حالة أرامكو السعودية (Saudi Arabian Oil Company-Aramco) وشركة البترول الوطنية الصينية (China National Petroleum Corporation-CNPC). أما المقصود بالسيطرة فهو تملك الدولة لأغلبية الأسهم كما في حالة شركة الغاز الروسية (OAO Gazprom) بما يمكنها من التحكم في سلطة القرار، وهو ما يعرف بالسهم الذهبي (Golden Share) كحد أدنى يمكنها من الاحتفاظ بحقوق تصويت مميزة وحق النقض ضد القرارات التي تعارض مصالحها، كما في حالة شركة ايني الإيطالية (Ente Nazionale Idrocarburi-ENI).

وبالمقابل تعرف شركات النفط العالمية (International Oil Companies-IOCs) بكونها الشركات النفطية المتكاملة رأسياً (Vertically Integrated). وهي غالباً ما تكون مملوكة وخاضعة لسيطرة القطاع الخاص، وتميزت تقليدياً باتساع نطاق عملياتها دولياً حيث تتواجد في دول متعددة. وبسبب التطور المتسارع في نشاط شركات النفط الوطنية الذي أصبح في حالات كثيرة عابراً للحدود، فقد بات التمييز بينها وبين شركات النفط العالمية مشوبا بالكثير من الضبابية.

ومما لا شك فيه، فإن منظمة البلدان المصدرة للبترول (أوبك) التي أنشئت في عام 1960 قد لعبت دورا تاريخيا في الوقوف بجانب بلدان الشرق الأوسط المنتجة للنفط وساعدتها على فرض سيادتها على ثرواتها الطبيعية، ووضعها في خدمة مصالحها الوطنية. وكان السبب المباشر لإنشاء «أوبك» هو لجوء شركات النفط الأجنبية في نهاية الخمسينات، ومن جانب واحد وفي عديد المرات، إلى تخفيض أسعار الأساس للنفط. كانت البلدان الأعضاء في أوبك في بداية الأمر، تضع أمامها هدفًا متواضعًا جدًا يتمثل في عدم تخفيض أسعار الأساس حفاظا على عائداتها النفطية عند مستوى ثابت على الاقل. وسرعان ما تحقق هذا الهدف، إذ بعد إنشاء المنظمة لم تعد الشركات الأجنبية تجرؤ على إعادة النظر منفردة في أسعار الأساس. واتضح بمرور الوقت أن امكانيات «الاوبك» تتعدى بكثير الإمكانيات الضرورية لتحقيق الهدف الجزئي المتمثل في تأمين استقرار أسعار الأساس. فقد أدركت الدول المنتجة للنفط أنها باتت قادرة، إن هي تحالفت وجمعت كلمتها، على الوقوف في وجه الشركات الأجنبية، وأضحت قادرة على تنسيق سياستها، وتقديم الدعم المعنوي والسياسي والاقتصادي الضروري لبعضها البعض، وبذلك غدا في مستطاعها أن تركز جهودها في الاتجاهات الأكثر أهمية في الصراع مع الاحتكارات النفطية.

وهناك الآن أكثر من 100 شركة بترول وطنية في الدول المنتجة والمستهلكة مملوكة لدولها بشكل كلي أو جزئي. وقد تم تصنيف 45 شركة منها ضمن مجموعة الـ 100 أكبر شركة بترولية في العالم (Top 100) لعام 2011، وفقا لتصنيف مؤسسة «أبحاث انيرجي

انتيليجنس Energy Intelligence Research» لشركات البترول في العالم باستخدام معايير التشغيل الستة الأساسية.

وجدير بالذكر أن شركات البترول الوطنية تختلف فيما بينها من حيث التطور التاريخي، حيث برز بعضها كوريث لشركات كانت صاحبة امتيازات في دولها بعد موجة التأميمات التي شهدها قطاع البترول في النصف الثاني من القرن الماضي، والبعض الآخر يختلف عن ذلك. كما أن بعض شركات البترول الوطنية هي شركات مملوكة لدول منتجة رئيسية تتولى مسؤولية إدارة وتطوير الموارد الهيدروكربونية لبلدانها، وبعضها الآخر هي شركات مملوكة لدول مستهلكة رئيسية تتملك موارد خارج حدود بلدانها.

وتتباين شركات البترول الوطنية أيضاً في نطاق أعمالها، فبعضها شركات متكاملة للنفط والغاز عبر كل مراحل سلسلة التوريد، بينما يقتصر نطاق أعمال بعضها على أنشطة محددة ضمن سلسلة التوريد، كما تتباين أيضاً في تنظيمها الإداري و طبيعة علاقاتها مع حكوماتها وفي درجة تكاملها وبيئة عملها.

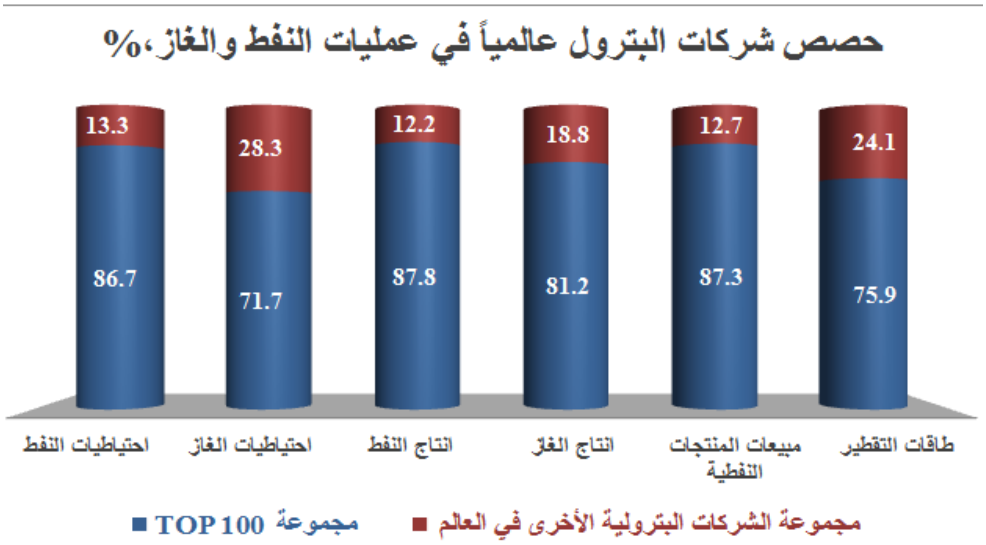
ونتيجة الاختلافات ذات الصلة بالتطور التاريخي والتباين الملحوظ في نطاق الأعمال والالتزامات، فإن تصنيف جميع شركات البترول الوطنية ضمن مجموعة واحدة هو أمر لا يعكس الواقع كما ينبغي عند مقارنة شركات البترول الوطنية بشركات البترول العالمية أن يراعي الاختلاف الجذري في الاهداف المرجعية والتباين في الالتزامات بين هذه الشركات. فبينما تسعى شركات البترول العالمية إلى تحقيق الربح لحاملي الأسهم، تعمل شركات البترول الوطنية على إدارة وتطوير الموارد الهيدروكربونية لدولها ضمن الأهداف التنموية لهذه البلدان، وتلتزم بتنفيذ سياسات الطاقة لحكوماتها وتسعى إلى استيعاب التكنولوجيا وبناء القدرات الفنية لهذا القطاع.

2- التصنيف العالمي لشركات البترول حسب معايير التشغيل الأساسية

تصدر مؤسسة أبحاث انيرجي انتيليجنس (Energy Intelligence Research) تقريراً سنوياً بعنوان (The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies) يهتم بتصنيف شركات البترول في العالم باستخدام ستة معايير للتشغيل أساسية هي : احتياطيات النفط المؤكدة، و احتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة، وإنتاج النفط، و انتاج الغاز، وحجم طاقات التكرير، وحجم مبيعات المنتجات النفطية.

وقد استحوذت مجموعة الـ 100 أكبر شركة بترولية في العالم (Top 100) حسب تصنيف شركات البترول في العالم لعام 2011، على حوالي 86.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة، و حوالي 71.7% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي العالمية المؤكدة لعام 2010. كما ساهمت هذه المجموعة بحوالي 87.8% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية و حوالي 81.2% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010. وبلغ اجمالي مبيعات هذه المجموعة حوالي 87.3% من إجمالي المبيعات العالمية من المنتجات النفطية لعام 2010، وأدارت حوالي 75.9% من إجمالي طاقات التقطير العالمية

لعام 2010 ، وذلك ما يوضحه الشكل والجدول التاليان:



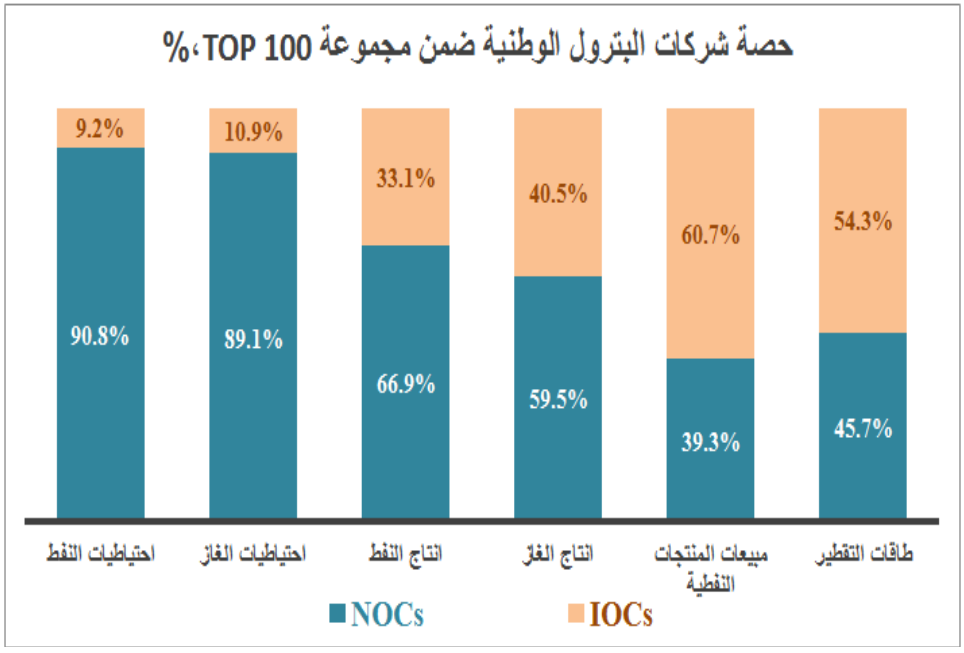
حصص شركات البترول عالمياً في عمليات النفط والغاز، %

		احتياطيات النفط	احتياطيات الغاز	انتاج النفط	انتاج الغاز	مبيعات المنتجات النفطية	طاقات التقطير
TOP 100	NOCs	78.7	63.9	58.7	48.3	34.3	34.7
	IOCs	8.0	7.8	29.1	32.9	53.0	41.2
	Total	86.7	71.7	87.8	81.2	87.3	75.9
Others		13.3	28.3	12.2	18.8	12.7	24.1

المصدر: The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies، 2011.

وقد بلغت حصة شركات النفط الوطنية داخل مجموعة (Top 100)، حوالي 78.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة، وحوالي 63.9% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي العالمية المؤكدة لعام 2010، بينما ساهمت بحوالي 58.7% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية، وحوالي 48.3% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010، في حين شكلت حصة إجمالي مبيعاتها حوالي 34.3% من إجمالي المبيعات العالمية من المنتجات النفطية لعام 2010، وأدارت حوالي 34.7% من إجمالي طاقات التقطير العالمية لعام 2010

ويعكس الحجم الكبير لقاعدة الموارد الهيدروكربونية وإجمالي الإنتاج لشركات البترول الوطنية ضمن (Top 100) أهمية شركات النفط الوطنية على صعيد قطاع الطاقة العالمي على الرغم من التباين الملحوظ بين حصة شركات النفط الوطنية حسب معياري قاعدة الموارد وإجمالي الإنتاج. فبينما بلغت حصة شركات البترول الوطنية نسبة 90.8% من اجمالي احتياطيات النفط لمجموعة (Top100) وحوالي 89.1% من اجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي، لم تتجاوز هذه الحصة نسبة 66.9% و 59.5% فيما يتعلق بحجم انتاج النفط والغاز على التوالي. ويعزى ذلك في الغالب إلى كون أن شركات البترول الوطنية الكبرى تتبع دولا أعضاء في أوبك، وأن الوضع ينعكس تماماً عند مقارنة قاعدة مواردها بحجم حصتها من الانتاج العالمي. ويعود ذلك للسياسة التي ظلت تنتهجها المنظمة، حيث أخذت على عاتقها مهمة المحافظة على استقرار أسواق النفط عن طريق تكييف حصتها من سد الطلب العالمي على النفط وفقا لما تبقى لها من نسبة بعد استنفاد إمدادات الدول المنتجة من خارجها. ويوضح الشكل التالي حصة الشركات البترولية الوطنية ضمن مجموعة Top 100 :



المصدر : مشتق من الجدول السابق

كما يبرز ذلك التباين بشكل جلي عند مقارنة السيطرة الواضحة لدور شركات النفط الوطنية داخل مجموعة (Top100) في عمليات «النشاط الأمامي Upstream» (ذات الصلة بصناعة الاستكشاف والأنتاج، وانحسار ذلك الدور في عمليات «الصناعات اللاحقة» Downstream ذات الصلة بالنقل والتصنيع والتوزيع والتكرير. حيث لم تتجاوز حصة شركات النفط الوطنية

لا تمثل سوى نسبة 39.3% من مبيعات المنتجات النفطية و45.7% من اجمالي طاقات التكرير التقطيرية المتاحة ضمن مجموعة الـ TOP100 . وهذا الأمر يعكس حالة من التوازن أو اقتسام الأدوار بين شركات النفط الكبري في سلسلة التوريد العالمية، بين سيطرة شركات النفط الوطنية NOCs على عمليات «النشاط الأمامي» مقابل سيطرة شركات النفط االعالمية IOCs على عمليات «النشاطات اللاحقة»، ويشير الى الأفاق الواعدة امام الشركات الوطنية للتوسع تكاملياً في نشاطاتها على امتداد كامل سلسة التوريد.

وجدير بالذكر أن يشار إلى أن شركة الزيت السعودية الوطنية (أرامكو- السعودية) قد حافظت وبلا منازع ، على مركزها في صدارة قائمة أكبر الشركات البترولية في العالم، وذلك على الرغم مما مرت به صناعة البترول وأسواقه من ظروف قاسية وتقلبات خلال ثمانينات وتسعينات القرن السابق، والعقد الأول من القرن الحالي. وذلك ما يوضحه الجدول التالي:

تصنيف أكبر 15 شركة بترولية عالمية وفق معايير التشغيل الأساسية[1] خلال الفترة (1987 – 2010)

Rank 2006	Rank 2002	Rank 2000	Rank 1999	Rank 1994	Rank 1993	Rank 1988	Rank 1987	Rank 2010	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	Saudi Aramco
3	4	4	4	4	4	5	5	2	NIOC
2	2	3	2	E=6/M=7	E=4/M=7	E=2/M=6	E=3/M=8	3	Exxon Mobil
4	3	2	2	2	2	4	4	4	PDV
7	10	9	11	19	22	/	/	5	CNPC
5	6	7	6	10	10	8	9	6	BP
6	5	5	5	3	3	2	2	7	Shell
8	8	C=14/T=17	C=14/T=15	C=8/T=14	C=8/T=12	C=6/T=9	C=6/T=7	8	Chevron Texaco
11	13	C=21/P=26	C=24/P=29	C=28/P=32	C=27/P=28	C=19/P=27	C=19/P=27	8	ConocoPhilips
9	9	8	9	23	17	29	30	10	Total
10	7	6	7	5	6	12	10	11	Pemex
15	30	34	32	42	34	/	/	12	Gazprom
13	12	13	10	9	13	10	11	13	KPC
12	11	11	12	11	15	14	14	14	Sonatrach
14	15	12	13	15	18	25	26	15	Petrobras

Source: Energy Intelligence Research, "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Oil Companies," 2011, 2007 and 2003 editions & " Petroleum Intelligence Weekly" Defferent Issues

كما تجدر الإشارة أيضاً إلى الصعود القوي والملفت للنظر لشركة البترول الوطنية الصينية CNPC التي ارتقت إلى المرتبة الخامسة بين كبريات الشركات العالمية في تصنيف عام 2010 بعد أن كانت تصنف في المرتبة الـ 22 في عام 1993، ومثلها غازبروم الروسية التي صنفت في المرتبة الـ 12 بعد أن كانت في المرتبة الـ 34 ، وانطبق الأمر كذلك على شركة بتروبراس البرازيلية التي قفزت من المرتبة الـ 26 بحسب تصنيف عام 1987 إلى المرتبة الـ 12 بين كبرى الشركات العالمية وفق تصنيف عام 2000، على الرغم من تراجعها إلى المرتبة الـ 15 في تصنيف عام 2010.

1 معايير التشغيل الأساسية هي : (احتياطيات البترول والغاز وإنتاجهما إلى جانب طاقة التكرير ومبيعات المنتجات).

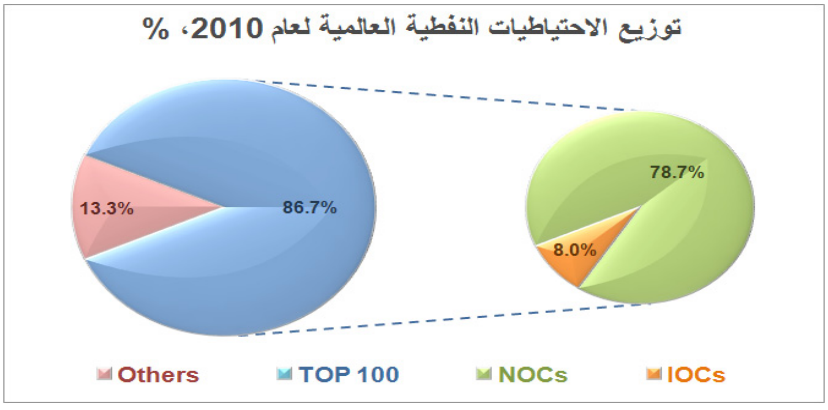
ويبدو أن موجة الاندماجات التي شهدتها شركات النفط خلال نهاية عقد التسعينيات من القرن السابق ومطلع القرن الحالي، قد أثمرت نتائج ايجابية على تلك الشركات المندمجة، ويتضح ذلك جلياً من المواقع المتقدمة التي احتلتها شركات اكسون موبيل Exxon Mobil وشفرون تكساكو Chevron Texaco ووكونوكو- فيليبس ConocoPhillips بعد اندماجها.

ومن المعلوم أن شركات النفط الوطنية تختلف في نطاق أعمالها. فبعضها شركات متكاملة للنفط والغاز، يمتد نشاطها وحضورها إلى خارج حدود بلدانها، وبعضها الآخر غير ذلك، ولأجل القاء مزيد من الضوء على وزن شركات النفط الوطنية داخل مجموعة (Top100) نستعرض فيما يلي بمزيد من التفصيل تصنيف شركات البترول في العالم باستخدام معايير التشغيل الستة الأساسية المشار إليها أعلاه وهي: حجم احتياطيات النفط، واحتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة، وإنتاج كلا من النفط الغاز، إلى جانب طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية.

2-1 احتياطيات النفط

استحوذت شركات النفط الـ 100 الأكبر في العالم (Top100) حسب تصنيفها لعام 2011، على حوالي 86.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة لعام 2010، بينما لم يتجاوز نصيب مجموع نصيب الشركات الأخرى في العالم ما نسبته13.3% من إجمالي تلك الاحتياطيات.

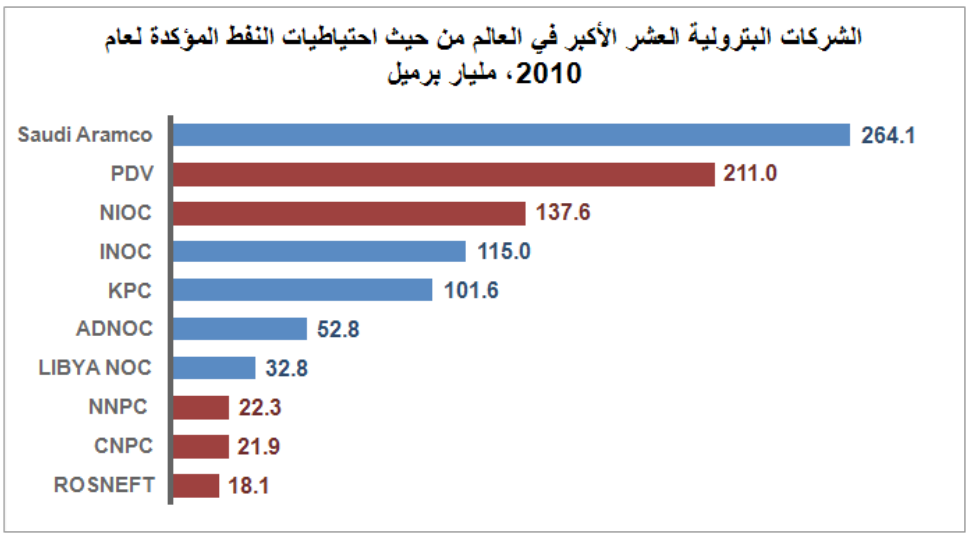
وتبرز أهمية شركات النفط الوطنية على صعيد قطاع الطاقة العالمي، في الحجم الكبير لقاعدة الموارد النفطية التي تمتلكها هذه الشركات ضمن مجموعة (Top100)، حيث تستأثر بما نسبته حوالي 90.8% من اجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة التي تمتلكها مجموعة (Top100) ، أي ما يشكل حوالي 78.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة لعام 2010 . وفي المقابل لم تتجاوز حصة الشركات العالمية الأخرى ضمن هذه المجموعة ما نسبته 9.2% من اجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة التي تمتلكها مجموعة Top100 (أي ما يعادل حوالي 8.0% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة لعام 2010)، كما يوضح الشكل التالي:



المصدر : The Energy Intelligence Top100. 2011.

وقد أظهر تصنيف شركات البترول العالمية لعام 2011، أن الشركات العشر الكبرى حسب حجم الإحتياطيات النفطية المؤكدة لعام 2010 هي شركات البترول الوطنية لكل من السعودية، وفنزويلا، وإيران، والعراق، والكويت، والامارات، وليبيا، ونيجيريا، والصين، وروسيا على التوالي.

وقد تصدرت أرامكو السعودية قائمة أكبر الشركات البترولية العالمية من حيث الاحتياطيات النفطية المؤكدة لعام 2010 ، باجمالي بلغ حوالي 264.1 مليار برميل، بينما أظهر التصنيف أن خمسةً من بين الشركات العشر الكبرى هي شركات البترول الوطنية لدول أعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (الأوابك) وهي بالترتيب السعودية والعراق والكويت والامارات وليبيا. وقد شكلت في مجموع احتياطياتها المؤكدة ما نسبته 58% من اجمالي الإحتياطيات النفطية المؤكدة لمجموعة الشركات العشر الكبرى مجتمعة لعام 2010. كما يوضح الشكل التالي:



المصدر : الجدول (4) بملحق الجداول الإحصائية

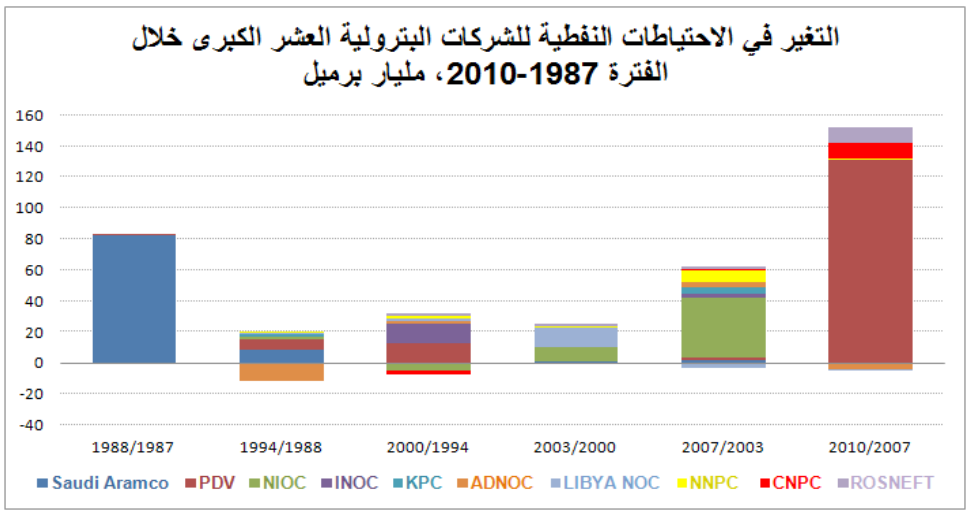
ولقد شهدت الإحتياطيات النفطية للشركات البترولية العشر الكبرى حسب حجم الاحتياطيات النفطية المؤكدة لعام 2010، زيادات مهمة خلال السنوات 1987-1988 و2003-2010، حيث حققت شركة ارامكو السعودية اضافات هامة إلى احتياطياتها النفطية المؤكدة ما بين عامي 1987 و 1988 بلغت حوالي 82.8 مليار برميل ، ليرتفع بذلك اجمالي احتياطاتها النفطية المؤكدة من 169.6 مليار برميل عام 1987 إلى 252.4 مليار برميل لعام 1988 ، كما هو موضح في الجدول والشكل التاليين:

ويشار إلى أن شركة النفط الوطنية الإيرانية NIOC خلال الفترة 2003-2007 قد حققت اضافات هامة بلغت حوالي 38.4 مليار برميل إلى احتياطات إيران النفطية المؤكدة

تطور الاحتياطات النفطية للشركات البترولية العشر الكبرى حسب حجم الاحتياطيات النفطية المؤكدة لعام 2010، مليار برميل

2010	2007	2003	2000	1994	1988	1987	
264.1	264.2	262.7	261.7	261.4	252.4	169.6	Saudi Aramco
211.0	79.7	77.8	77.7	64.9	58.5	58.1	PDV
137.6	137.5	99.1	89.7	94.3	92.9	92.9	NIOC
115.0	115.0	112.5	112.5	100.0	100.0	100.0	INOC
101.6	101.5	96.5	96.5	96.5	94.5	94.5	KPC
52.8	56.9	53.8	53.8	52.7	64.5	64.5	ADNOC
32.8	33.2	36	23.6	21.3	20.5	20.5	LIBYA NOC
22.3	21.5	14.4	13.5	12.3	11.4	11.4	NNPC
21.9	12.0	11.0	11.0	13.6	/	/	CNPC
18.1	8.4	6.4	4.8	3.3	/	/	ROSNEFT

المصدر : The Energy Intelligence Top100، 2011، various issues .

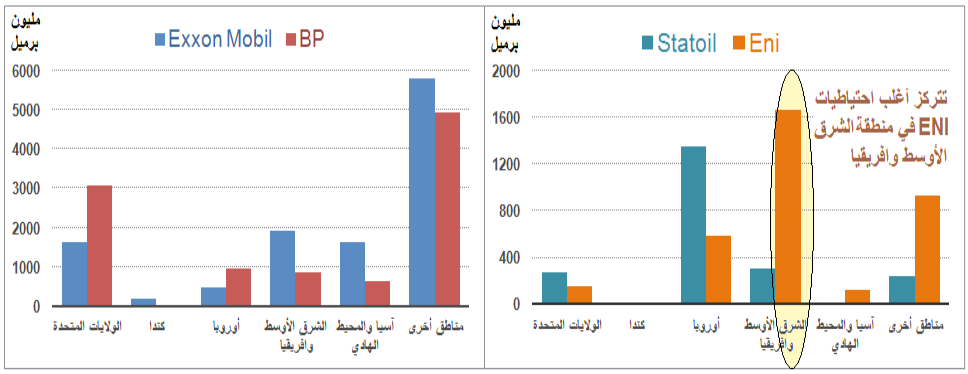


فارتفعت من حوالي 99.1 مليار برميل لعام 2003 إلى حوالي 137.5 مليار برميل لعام 2007. أما شركة البترول الفنزويلية، فقد حققت أكبر زيادة مسجلة في احتياطاتها النفطية المؤكدة بين الشركات البترولية العشر الكبرى خلال الفترة 1987- 2010، عندما قفزت احتياطات

فنزويلا النفطية المؤكدة خلال الفترة 2007-2010 بحوالي 131.3 مليار برميل، مرتفعة من 79.7 مليار برميل في عام 2007 إلى 211.0 مليار برميل عام 2010 .

أما من حيث المواقع الجغرافية، فإن الإحتياطيات النفطية لشركات البترول الوطنية الكبرى و المملوكة بالكامل لدولها فهي تقع بالكامل في مناطق عملياتها داخل بلدانها، ويتعلق الأمر بشركات مثل أرامكو- السعودية، وشركة البترول الفنزويلية، وشركة النفط الإيرانية، وشركة النفط العراقية، ومؤسسة البترول الكويتية، وشركة نفط أبوظبي، ومؤسسة النفط الليبية. أما قاعدة احتياطيات شركات النفط العالمية فهي موزعة في شتى بقاع الأرض. ويوضح الشكل والجدول التاليان التوزيع الجغرافي لقاعدة الاحتياطيات النفطية لشركتي اكسون موبيل وبريتش بتروليوم، ومنه يتضح التوسع الجغرافي لنطاق عمليات هذه الشركات في مختلف أنحاء العالم.

التوزيع الجغرافي للاحتياطيات النفطية لبعض شركات البترول الوطنية والدولية



	الولايات المتحدة	كندا	أوروبا	الشرق الأوسط وإفريقيا	آسيا والمحيط الهادي	مناطق أخرى
Exxon Mobil	1616	172	487	1907	1646	5823
BP	3073	17	961	876	631	4953
Statoil	272	0	1351	310	0	241
Eni	153	0	584	1665	126	935

المصدر : الجدول (5) بملحق الجداول الإحصائية

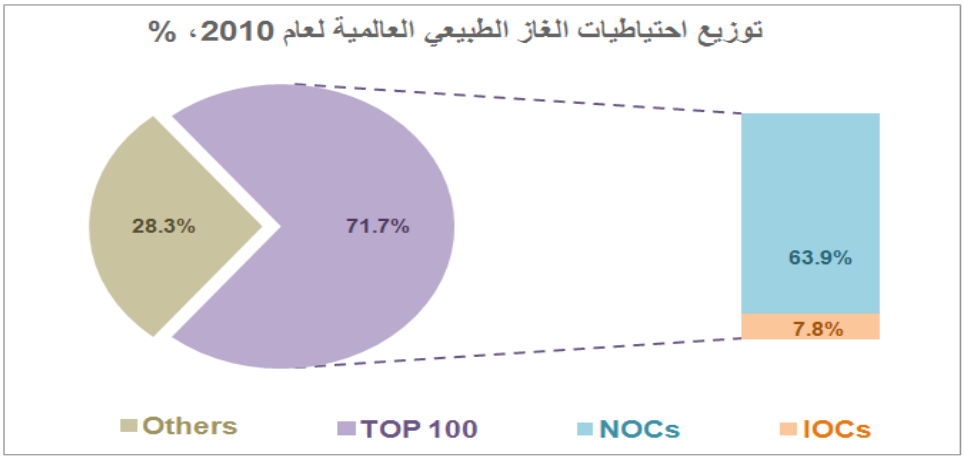
وعلى هذا النهج سارت بعض شركات البترول الوطنية المملوكة جزئياً لحكومات دولها مثل شركة النفط النرويجية Statoil (تمتلك الدولة النرويجية نسبة 70.13% من أسهمها). فهذه الشركة تمتلك حوالي 62% من اجمالي احتياطياتها في موطنها الأصلي

في قارة أوروبا، أما نسبة 38% الباقية فتتوزع في بقاع عديدة من العالم. أما قاعدة احتياطيات شركة ايني الإيطالية (تملك الدولة الإيطالية نسبة 30.3% من أسهمها) فتقع في مجملها خارج إيطاليا، إذ تقع معظم احتياطياتها النفطية في قارة أفريقيا، ويبلغ حجم ماتمتلكه في افريقيا حوالي 1665 مليون برميل، أي ما نسبته 48.1% من اجمالي احتياطاتها النفطية البالغة حوالي 3463 مليون برميل حسب تقديرات انيرجي انتليجينس لعام 2010، في الوقت الذي لم يتجاوز فيه حجم احتياطياتها النفطية في موطنها الأصلي أوروبا حوالي 584 مليون برميل، أي ما نسبته حوالي 16.9% من اجمالي احتياطاتها النفطية، وهو ما يشير إلى أهمية أفريقيا بالنسبة لهذه الشركة، باعتبارها محور عملياتها الأساسي.

2-2 احتياطيات الغاز الطبيعي

يتركز حوالي 71.7% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي العالمية المؤكدة لعام 2010 في مجموعة الـ 100 أكبر شركة بترولية في العالم (Top100). ويبلغ نصيب الشركات الأخرى في العالم ما نسبته 28.3% من تلك الاحتياطيات، وفق تصنيف شركات البترول في العالم لعام 2011.

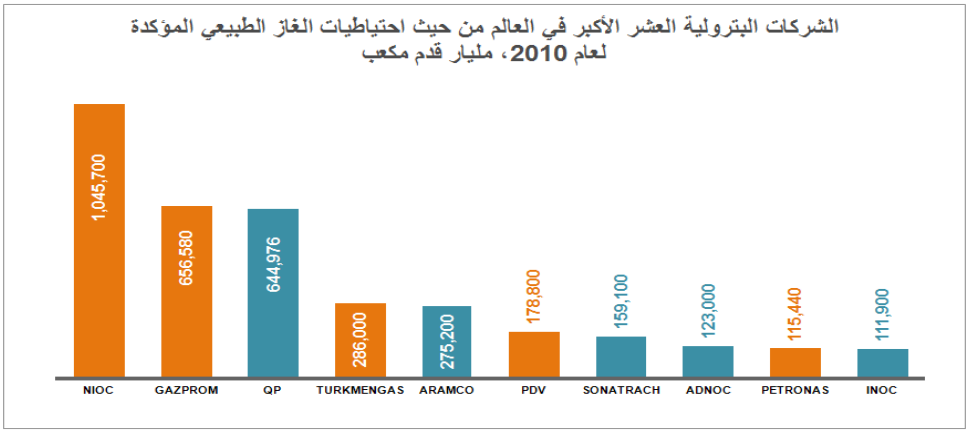
وكما هو الحال بالنسبة للإحتياطيات النفطية، تبرز أهمية شركات البترول الوطنية على صعيد قطاع الطاقة العالمي، في الحجم الكبير لقاعدة موارد الغاز الطبيعي التي تمتلكها هذه الشركات ضمن مجموعة (Top100). حيث أنها تستحوذ على حوالي 89.1% من اجمالي ما تمتلكه مجموعة (Top100) من تلك الاحتياطيات، (63.9% من الإجمالي العالمي لعام 2010). أما حصة الشركات العالمية الأخرى ضمن هذه المجموعة فلا تتجاوز الـ 10.9% ضمن المجموعة سالفة الذكر، وهو ما يعادل نحو 7.8% من إجمالي تلك الاحتياطيات كما يوضح الشكل التالي:



المصدر : The Energy Intelligence Top100، 2011.

وبحسب تصنيف شركات البترول العالمية لعام 2011 ، فإن الشركات العشر الكبرى من حيث حجم الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لعام 2010 فهي على التوالي شركات البترول الوطنية لكل من: ايران، وروسيا، وقطر، وتركمنستان، والسعودية، وفنزويلا، والجزائر، والإمارات، وماليزيا، والعراق.

وقد أظهر التصنيف أن خمسةً من بين الشركات العشر الكبرى في العالم من حيث حجم الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لعام 2010 هي شركات البترول الوطنية لدول أعضاء بمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (الأوابك)، وهي بالترتيب قطر والسعودية والجزائر والامارات والعراق. وقد شكل مجموع احتياطياتها المؤكدة 36.5% من اجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة لمجموعة الشركات العشر الكبرى مجتمعة لعام 2010، كما يوضح الشكل التالي:



المصدر : الجدول (7) بملحق الجداول الإحصائية

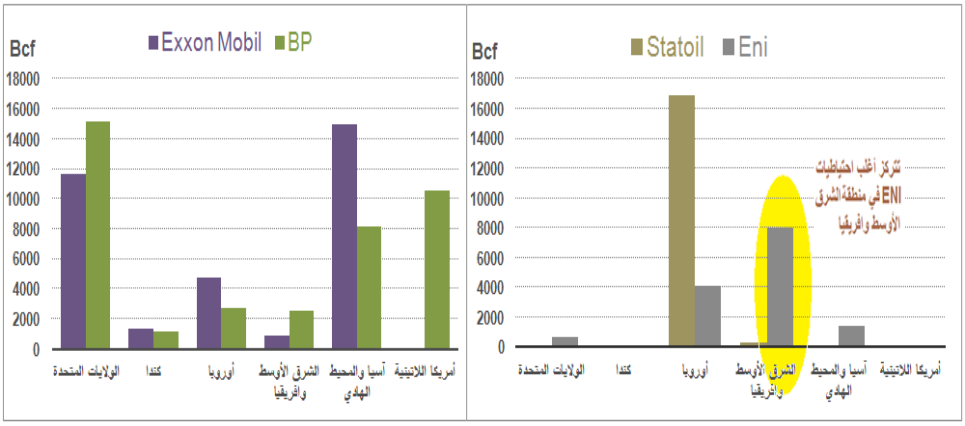
وعلى صعيد التوزيع الجغرافي لإحتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة لشركات البترول الوطنية والدولية، تركزت الإحتياطيات التي تملكها شركة البترول الوطنية الكبرى والمملوكة بالكامل لدولها بشكل خاص، مثل شركة النفط الإيرانية، وغازبروم الروسية، وقطر للبترول، وشركة البترول التركمانستانية، وأرامكو السعودية، وشركة البترول الفنزويلية، وسوناطراك الجزائرية وشركة نفط أبوظبي، وبتروناس الماليزية، وشركة النفط العراقية.

أما قاعدة احتياطيات الشركات الدولية من الغاز الطبيعي فهي تقع في مناطق مختلفة من العالم. فعلى سبيل المثال لا الحصر، يوضح الشكل والجدول التاليين التوزيع الجغرافي لقاعدة الاحتياطيات من الغاز الطبيعي لشركتي اكسون موبيل و بريتش بتروليوم ومنه يتضح التوسع الجغرافي لنطاق عمليات هذه الشركات في مختلف أنحاء العالم

وعلى غرار شركات البترول الدولية، توسعت قاعدة احتياطيات الغاز الطبيعي التي تملكها بعض شركات البترول الوطنية المملوكة جزئياً لحكومات دولها مثل شركة النفط النرويجية Statoil. وعلى الرغم من تواجد معظم احتياطيات الشركة النرويجية في موطنها الأصلي

قارة أوروبا، إلا أنها تملكت احتياطيات أخرى خارج حدود أوروبا في مناطق مختلفة من العالم مثل الولايات المتحدة الأمريكية ومنطقة الشرق الأوسط وأفريقيا، وغيرها من المناطق الأخرى في أنحاء العالم.

التوزيع الجغرافي لإحتياطات الغاز الطبيعي المؤكدة لبعض الشركات البترولية الوطنية والدولية



	الولايات المتحدة	كندا	أوروبا	الشرق الأوسط وإفريقيا	آسيا والمحيط الهادي	أمريكا اللاتينية	مناطق أخرى
Exxon Mobil	11688	1368	4723	920	15016	0	34292
BP	15216	1169	2718	2561	8154	10570	4742
Statoil	125	0	16938	338	0	0	747
Eni	629	0	4084	8021	1389	0	3727

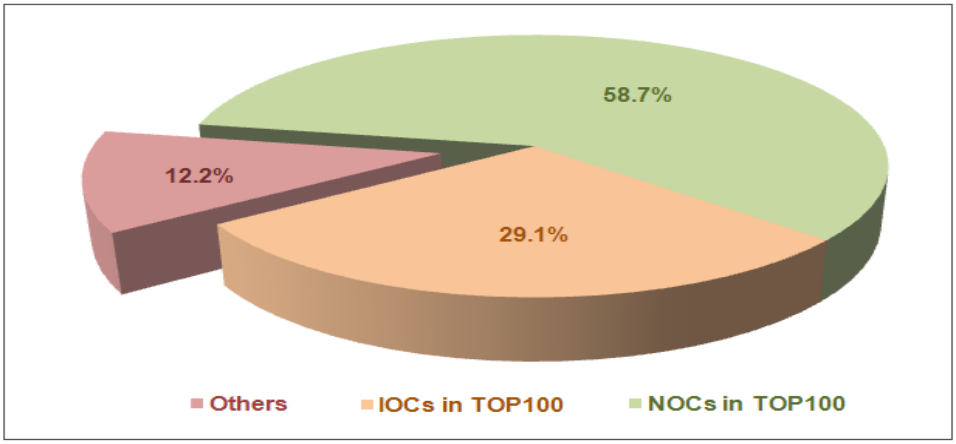
المصدر : الجدول (8) بملحق الجداول الإحصائية

وكما هو الحال بالنسبة لإحتياطياتها النفطية، فإنه يلاحظ أن ما تمتلكه شركة ايني الإيطالية من احتياطيات الغاز الطبيعي التي تقع في منطقة الشرق الأوسط وأفريقيا وتحديداً في قارة أفريقيا، يمثل ضعف ماتملكه هذه الشركة في موطنها الأصلي أوروبا. فقد بلغت احتياطياتها في أفريقيا حوالي 8021 مليار قدم مكعب، أي ما نسبته حوالي 45% من اجمالي احتياطياتها من الغاز الطبيعي البالغة حوالي 17850 مليار قدم مكعب حسب تقديرات انيرجي انتليجينس لعام 2010، في الوقت الذي لم يتجاوز حجم احتياطياتها من الغاز الطبيعي في موطنها الأصلي أوروبا مستوى 4084 مليار قدم مكعب، أي ما نسبته 22.9% من اجمالي احتياطاتها المؤكدة من الغاز الطبيعي، وهو ما يعزز أهمية أفريقيا بالنسبة لهذه الشركة، باعتبارها محور عملياتها الأساسي في مجالي النفط والغاز.

3-2 إنتاج النفط

بلغت حصة مجموعة شركات النفط الكبري (Top100)، حوالي 87.8% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية لعام 2010. وقد ساهمت شركات النفط الوطنية بحوالي 58.7%، بينما ساهمت شركات النفط العالمية بحوالي 29.1%، و لم تتجاوز حصة مجموعة الشركات النفطية الأخرى خارج (Top100) مانسبته 12.2% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية لعام 2010 ، كما يوضح الشكل التالي:

توزيع الإمدادات النفطية العالمية لعام 2010 ، %

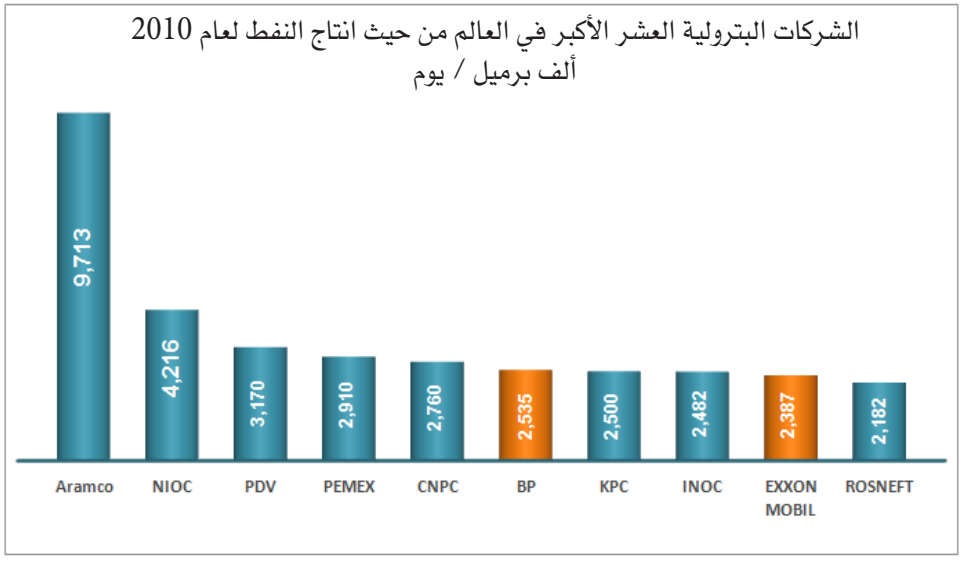


المصدر : The Energy Intelligence Top100، 2011.

وبالنظر إلى توزيع حصص الاحتياطيات النفطية، يتضح التباين الملحوظ بين حصة شركات النفط الوطنية بحسب معياري قاعدة الموارد وإجمالي الإنتاج. فبينما بلغت حصة شركات البترول الوطنية نسبة 90.8% من اجمالي احتياطيات النفط لمجموعة (Top100)، لم تتجاوز حصتها نسبة 66.9% من اجمالي الانتاج النفطي لمجموعة (Top100). ويعود ذلك بشكل أساسي إلى كون أن عمالقة شركات البترول الوطنية هي غالباً شركات دول أعضاء في منظمة الدول المصدرة للنفط (OPEC) تلتزم بما تتخذه المنظمة من قرارات بشأن الحصص الانتاجية للحفاظ على استقرار أسواق النفط عن طريق سد الطلب العالمي على النفط المتبقي من إمدادات الدول المنتجة من خارجها، كما أسلفنا.

وقد تصدرت أرامكو السعودية قائمة أكبر الشركات البترولية العالمية من حيث انتاج النفط لعام 2010، حيث تجاوز انتاجها حوالي 9.7 مليون برميل/اليوم حسب تصنيف شركات البترول لعام 2011، بينما أظهر التصنيف أن ثمان شركات من بين الشركات العشر الكبرى هي شركات بترول وطنية، تقع في المملكة العربية السعودية وايران وفنزويلا والمكسيك والصين والكويت والعراق وروسيا.

يذكر أن حصة الشركات الوطنية الثلاث المملوكة لدول أعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (الأوابك) التي ورد تصنيفها ضمن الشركات البترولية العالمية العشر الكبرى من حيث انتاج النفط لعام 2010 قد استحوذت على ما نسبته 42.2% من اجمالي انتاج مجموعة الشركات العشر الكبرى مجتمعة لعام 2010، كما يوضح الشكل التالي:



المصدر : الجدول (10) بملحق الجداول الإحصائية

ويعتبر معدل تعويض الاحتياطيات [i] (Reserves Replacement Ratio–RRR) ، مؤشراً جيداً في تقييم نجاح الشركة في تعويض الفاقد من احتياطياتها البترولية والمحافظة على مستويات الاحتياطيات المؤكدة.

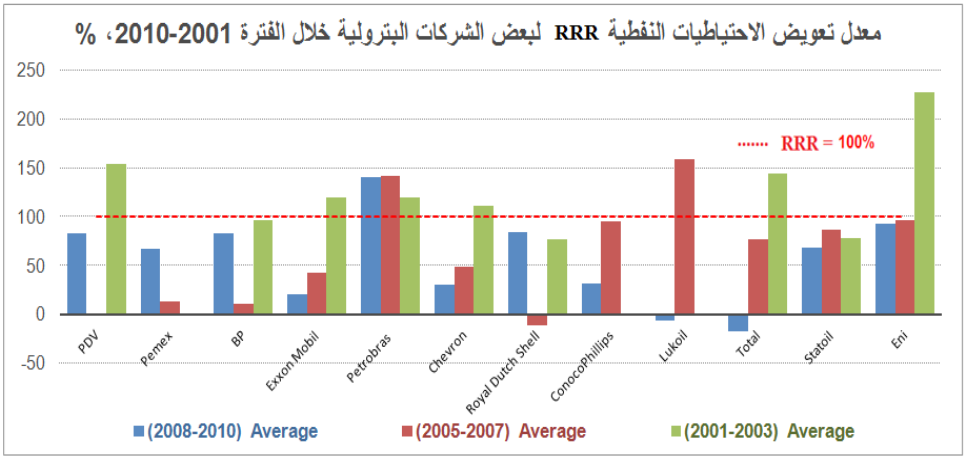
وبات من الواضح أن أغلب تلك الشركات قد حققت معدلات موجبة خلال الفترة المذكورة. فقد نجح بعضها في تعويض الفاقد من احتياطياتها، وحقق اضافات موجبة خلال فترات معينة، مثل شركة ENI الإيطالية التي تمكنت خلال الفترة 2001–2003 من تحقيق اضافات مهمة لحجم احتياطياتها المؤكدة وتعويض أكثر من ضعفي حجم انتاجها السنوي في المتوسط خلال تلك الفترة.

وتمكنت شركة إيني تقريبا من تعويض حجم انتاجها السنوي خلال الفترتين 2005–2007 و 2008–2010 عندما حققت معدلات تعويض بلغت حوالي 97% و 93% خلال الفترتين على التوالي.

---

i معدل تعويض الاحتياطيات هو نسبة الزيادة الصافية في حجم الاحتياطيات البترولية المؤكدة خلال السنة إلى حجم الإنتاج البترولي خلال نفس تلك السنة. فعندما يتجاوز ذلك المعدل 100% فذاك يعني نجاح الشركة في تعويض الفاقد من احتياطياتها وتحقيق اضافات موجبة .

ويوضح الشكل والجدول أدناه معدلات تعويض الاحتياطيات لمجموعة الشركات البترولية الأكبر في العالم من حيث حجم انتاج النفط وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات (التي تجاوز انتاجها مليون برميل/اليوم لعام 2010، وتوفرت عنها بيانات معدلات تعويض الاحتياطي) خلال الفترة 2001–2010.



(2001-2003) % Average	(2005-2007) % Average	(2008-2010) % Average	
154	---	83	PDV
1	14	67	Pemex
97	11	83	BP
120	43	21	Exxon Mobil
120	142	141	Petrobras
112	49	31	Chevron
77	-11	84	Royal Dutch Shell
---	96	32	ConocoPhillips
---	159	-6	Lukoil
144	77	-17	Total
78	87	69	Statoil
228	97	93	Eni

المصدر : The Energy Intelligence Top100 (2007/2003)، والجدول (6) بملحق الجداول الإحصائية.

وكما هو موضح في الجدول السابق، تمكنت شركة توتال Total من تحقيق اضافات مهمة لحجم احتياطياتها المؤكدة خلال الفترة 2001-2003 ، معوضة بذلك حجم انتاجها السنوي في المتوسط، ومضيفة لما يقارب من نصف حجم ذلك الإنتاج خلال ذات الفترة، حيث حققت معدلات تعويض بلغت 144% في المتوسط. كما تمكنت أيضاً من تعويض أكثر من ثلاثة أرباع حجم انتاجها السنوي في المتوسط خلال الفترة 2005-2007 عندما حققت معدلات تعويض بلغت حوالي 77% في المتوسط، ولكنها أخفقت خلال الفترة 2008-2010 في تحقيق معدلات موجبة حيث حققت معدلات سالبة بلغت -17% في المتوسط.

وتمكنت شركة البترول البرازيلية «بتروبراس Petrobras» (تملك الدولة نسبة 32.2% من أسهمها) من تحقيق اضافات مهمة لحجم احتياطياتها المؤكدة على امتداد الفترة 2001-2010. وعوضت حجم انتاجها السنوي في المتوسط، وإضافت كميات معتبرة لحجم احتياطياتها المؤكدة خلال تلك الفترة، وبلغت معدلات تعويض 120% في المتوسط خلال الفترة 2001-2003، و142% خلال الفترة 2005-2007، و141% خلال الفترة 2008-2010.

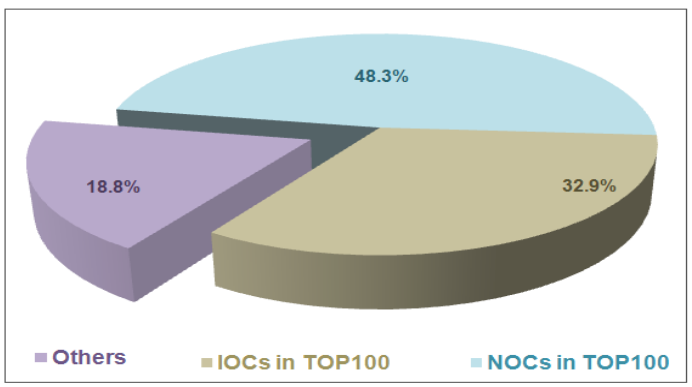
وبالنسبة للشركات الوطنية المملوكة بالكامل لحكوماتها، فقد حققت شركة البترول الفنزويليةPDV اضافات مهمة لحجم احتياطياتها المؤكدة خلال الفترة 2001-2003 وعوضت حجم انتاجها السنوي في المتوسط، وإضافت ما يزيد عن نصف حجم هذا الإنتاج خلال تلك الفترة. وبذلك فقد حققت معدلات تعويض بلغت 154% في المتوسط، كما تمكنت من تعويض أكثر من 80% حجم انتاجها السنوي في المتوسط خلال الفترة 2008-2010.

وتمكنت شركة البترول الوطنية المكسيكية Pemex التي تملكها الحكومة المكسيكية بالكامل من تحقيق معدلات تعويض بلغت 67% في المتوسط خلال الفترة 2008-2010، و14% في المتوسط خلال الفترة 2005-2007.

4-2 إنتاج الغاز الطبيعي

بلغت حصة مجموعة شركات البترول الكبرى (Top100)، حوالي 81.2% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010، حيث ساهمت شركات البترول الوطنية بحوالي 48.3%، بينما ساهمت شركات البترول العالمية بحوالي 32.9%، في حين بلغت حصة مجموعة الشركات البترولية الأخرى خارج (Top100) حوالي 18.8% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010، وذلك ما يوضحه الشكل التالي:

توزيع الامدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010 ، %

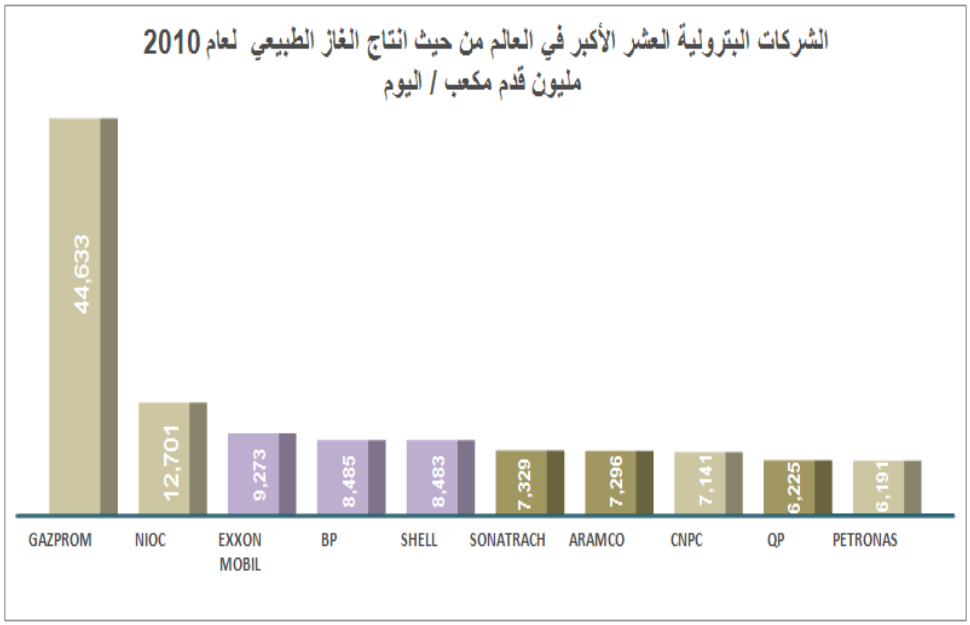


المصدر : The Energy Intelligence Top100، 2011.

ويبرز بصورة أكثر وضوحاً من حالة النفط، التباين الملحوظ بين حصة شركات

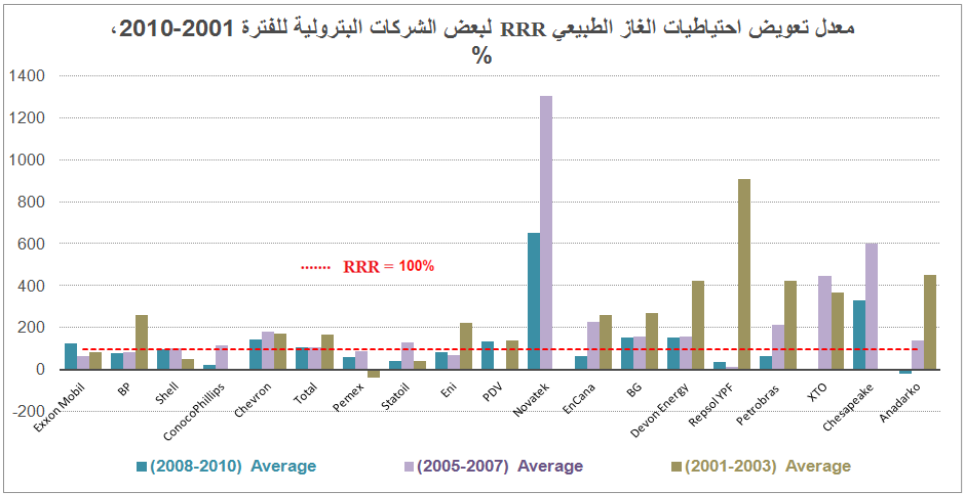
البترول الوطنية من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي، مقابل حصتها من إجمالي الإنتاج لمجموعة (Top100). فبينما بلغت حصة شركات البترول الوطنية نسبة 89.1% من اجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي لمجموعة (Top100)، لم تتجاوز حصة شركات البترول الوطنية نسبة 59.5% من ذلك الإجمالي.

وبهذا الخصوص، يشار إلى أن شركة غازبروم الروسية قد تصدرت قائمة أكبر شركات البترول العالمية من حيث انتاج الغاز الطبيعي لعام 2010 ، حيث تجاوز انتاجها مستوى 44.6 مليار قدم مكعب/اليوم، حسب تصنيف شركات البترول لعام 2011. وأظهر التصنيف أن 7 شركات من بين الشركات الـ10 الكبرى هي شركات بترول وطنية تتبع لروسيا وايران والجزائر والسعودية والصين وقطر وماليزيا. ويذكر أن حصة الشركات الوطنية الثلاث المملوكة لدول أعضاء في (الأوابك) الوارد تصنيفها ضمن الشركات البترولية العالمية الـ10الكبرى من حيث انتاج الغاز الطبيعي لعام 2010، قد استأثرت بما نسبته 17.7% من اجمالي انتاج مجموعة الشركات العشر الكبرى مجتمعة لعام 2010، كما يوضح الشكل التالي:



المصدر : الجدول (12) بملحق الجداول الإحصائية.

لقد حققت أغلب الشركات البترولية الأكبر في العالم من حيث حجم انتاج الغاز الطبيعي (التي تجاوز انتاجها ملياري قدم مكعب / اليوم لعام 2010، وتوفرت عنها بيانات معدلات تعويض الاحتياطي) معدلات موجبة خلال الفترة 2001-2010، ونجحت في تعويض الفاقد من احتياطياتها، وحققت إضافات موجبة خلال فترات معينة، كما يوضح الشكل والجدول أدناه:



(2001-2003) % Average	(2005-2007) % Average	(2008-2010) % Average	
84	66	126	Exxon Mobil
261	84	79	BP
50	104	99	Shell
0	115	24	ConocoPhillips
173	184	143	Chevron
170	106	106	Total
-37	88	62	Pemex
40	131	41	Statoil
226	70	86	Eni
139	0	136	PDV
0	1305	652	Novatek
263	229	66	EnCana
270	158	155	BG
426	157	154	Devon Energy
912	13	37	Repsol YPF
424	215	67	Petrobras
368	446	0	XTO
0	600	329	Chesapeake
451	141	-20	Anadarko

المصدر : The Energy Intelligence Top100 (2007/2003) والجدول (9) بملحق الجداول الإحصائية

ومن خلال تحليل الجدول – 8 في الملحق، يتضح أن شركة نوفاتك Novatek الروسية[i] قد حققت معدلات قياسية في تعويض احتياطياتها خلال الفترة 2005–2010، وتمكنت من احتلال المرتبة الأولي ضمن مجموعة الشركات البترولية الأكبر في العالم بمعدل تجاوز 1300% ، كما حافظت أيضاً على موقعها المتقدم للفترة 2008–2010 عندما تصدرت قائمة تلك الشركات بمعدل تجاوز 650%، وتمكنت من تعويض انتاجها السنوي في المتوسط خلال هذه الفترة وتحقيق اضافات ضخمة لحجم احتياطياتها المؤكدة.

ومن ضمن الشركات البترولية الدولية الأخرى التي حققت معدلات قياسية في تعويض احتياطياتها من الغاز الطبيعي شركة ريبسول[ii] Repsol YPF»» الأسبانية حيث سجلت هذه الشركة معدل تعويض احتياطي للغاز الطبيعي تجاوز 900% خلال الفترة 2001–2003، لتحتل المرتبة الثانية من بين مجموعة الشركات البترولية الأكبر في العالم التي حققت أعلى معدلات تعويض احتياطي للغاز الطبيعي خلال الفترة 2001–2003.

وتمكنت شركة أنادارکو Anadarko، وشركة ديفون إينرجي Devon Energy الأمريكيتين، من تحقيق معدلات تعويض احتياطي للغاز الطبيعي تجاوزت 400% خلال الفترة 2001–2003، كما تمكنت شركتي تشيزابيك Chesapeake، وأكس تي أو XTO الأمريكيتين كذلك، من تحقيق معدلات تعويض احتياطي للغاز الطبيعي بلغت 600% و 446% على التوالي خلال الفترة 2001–2003.

وبالنسبة لشركات البترول الوطنية، فقد تمكنت شركة البترول البرازيلية Petrobras (تملك الدولة 32.2% من أسهمها) من تعويض حجم انتاجها السنوي في المتوسط وتحقيق اضافات مهمة لحجم احتياطياتها المؤكدة على امتداد الفترة 2001–2007 حيث حققت معدلات تعويض بلغت 424% في المتوسط خلال الفترة 2001–2003، و215% في المتوسط خلال الفترة 2005–2007. كما استطاعت تعويض أكثر من ثلثي حجم انتاجها السنوي في المتوسط خلال الفترة 2008–2010. وتمكنت شركة إيني الإيطالية ENI من تعويض حجم انتاجها السنوي في المتوسط وتحقيق اضافات مهمة لحجم احتياطياتها المؤكدة خلال الفترة 2001–2003 حيث حققت معدلات تعويض بلغت 226% في المتوسط خلال هذه الفترة، و ما نسبته حوالي 70% و86% من حجم انتاجها السنوي في المتوسط خلال الفترتين 2005–2007 و2008–2010 على التوالي.

---

i تحتل شركة Novatek المرتبة الـ44 في الـ «Top 100» حسب تصنيف مؤسسة أبحاث انيرجي انتيليجنس لشركات البترول في العالم لعام 2011، وصنفت في المرتبة الـ19 ضمن مجموعة الشركات الكبرى من حيث حجم الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لعام 2010 باحتياطيات مؤكدة تجاوزت مستوى 40.7 تريليون قدم مكعب، وصنفت أيضاً في المرتبة التاسعة عشر ضمن مجموعة الشركات الكبرى من حيث حجم انتاج الغاز الطبيعي لعام 2010 بمتوسط انتاج بلغ 3129 مليون قدم مكعب في اليوم.

ii احتلت ريبسول المرتبة الـ29 في مجموعة الـ «Top 100» لعام 2011، والمرتبة الـ47 في مجموعة الشركات الكبرى من حيث حجم إحتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة لعام 2010، حيث تجاوز حجم احتياطياتها 6.7 تريليون قدم مكعب كما احتلت المرتبة الـ19 ضمن مجموعة الشركات الكبرى من حيث حجم انتاج الغاز الطبيعي لعام 2010 حيث بلغ متوسط انتاجها حوالي 2628 مليون قدم مكعب في اليوم.

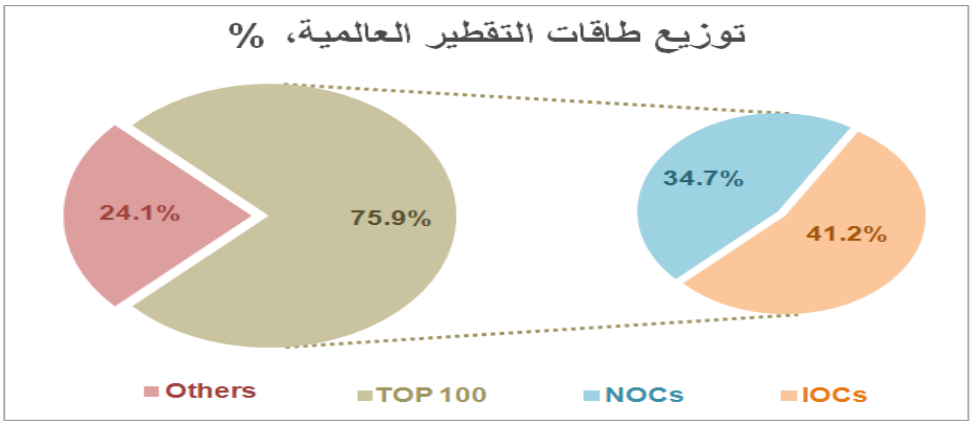
وبالنسبة للشركات الوطنية المملوكة بالكامل لحكوماتها، فقد حققت شركة البترول الفنزويليةPDV اضافات مهمة لحجم احتياطياتها المؤكدة من الغاز الطبيعي خلال الفترتين 2001-2003 و 2008-2010 واستطاعت تعويض حجم انتاجها السنوي في المتوسط ، وإضافة ما يزيد عن ثلث حجم هذا الإنتاج خلال هاتين الفترتين، حيث حققت معدلات تعويض احتياطيات الغاز الطبيعي بلغت 139% في المتوسط خلال الفترة 2001-2003 ، و 136% في المتوسط خلال الفترة 2008-2010 .

وتمكنت شركة البترول الوطنية المكسيكية Pemex، (تملكها الدولة بالكامل) من تحقيق معدلات تعويض احتياطيات الغاز الطبيعي بلغت 62% في المتوسط خلال الفترة 2008-2010، و 88% في المتوسط خلال الفترة 2005-2007.

2-5 الطاقات التكريرية للنفط الخام

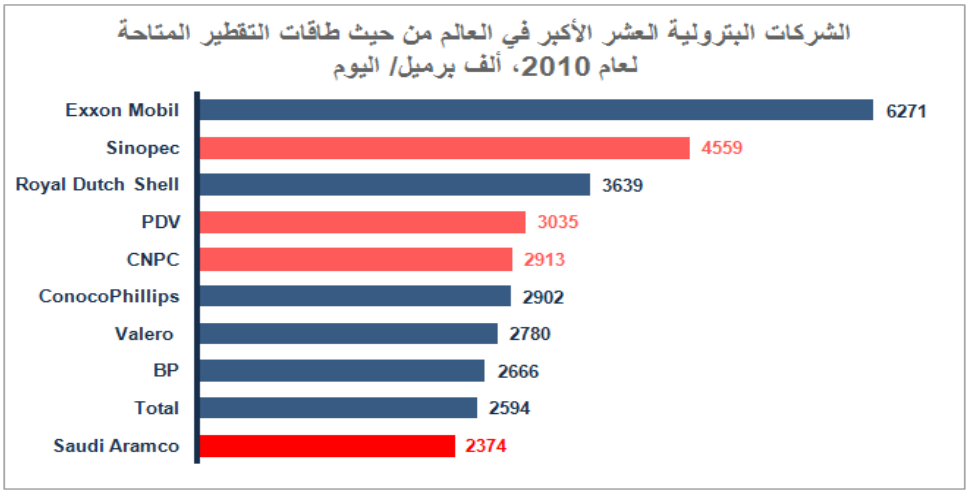
تركز حوالي 75.9% من إجمالي طاقات التقطير العالمية لعام 2010 في مجموعة الـ (Top100). وبلغ نصيب مجموع الشركات الأخرى في العالم ما نسبته 24.1% من إجمالي تلك الطاقات حسب تصنيف عام 2011 .

وضمن مجموعة (Top100)، لم تتجاوز حصة شركات البترول الوطنية نسبة 34.7% من إجمالي طاقات التقطير العالمية لعام 2010، بينما استحوذت الشركات العالمية الأخرى ضمن هذه المجموعة على ما نسبته 41.2% من ذلك الإجمالي لعام 2010. و يوضح هذا الأمر مكانة شركات النفط الوطنية داخل مجموعة الـ (Top100) في صناعات المصب (العمليات اللاحقة)، ويعكس في الوقت ذاته حالة التوازن أو اقتسام الأدوار بين شركات النفط العالمية IOCs في سلسلة التوريد العالمية. وبذلك يتضح أن الشركات الوطنية هي المتحكم في صناعات المنبع (الاستكشاف والانتاج)، فيما تحكم الشركات العالمية سيطرتها على صناعات المصب (النشاطات اللاحقة). ويمكن لهذا الوضع أن يتغير وتغدو الآفاق واعدة أمام الشركات الوطنية للتوسع تكاملياً في نشاطاتها على امتداد كامل سلسة التوريد. ويوضح الشكل التالي توزيع طاقات التقطير العالمية:



المصدر : The Energy Intelligence Top100.2011.

ويشار في هذا الصدد إلى أن شركة أكسون موبيل (Exxon Mobil) قد تصدرت قائمة أكبر شركات البترول العالمية من حيث طاقات التقطير المتاحة لعام 2010، حيث بلغ اجمالي طاقاتها 6.3 مليون برميل/اليوم بحسب تصنيف شركات البترول لعام 2011. كما أظهر التصنيف، أن 4 شركات من بين الشركات الـ10 الكبرى هي شركات بترول وطنية تتبع الصين وفنزويلا والسعودية. وكانت أرامكو السعودية الشركة الوحيدة المملوكة لدولة عضو في الأوابك من بين الشركات التي ورد تصنيفها ضمن الشركات البترولية العالمية العشر الكبرى من حيث طاقات التقطير المتاحة لعام 2010 ، محتلة بذلك المركز العاشر بطاقة تقطير إجمالية بلغت 2.4 مليون برميل/اليوم، كما يوضح الشكل التالي:



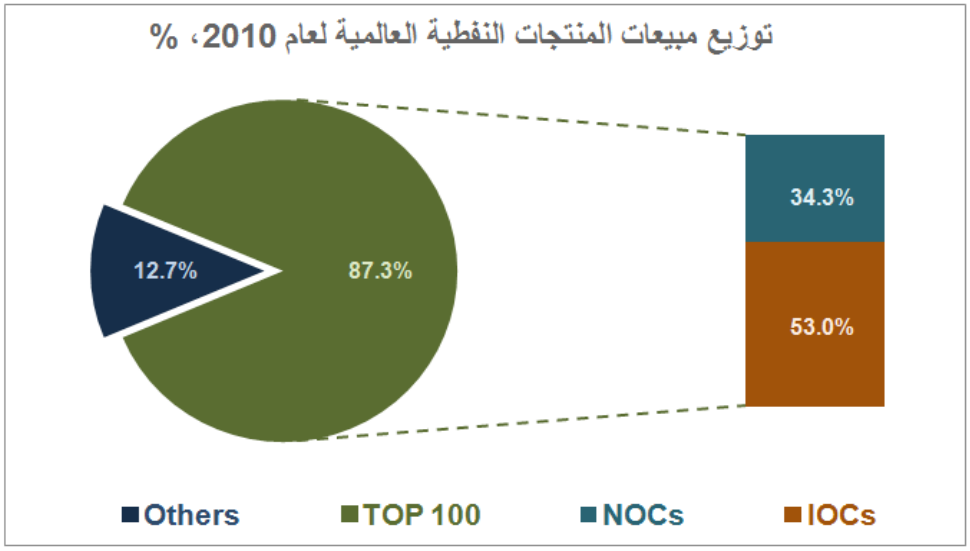
المصدر : الجدول – 14 بملحق الجداول الإحصائية

6-2 حجم مبيعات المنتجات النفطية

بلغت حصة مجموعة الـ(Top100) لشركات النفط العالمية الكبرى حوالي 87.3% من إجمالي مبيعات المنتجات النفطية العالمية لعام 2010 حسب تصنيف عام 2011، بينما لم يتجاوز نصيب الشركات الأخرى في العالم نسبة 12.7% من إجمالي تلك المبيعات.

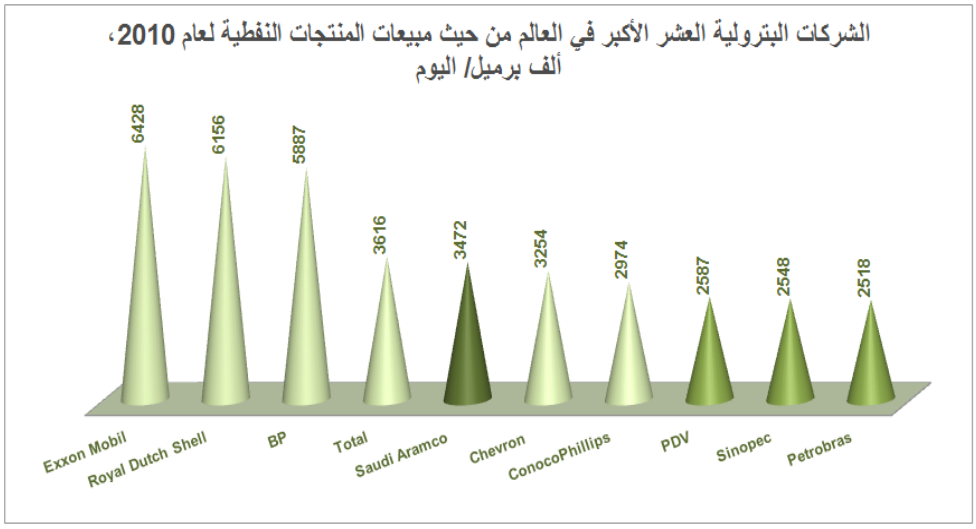
ويبدو واضحاً – ضمن مجموعة (Top100) – هيمنة الشركات العالمية على أسواق المنتجات النفطية العالمية، حيث لم تتجاوز حصة شركات البترول الوطنية نسبة 34.3% من إجمالي مبيعات المنتجات النفطية العالمية لعام 2010. بينما استأثرت الشركات العالمية الأخرى ضمن المجموعة على نسبة 53% من إجمالي تلك المبيعات لعام 2010، كما يوضح الشكل التالي:

وكما ذكر أعلاه فإن شركة أكسون موبيل (Exxon Mobil) احتلت المركز الأول من حيث مبيعات المنتجات النفطية لعام 2010 ، والتي بلغت 6.4 مليون برميل/اليوم حسب تصنيف عام 2011، تليها شركة رويال داتش شل (Royal Dutch Shell) باجمالي مبيعات مقارب بلغ 6.2 مليون برميل/اليوم. أما أرامكو السعودية فقد احتلت المركز الخامس، بإجمالي



المصدر : The Energy Intelligence Top100،2011 .

مبيعات بلغ 3.5 مليون برميل/اليوم. كما أظهر التصنيف أن أربع شركات من بين الشركات العشر الكبرى هي شركات بترول وطنية تتبع السعودية، وفنزويلا، والصين، والبرازيل. وتعد أرامكو السعودية الشركة الوحيدة المملوكة لدولة عضو في أوابك من الشركات التي ورد تصنيفها ضمن الشركات البترولية العالمية العشر الكبرى من حيث حجم مبيعات المنتجات النفطية لعام 2010 ، كما يوضح الشكل التالي:

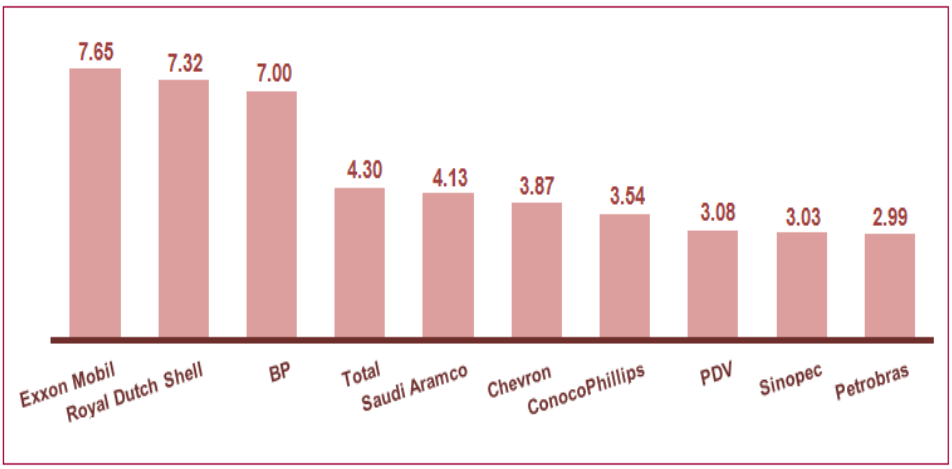


المصدر : الجدول (16) بملحق الجداول الإحصائية

وعلى نفس المنوال، شكلت حصة شركة أكسون موبيل نسبة 7.7% من سوق المنتجات النفطية العالمية لعام 2010، وتصدرت قائمة شركات النفط العالمية تليها شركة شل بـ 7.3%، ثم بي بي بـ 7.0 % وتوتال بـ 4.3%. وبذلك احتلت شركات النفط العالمية المراكز الأربعة الأولي في قائمة الشركات العشر الأكبر حصصاً في سوق المنتجات النفطية في العالم لسنة 2010، بينما جاءت أرامكو السعودية وهي الشركة الوطنية الأكبر حصة في سوق المنتجات النفطية العالمي في المركز الخامس بين قائمة الشركات الـ10 الأكبر حصصاً في سوق المنتجات النفطية في العالم لسنة 2010 ، حيث بلغت حصتها 4.1%.

كما أظهر التصنيف أن 4 شركات من بين الشركات الـ10 الكبرى هي شركات بترول وطنية تتبع السعودية، وفنزويلا، والصين، والبرازيل، وكانت أرامكو السعودية الشركة الوحيدة المملوكة لدولة عضو في الأوابك من الشركات التي ورد تصنيفها ضمن الشركات البترولية العالمية العشر الأكبر حصة في سوق المنتجات النفطية العالمي لعام 2010، كما يوضح الشكل التالي:

الشركات البترولية العشر الأكبر حصة في سوق المنتجات النفطية العالمي لعام 2010، %



المصدر : الجدول ـ 17 بملحق الجداول الإحصائية

3. التصنيف العالمي لشركات البترول حسب الأداء المالي

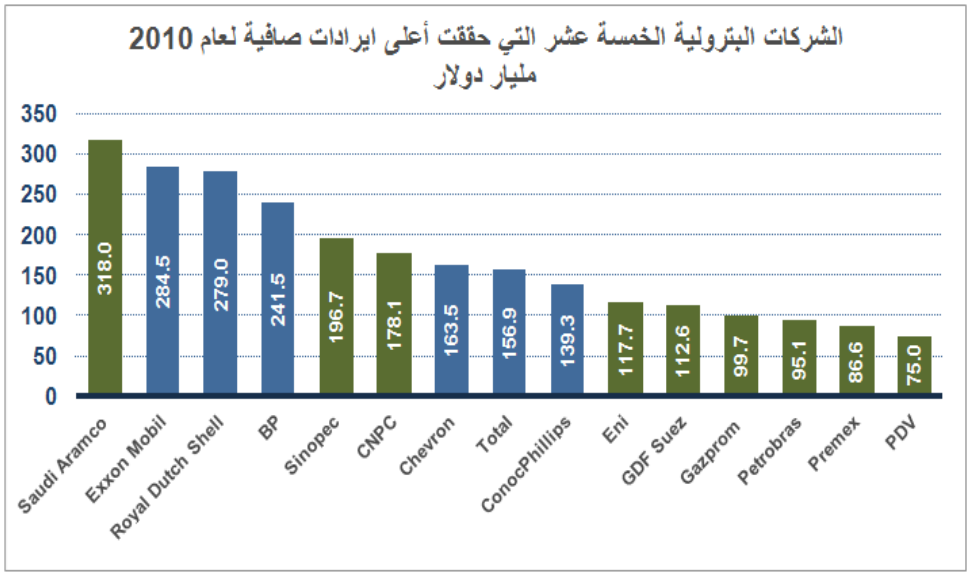
يتضمن التقرير السنوي الذي يصدر عن مؤسسة أبحاث انيرجي انتيليجنس (Energy Intelligence Research)، تصنيفاً اضافياً يتضمن الأداء المالي، ولكنه معني فقط بمجموعة الشركات البترولية العالمية الـ 100 الأكبر، حسب معايير التشغيل الستة الأساسية سالفة الذكر والمتوفرة عنها بيانات الأداء المالي اللازمة. ويتضمن التصنيف حسب الأداء المالي عدة معايير من أهمها: الإيرادات الاجمالية، وايرادات المنبع (الاستكشاف

والإنتاج)، وايرادات المصب (العمليات اللاحقة)، والدخل الصافي، والأرباح التشغيلية، والتدفقات النقدية من الأنشطة التشغيلية، والنفقات الرأسمالية الإجمالية، والنفقات الرأسمالية لعمليات المنبع والمصب، وإجمالي الأصول، وتعداد القوى العاملة، وبعض المعايير المشتقة مثل العائد على متوسط الأصول ومتوسط الإيرادات حسب المستخدم، ومتوسط صافي الدخل حسب المستخدم وغيرها، و نستعرض في ما يلي عددا من تلك المؤشرات:

3-1 الإيرادات الصافية

بلغت حصة مجموعة شركات البترول الـ15 التي حققت أعلى ايراد صاف خلال عام 2010 ضمن مجموعة الـ (Top100) حوالي 2544.2 مليار دولار.

وتضمنت المجموعة 9 شركات بترول وطنية (مملوكة كلياً أو جزئيا لدولها)، وبلغ اجمالي ايراداتها الصافية حوالي 1279.5 مليار دولار، أي مانسبته 50.3% من اجمالي الإيرادات الصافية لمجموعة شركات البترول الـ15 سالفة الذكر. وفي المقابل تضمنت تلك المجموعة 6 شركات بترول عالمية بلغ اجمالي ايراداتها الصافية حوالي 1264.7 مليار دولار، أي مانسبته حوالي 49.7% من اجمالي الإيرادات الصافية لمجموعة شركات البترول الـ15 المذكورة أعلاه كما يوضح الشكل التالي:



المصدر : الجدول – 18 في ملحق الجداول الإحصائية.

وقد تصدرت شركة أرامكو – السعودية قائمة أعلى الشركات البترولية في العالم من حيث الايرادات الصافية لعام 2010، حيث بلغ اجمالي ايراداتها حوالي 318.0 مليار دولار بحسب تقديرات مؤسسة أبحاث انيرجي انتيليجنس، تليها في المرتبة الثانية شركة اكسون موبيل التي

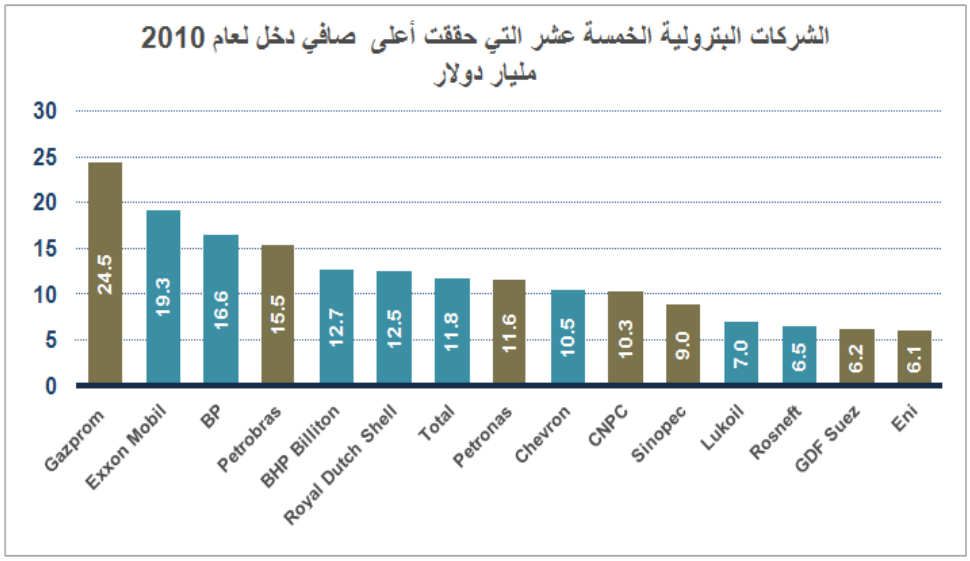
بلغ اجمالي ايراداتها حوالي 284.5 مليار دولار، واحتلت شركة شل المرتبة الثالثة بإجمالي ايرادات بلغ 279 مليار دولار، وشركة بريتش بتروليوم المرتبة الرابعة بإجمالي ايرادات بلغ 241.5 مليار دولار.

وحققت شركتا البترول Sinopec وCNPC الصينيتين (المملوكتين للدولة بنسبة 75.84% و 100% على التوالي)، عوائد صافية مجمعة بلغت 374.8 مليار دولار لعام 2010. وتفصيل ذلك، أن شركة Sinopec قد حققت ايرادات بلغت 196.7 مليار دولار وحققت توأمها CNPC إيرادات بلغت 178.1 مليار دولار واحتلتا بذلك المرتبة الخامسة والسادسة من بين مجموعة شركات البترول الـ15 المذكورة أعلاه . وقد تجاوزتا بذلك شركة شيفرون العالمية التي جاءت في المرتبة السابعة باجمالي ايرادات صافية بلغ 163.5 مليار دولار.

3-2 صافي الدخل

بلغت حصة مجموعة شركات البترول الـ15 التي حققت أعلى دخل صاف خلال عام 2010 ضمن مجموعة الـ (Top100) سالفة الذكر، حوالي 180.1 مليار دولار.

وتضمنت تلك المجموعة 7 شركات بترول وطنية (مملوكة كلياً أو جزئيا لدولها) بلغ اجمالي دخلها الصافي 83.2 مليار دولار، أي ما نسبته 46.2% من اجمالي الدخل الصافي لمجموعة شركات البترول الـ15 المذكورة أعلاه. وتضمنت هذه المجموعة 8 شركات بترول عالمية بلغ اجمالي ايراداتها الصافية حوالي 96.9 مليار دولار، أي ما نسبته 53.8% من اجمالي الدخل الصافي لمجموعة شركات البترول الـ15.



المصدر : الجدول – 18 في ملحق الجداول الإحصائية.

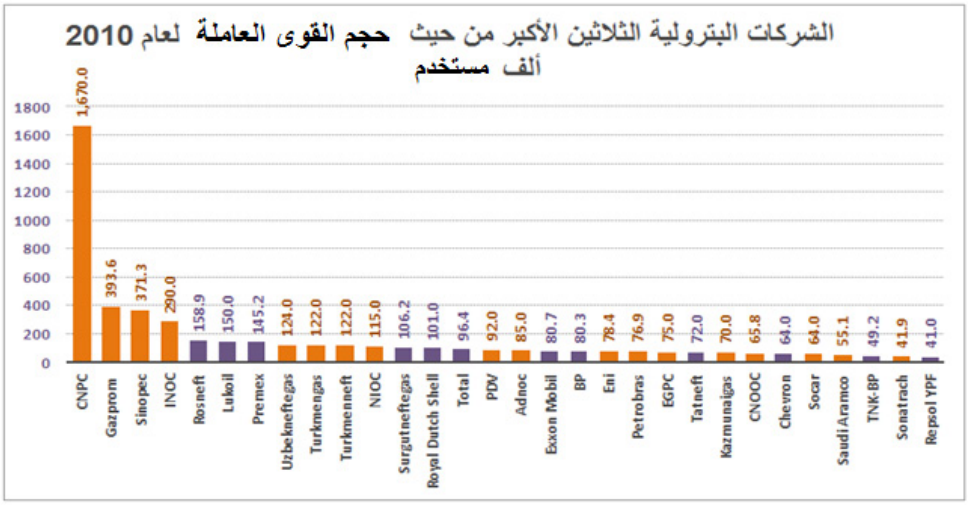
وبحسب تقديرات مؤسسة أبحاث انيرجي انتيليجنس، فقد تصدرت شركة غازبروم Gazprom (تملك الدولة الروسية نسبة 50.002% من أسهمها) قائمة أعلى شركات

البترول العالمية دخلا لعام 2010، حيث بلغ صافي دخلها 24.5 مليار دولار، تليها في المرتبة الثانية شركة اكسون موبيل التي بلغ صافي دخلها 19.3 مليار دولار، بينما احتلت شركة بريتش بتروليوم المرتبة الثالثة بدخل صاف بلغ 16.6 مليار دولار، وحلت شركة بتروبراس البرازيلية (تملك الدولة 32.2% من أسهمها) في المرتبة الرابعة بدخل صاف بلغ 15.5 مليار دولار.

وقد جاءت شركة البترول الوطنية الماليزية بتروناس Petronas (مملوكة بالكامل للدولة) في المرتبة الثامنة حيث بلغ صافي دخلها 11.6 مليار دولار، بينما حصدت شركتي البترول Sinopec و CNPC الصينيتين مجتمعتين، دخلا صافياً بلغ 19.3 مليار دولار، حيث حلتا في المرتبتين العاشرة والحادية عشر بصافي دخل بلغ 10.3 مليار دولار للأولى، و 9.0 مليارات دولار للثانية.

3-3 حجم القوى العاملة

تصدرت شركات البترول الوطنية للصين وروسيا والعراق المراكز الأربعة الأولى في مجموعة شركات البترول الأضخم من حيث عدد القوى العاملة خلال عام 2010 ضمن مجموعة شركات البترول الكبري (Top100). وقد احتلت شركة CNPC (مملوكة بالكامل للدولة) المرتبة الأولي بإجمالي قوى عاملة بلغ حوالي 1.670 مليون مستخدم، بينما جاءت شركة غازبروم الروسية Gazprom في المرتبة الثانية بإجمالي قوى عاملة بلغ 393.6 ألف مستخدم، وجاءت شركة Sinopec الصينية (تملك الدولة 75.84% من أسهمها) في المركز الثالث بإجمالي قوى عاملة بلغ 371.3 ألف مستخدم، تليها شركة النفط العراقية INOC في المركز الرابع حيث بلغ اجمالي قوتها العاملة 290 ألف مستخدم في عام 2010 .



المصدر : الجدول (20) بملحق الجداول الإحصائية

وتضمنت مجموعة شركات البترول الثلاثين الأكبر من حيث عدد القوى العاملة خلال عام 2010 ضمن مجموعة شركات البترول الكبري (Top100) لهذا العام، 18 شركة بترول وطنية (مملوكة كلياً أو جزئيا لدولها). ومن ضمنها 4 شركات مملوكة لدول أعضاء في أوابك،

وهي العراق، والإمارات، والسعودية، والجزائر. وبالإضافة لشركة النفط العراقية INOC التي حلت في المركز الرابع، فقد احتلت شركة نفط أبوظبي ادنوك ADNOC المركز السادس عشر بإجمالي قوى عاملة بلغ حوالي 85 ألف مستخدم، وشركة أرامكو السعودية في المركز السابع والعشرين بإجمالي قوى عاملة بلغ حوالي 55.1 ألف مستخدم، وشركة سوناطراك الجزائرية في المركز التاسع والعشرين بإجمالي قوى عاملة بلغ 41.9 ألف مستخدم.

4. شركات البترول الوطنية في الدول الأعضاء في منظمة أوابك

صنفت الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) ضمن المراتب المتقدمة حسب التقرير السنوي لمؤسسة أبحاث انيرجي انتيليجنس (Energy Intelligence Research) المعني بتصنيف شركات البترول لعام 2011، وذلك باستخدام معايير التشغيل الأساسية الستة وهي : احتياطيات النفط المؤكدة واحتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة، وإنتاج النفط وانتاج الغاز، إلى جانب طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، كما تمت الإشارة إلى ذلك آنفاً.

وقد تموضعت ثمان شركات بترول وطنية مملوكة للدول الأعضاء في أوابك وهي بالترتيب، شركة البترول السعودية «أرامكو»، ومؤسسة البترول الكويتية، وشركة سوناطراك الجزائرية، وشركة بترول أبوظبي الوطنية، وشركة قطر للبترول، والمؤسسة المصرية العامة للبترول، وشركة النفط الوطنية العراقية، والمؤسسة الوطنية الليبية للنفط، في مراكز متقدمة ضمن أكبر ثلاثين شركة بترولية في العالم لعام 2011، كما صنفت شركة البترول السورية في المرتبة الـ 43 ضمن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية حسب معايير التشغيل الستة الأساسية لعام 2011، كما يوضح الجدول التالي:

تصنيف شركات البترول الوطنية بالدول الأعضاء بمنظمة الأوابك ضمن مجموعة TOP100 خلال الفترة 1987 - 2011

Rank 2007	Rank 2003	Rank 2000	Rank 1999	Rank 1994	Rank 1993	Rank 1988	Rank 1987	Rank 2011		
1	1	1	1	1	1	1	1	1	أرامكو السعودية	ARAMCO
13	12	13	10	9	13	10	11	13	مؤسسة البترول الكويتية	KPC
12	11	11	12	11	15	14	14	14	سوناطراك الجزائرية	Sonatrach
17	16	18	16	18	20	21	20	19	شركة بترول أبوظبي الوطنية	ADNOC
24	25	23	31	31	31	/	/	21	قطر للبترول	QP
24	24	28	27	20	25	23	22	23	المؤسسة المصرية العامة للبترول	EGPC
23	19	19	19	17	21	17	17	23	شركة النفط الوطنية العراقية	INOC
22	22	22	20	21	23	18	18	25	المؤسسة الوطنية للنفط /ليبيا	Libya NOC
34	37	40	42	/	/	/	/	43	شركة البترول السورية	SPC
/	/	/	/	/	/	42	38	/	شركة البحرين الوطنية للنفط	BANOCO

Source: Energy Intelligence Research, «The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Oil Companies,» 2011, 2007 and 2003 editions & « Petroleum Intelligence Weekly» Different Issues

وجدير بالذكر، أن شركة البترول السعودية الوطنية أرامكو ، قد حافظت وبلا منازع ، على تصدرها قائمة أكبر الشركات البترولية في العالم وذلك على الرغم من الظروف والتقلبات التي مرت بها صناعة البترول وأسواقه خلال فترة الثمانينات والتسعينات من القرن السابق والعقد الأول من القرن الحالي.

وقد شهدت تصنيفات مؤسسة البترول الكويتية وشركة سوناطراك الجزائرية، وشركة بترول أبوظبي الوطنية، تراجعات بدرجات بسيطة في مواقعها، حيث تراجع تصنيف مؤسسة البترول الكويتية من المركز التاسع في عام 1994 إلى المركز الـ13 ضمن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية حسب معايير التشغيل الستة الأساسية لعام 2011 لتكون ثاني أكبر شركات البترول الوطنية في دول أوابك. وتراجع تصنيف شركة سوناطراك من المركز الـ11 لعام 2003 إلى المركز الـ14 وفقا للتصنيف ذاته لتكون الثالثة في أوابك، وتراجع تصنيف شركة أدنوك من المركز الـ 16 لعام 2003 إلى المركز الـ 19 وتحتل المركز الرابع في أوابك. كما تجدر الإشارة للصعود القوي لشركة قطر للبترول التي قفزت من المرتبة الـ31 وفق تصنيف عام 1999 إلى المرتبة الـ21 ضمن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية حسب معايير التشغيل الستة الأساسية في عام 2011، وتحتل بذلك المركز الخامس في أوابك.

وقد استعادت المؤسسة المصرية العامة للبترول المرتبة الـ23 في التصنيف العالمي سابق الذكر، بعد تراجعها إلى المرتبة الـ28 خلال تصنيف عام 2000، لتكون سادس أكبر الشركات البترولية الوطنية في دول أوابك. أما تصنيف شركة النفط الوطنية العراقية فقد تراجع من المركز الـ 17 لعام 2003 إلى المركز الـ 23 في التصنيف العالمي أياه، وتحتل المركز السابع في أوابك. كما تراجع أيضاً تصنيف المؤسسة الوطنية للنفط الليبية من المركز الثامن عشر لعام 1988 إلى المركز الـ 25 عالميا وتحتل ثامن المراكز في أوابك. وتراجع تصنيف شركة البترول السورية من المرتبة الـ34 إلى المرتبة الـ 42 في تصنيف عام 2007، وغابت شركة البحرين الوطنية للنفط عن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية حسب معايير التشغيل الستة الأساسية منذ عام 1993.

وبالنظر إلى التصنيفات الفرعية الخاصة بمعايير التشغيل الأساسية الستة سالفة الذكر لعام 2011، يتضح أن شركات البترول الوطنية المملوكة للدول الأعضاء في أوابك، قد احتلت مواقع متقدمة في معياري الاحتياطيات النفطية واحتياطيات الغاز الطبيعي بشكل خاص، ثم في معياري انتاج السوائل النفطية وانتاج الغاز الطبيعي بدرجة أقل، بينما تأخرت عن مواقعها المتقدمة بحسب معياري طاقات التكرير وحجم مبيعات المنتجات النفطية.

وفي ما يلي نبذة عن التصنيفات الفرعية لشركات النفط الوطنية المملوكة للدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك).

- **احتياطات النفط والغاز:**

هناك 7 شركات بترول وطنية لدول أعضاء في أوابك من أصل 9 شركات ورد تصنيفها ضمن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية لعام 2011، تقع ضمن أكبر 20 شركة بترولية في العالم من حيث حجم الإحتياطيات النفطية المؤكدة وهي بالترتيب، شركة أرامكو السعودية،

وشركة النفط العراقية، ومؤسسة البترول الكويتية، وشركة أدنوك الإماراتية، والمؤسسة الوطنية الليبية للنفط، وشركة سوناطراك الجزائرية، وشركة قطر للبترول.

- **معيار الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي:**

جاءت 8 شركات بترول وطنية مملوكة للدول الأعضاء في أوابك من أصل 9 شركات ورد تصنيفها ضمن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية لعام 2011، من بين أكبر 20 شركة بترولية في العالم من حيث حجم احتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة وهي بالترتيب، شركة قطر للبترول، و شركة أرامكو السعودية، وشركة سوناطراك الجزائرية، وشركة أدنوك الإماراتية، وشركة النفط الوطنية العراقية، ومؤسسة البترول الكويتية، والمؤسسة المصرية العامة للبترول، والمؤسسة الوطنية الليبية للنفط، كما يوضح الجدول التالي:

تصنيفات شركات البترول الوطنية بالدول الأعضاء بمنظمة الأوابك حسب معايير التشغيل الأساسية ضمن مجموعة TOP 100 لعامي 1987 / 2011

	الاحتياطيات النفطية		احتياطيات الغاز الطبيعي		إنتاج السوائل النفطية		انتاج الغاز الطبيعي		طاقات التكرير		مبيعات المنتجات النفطية	
	1989	2011	1989	2011	1989	2011	1989	2011	1989	2011	1989	2011
أرامكو السعودية	1	1	2	5	1	1	6	7	9	10	7	5
مؤسسة البترول الكويتية	3	5	11	14	9	7	29	35	13	22	14	21
سوناطراك الجزائرية	10	13	5	7	10	13	3	6	34	37	33	33
شركة بترول أبوظبي الوطنية	5	6	4	8	16	17	21	27	58	35	55	45
قطر للبترول	23	15	3	3	30	24	30	9	65	56	71	55
المؤسسة المصرية العامة للبترول	22	40	24	17	22	34	37	20	32	28	32	28
شركة النفط الوطنية العراقية	2	4	7	10	2	8	31	88	40	26	36	31
المؤسسة الوطنية للنفط /ليبيا	8	7	15	20	14	20	35	46	37	45	39	38
شركة البترول السورية	/	37	/	41	/	52	/	65	/	53	/	54

Source: Energy Intelligence Research, «The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Oil Companies,» 2011, 2007 and 2003 editions & «Petroleum Intelligence Weekly» Different Issues

- **إنتاج سوائل النفط والغاز الطبيعي:**

وبالنسبة لإنتاج السوائل النفطية وإنتاج الغاز الطبيعي، فقد صُنفت 6 شركات بترول وطنية مملوكة للدول الأعضاء في أوابك من أصل 9 شركات ورد تصنيفها ضمن مجموعة الـ TOP 100 لعام 2011، من بين أكبر 20 شركة بترولية في العالم من حيث انتاج النفط وسوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات وهي بالترتيب، شركة أرامكو السعودية، ومؤسسة البترول الكويتية، وشركة النفط الوطنية العراقية، وشركة سوناطراك الجزائرية، وشركة أدنوك الإماراتية،

والمؤسسة الوطنية الليبية للنفط. كما صُنفت 4 شركات بترول وطنية مملوكة للدول الأعضاء في أوابك من أصل 9 شركات ورد تصنيفها ضمن مجموعة الـ TOP 100، من بين أكبر عشرين شركة بترولية في العالم من حيث حجم انتاج الغاز الطبيعي وهي بالترتيب، شركة سوناطراك الجزائرية، و شركة أرامكو السعودية، و شركة قطر للبترول ، والمؤسسة المصرية العامة للبترول.

- **طاقات التكرير وحجم مبيعات المنتجات النفطية:**

وبالنظر إلى التصنيفات حسب معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، يتضح جلياً أن الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء في أوابك قد تأخرت عن مواقعها المتقدمة حسب معايير التشغيل الأساسية الأربعة السابقة، حيث أن الشركة الوحيدة من شركات الأقطار الأعضاء التي صنفت ضمن أكبر عشرين شركة بترولية في العالم حسب معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، هي شركة أرامكو السعودية التي احتلت المرتبة العاشرة عالمياً من حيث طاقات التكرير والمرتبة الخامسة عالمياً من حيث مبيعات المنتجات النفطية لعام 2011.

- **التطور التاريخي في تصنيف شركات البترول الوطنية المملوكة للدول الأعضاء:**

عند مقارنة التصنيف العالمي لعام 1989 بنظيره لعام 2011، نلاحظ أن مؤسسة البترول الكويتية المصنفة الشركة الـ13 عالميا باستخدام معايير التشغيل الست الأساسية لعام 2011، قد تراجع تصنيفها بالنسبة لمعيار طاقات التكرير من المرتبة الـ 13 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 22 لعام 2011، كما تراجع تصنيفها بالنسبة لمعيار مبيعات المنتجات النفطية من المرتبة المرتبة الـ 14 لعام 1989 إلى المرتبة المرتبة الـ 21 لعام 2011، وتراجع أيضاً تصنيفها بالنسبة لمعيار انتاج الغاز الطبيعي من المرتبة المرتبة الـ 29 لعام 1989 إلى المرتبة المرتبة الـ 35 لعام 2011.

كما نلاحظ أن **المؤسسة الوطنية الليبية للنفط** المصنفة الشركة المرتبة الـ 25 الأكبر في العالم باستخدام معايير التشغيل الست الأساسية لعام 2011، قد تراجع تصنيفها بالنسبة لمعيار انتاج الغاز الطبيعي من المرتبة الـ 35 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 46 لعام 2011، وبالنسبة لمعيار احتياطيات الغاز الطبيعي من المرتبة الـ 15 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 20 لعام 2011، كما تراجع تصنيفها بالنسبة لمعيار طاقات التكرير من المرتبة الـ 37 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 45 لعام 2011، بينما تراجع تصنيفها بالنسبة لمعيار انتاج السوائل النفطية من المرتبة الـ 14 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 20 لعام 2011 .

كما تجدر الإشارة إلى أن **شركة النفط الوطنية العراقية** المصنفة في المرتبة الـ 23 الأكبر في العالم باستخدام معايير التشغيل الست الأساسية لعام 2011، قد شهدت تراجعاً كبيراً في تصنيفها بالنسبة لمعيار انتاج الغاز الطبيعي من المرتبة الـ 31 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 88 لعام 2011، بينما تقدمت في تصنيفها بالنسبة لمعيار طاقات التكرير من المرتبة الـ 40 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 26 لعام 2011.

وبالمقابل قفزت **شركة بترول أبوظبي الوطنية** المصنفة في المرتبة الـ 19 الأكبر في العالم باستخدام معايير التشغيل الست الأساسية لعام 2011، إلى تراتيب تقدمية حسب معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، حيث تقدمت في تصنيفها بالنسبة لمعيار طاقات التكرير من المرتبة المرتبة الـ 58 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 35 لعام 2011 ، وبالنسبة لمعيار مبيعات المنتجات النفطية من المرتبة الـ 55 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 45 لعام 2011، إلا أنها شهدت تراجعات بدرجات أقل في تصنيفها حسب المعايير المتعلقة بانتاج واحتياطيات الغاز الطبيعي.

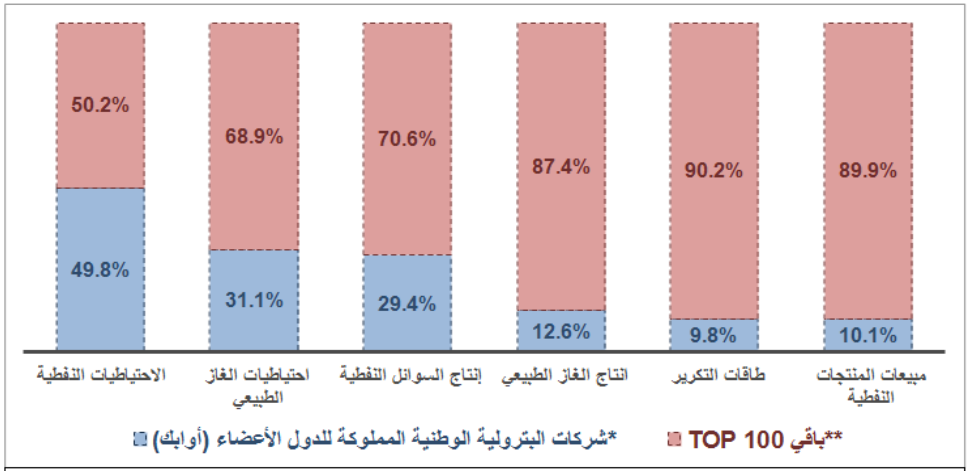
كما قفزت **المؤسسة المصرية العامة للبترول** المصنفة في المرتبة الـ 23 الأكبر في العالم باستخدام معايير التشغيل الست الأساسية لعام 2011، إلى مراتب متقدمة بحسب معياري انتاج واحتياطيات الغاز الطبيعي حيث تقدمت في تصنيفها بالنسبة لمعيار انتاج الغاز الطبيعي من المرتبة الـ 37 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 20 لعام 2011 ، وبالنسبة لمعيار احتياطيات الغاز الطبيعي من المرتبة الـ 24 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 17 لعام 2011، إلا أنها شهدت تراجعات كبيرة و لافتة في تصنيفها بحسب المعايير المتعلقة بانتاج واحتياطيات السوائل النفطية.

والجدير بالذكر أن الشركة الوحيدة من بين شركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء في أوابك، التي لم تشهد تراجعاً في تصنيفاتها حسب معايير التشغيل الأساسية الستة، بين عامي 1989 و2011 هي **شركة قطر للبترول** المصنفة في المرتبة الـ 21 الأكبر في العالم باستخدام معايير التشغيل الست الأساسية لعام 2011، حيث حققت هذه الشركة تقدماً إلى مراتب أعلى في التصنيف حسب معايير احتياطيات النفط المؤكدة و المؤكدة وإنتاج النفط و انتاج الغاز إلى جانب طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، بينما حافظت على مركزها الثالث عالماً حسب معيار احتياطيات الغاز الطبيعي، وارتفع تصنيفها وفق معيار انتاج الغاز الطبيعي من المرتبة المرتبة الـ 30 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 9 لعام 2011 ، وبالنسبة لمعيار مبيعات المنتجات النفطية من المرتبة الـ 71 لعام 1989 إلى المرتبة الـ 55 لعام 2011، كما أنها شهدت تقدما ملحوظاً في تصنيفها حسب المعايير المتعلقة بطاقات التكرير وإنتاج واحتياطيات السوائل النفطية.

- **حجم كتلة الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء بمنظمة (الأوابك) داخل مجموعة Top 100:**

وبالنظر إلى حجم كتلة الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء بمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) داخل مجموعة TOP 100 وفقاً لمعايير التشغيل الأساسية في تصنيف عام 2011، يتضح التباين من حيث الإرتفاع في الاحتياطيات النفطية واحتياطيات الغاز الطبيعي بشكل خاص، وينخفض حجم التمثيل في انتاج السوائل النفطية وانتاج الغاز الطبيعي ، بينما ينحسر بصورة ملحوظة في معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، كما يوضح الشكل التالي:

حجم كتلة الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء بمنظمة (أوابك) داخل مجموعة TOP 100 وفقاً لمعايير التشغيل الأساسية في تصنيف عام 2011



* تضمنت 9 شركات هي: شركة البترول السعودية أرامكو ومؤسسة البترول الكويتية وشركة سوناطراك الجزائرية وشركة بترول أبوظبي الوطنية وشركة قطر للبترول والمؤسسة المصرية العامة للبترول وشركة النفط الوطنية العراقية والمؤسسة الوطنية الليبية للنفط وشركة البترول السورية

** تضمنت مجموعة TOP 100 : عدد 94 شركة في احتياطيات النفط وانتاجه، وعدد 95 شركة في احتياطيات الغاز وانتاجه، وعدد 64 شركة في مبيعات المنتجات النفطية وعدد 65 شركة في طاقات التكرير، حسب البيانات المتاحة عن الشركات

المصدر : الجداول (16/14/12/10/7/4) بملحق الجداول الإحصائية

وعلى الرغم من ضخامة الاحتياطيات النفطية لكتلة الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء بمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، التي شكلت حوالي نصف الاحتياطات الاجمالية لمجموعة TOP100، لا يزال حجم انتاجها من النفط وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات لا يتجاوز 29.4% من اجمالي انتاج مجوعة TOP100، ويعزى ذلك إلى كون أن أغلب الدول المالكة لشركات البترول الوطنية في الدول الأعضاء في أوابك هي أيضاً دولا أعضاء في منظمة الدول المصدرة للنفط (OPEC) والتي ينعكس عليها الوضع تماماً عند مقارنة قاعدة مواردها بحجم حصتها من الانتاج العالمي، لسبب يرجع لسياسة المنظمة التي أخذت على عاتقها مهمة الحفاظ على استقرار أسواق النفط عن طريق سد الطلب العالمي على النفط المتبقي من إمدادات الدول المنتجة من خارجها.

وعلى الرغم أيضاً من ضخامة احتياطيات الغاز الطبيعي لكتلة الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء بمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، التي شكلت حوالي 31.1% من حجم الاحتياطات الاجمالية لمجوعة TOP100، إلاّ أنه لا يزال حجم انتاجها لا يتجاوز 12.6% من اجمالي انتاج مجوعة TOP100. وقد كان لمحدودية الطلب الأقليمي على الغاز الطبيعي و خصوصية تجارة الغاز الطبيعي مقارنة بالنفط، من حيث متطلباته من الاستثمار في البني التحتية لتصديره سواء عن طريق الأنابيب أو في شكله المسال أثراً في تقييد عمليات التوسع في انتاجه على الرغم من ضخامة الاحتياطيات المتوفرة منه.

أما بالنسبة لإنحسار حجم كتلة الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء بمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) داخل مجموعة TOP100، في معياري طاقات التكرير وحجم مبيعات المنتجات، فيتضح جلياً دور التكنولوجيا والخبرة وطبيعة العمل على أساس تجاري، حيث يتضح تمركز الشركات الدولية الكبرى في هذه الصناعة في مركز متقدمة في اطار تقاسم الأدوار في الصناعة البترولية خصوصاً، وفي صناعة الطاقة بوجه عام بين الشركات الوطنية التي تملك الموارد والشركات البترولية التي امتلكت الخبرة والتكنولوجيا.

5. الشروط اللازمة لنجاح شركات البترول الوطنية

على الرغم من التقارب في الرؤى والأهداف بين شركات البترول الوطنية، إلا أن هذه الشركات تختلف في جوانب أخرى متعددة. فمن ناحية التطور التاريخي، نجد أن بعض شركات البترول الوطنية نشأت كوريث لشركات أخرى صاحبة امتياز في دولها وبعضها الآخر غير ذلك. و من ناحية نطاق أعمالها نلاحظ أن بعض الشركات تعتبر شركات متكاملة للنفط والغاز ويمتد نشاطها إلى خارج حدود بلدانها، وبعضها الآخر خلاف ذلك. كما تتباين شركات البترول الوطنية أيضاً في طبيعة علاقاتها مع حكوماتها ودورها الوطني على الصعيد الاقتصادي والاجتماعي وفي درجة تكاملها وبيئة عملها.

ويحد هذا الاختلاف والتباين الملحوظ بين شركات البترول الوطنية، من امكانية تصنيف جميع هذه الشركات ضمن فئة واحدة أو مقارنتها بشركات البترول العالمية بشكل عام، دون تحديد لمعايير محددة تراعي الاختلاف الموضوعي بين الأهداف المرجعية لشركات البترول الوطنية مع الأهداف المرجعية لشركات البترول العالمية. ففي حين أن شركات البترول العالمية تهدف إلى تعظيم أرباح حاملي أسهمها، تلتزم شركات البترول الوطنية بإدارة وتطوير الموارد الهيدروكربونية لبلدانها لتحقيق الأهداف التنموية لهذه البلدان، وتعتبر مسؤولة عن تنفيذ سياسات الطاقة لحكوماتها، والإسهام في استيعاب التقنية وتطوير المهارات الفنية لقطاع البترول في بلدانها. وبذلك، نجد أن التزامات شركات البترول الوطنية أكثر اتساعاً وشمولية. وغالباً ما يعود الألتباس الشائع حول المقارنة بين شركات البترول الوطنية وشركات البترول العالمية، إلى التعميمات التي تنجم عن نقص في المعرفة وعدم إدراك الأدوار المتباينة لهذه الشركات، والتي تؤدي إلى مقارنة غير موضوعية بين الأهداف المرجعية لهذه الشركات مع الأهداف المرجعية لشركات البترول العالمية.

وتعد الاستقلالية والكفاءة وتحمل المسؤولية والعمل على أساس تجاري شروطاً أساسية كي تحقق شركات البترول الوطنية أهدافها المرجعية، وفيما يلي استعراض موجز لهذه الشروط:

1.5 الاستقلالية

يتجسد مفهوم الاستقلالية في إطار العمل على التجسيد الفعلي للاامركزية من خلال منح الشركات مزيداً من القدرة على المبادرة والتسيير للاستغلال الأمثل لطاقاتها الذاتية، كما تتيح الاستقلالية إمكانية التعاقد بحرية، ووفقا للقانون التجاري، حيث يتم التعامل مع الشركة كشخصية معنوية مسؤولة عن نشاطها و تخضع لمبادئ الربحية.

وتشمل المجالات التي يطبق فيها مبدأ الاستقلالية في ما يلي:

- **اتخاذ القرارات:** بحيث تصبح ادارة الشركة مسؤولة عن كل قرار تتخذه، وتكون مالكة لحرية التصرف في موجوداتها وفق علاقاتها التعاقدية، وتبت في قرارات الاستثمار بما يخدم مصلحة الشركة بحيث ترفع معدلات مردودية الاستثمار، يتم ذلك بالتحكم في المسائل ذات الصلة بالمالية، ويتطلب مثل هذا النوع من الاستقلالية الكفاءة في التسيير والقدرة على تحمل المسؤولية الكاملة لعمليات التمويل والتحكم الصارم في تكاليف الانتاج. ويتطلب تحقيق كل ذلك إنشاء آلية رقابة صارمة ومنظمة على الأهداف المقررة والقرارات التي تتخذها ادارة الشركة، بحيث تتم في الوقت المناسب، مما يتيح التأكد من تنفيذ المهام على أكمل وجه، ومعرفة مواطن الضعف والقوة لدى الكادر المكلف بالتنفيذ، والتأكد من معرفة الأخطاء في الوقت المناسب.

وما تجدر الاشارة إليه هو أن سيطرة الدولة على شركة البترول الوطنية أو تملكها بالكامل لا يعد انتقاصاً من استقلالية الشركة في حد ذاته، شريطة وجود التزامات واضحة وعلاقة محددة بين الشركة والدولة، مع ضرورة الفصل بين وضع السياسات، والتنظيم، والأعمال.

وتبرز أهمية الحوكمة الرشيدة[i] في تحسين مستوى الأداء واستدامته في شركات البترول الوطنية، حيث تعتبر رؤية الحكم الرشيد شرطاً أساسياً لضبط الجوانب المتعلقة بالشفافية والمساءلة والرقابة المالية الداخلية، والمراقبة التجارية وإدارة الهياكل. وكمثال على ذلك، يمكن التمعن في النموذج السعودي في ادارة قطاع البترول بالمملكة العربية السعودية، حيث يكون وضع السياسات والتنظيم من اختصاص وزارة البترول والثروة المعدنية، فيما يترك تنفيذ الأعمال لشركة البترول الوطنية السعودية (أرامكو)، ويقوم المجلس الأعلى لشؤون البترول والمعادن، إلى جانب كونه الجمعية العمومية لشركة أرامكو، بوضع الأهداف الاستراتيجية لقطاع البترول، حيث يتم تحديد تلك الأدوار بشكل واضح في المراسيم الملكية الصادرة بشأن الأهداف والمسؤوليات المناطة بالمجلس الأعلى لشؤون البترول والمعادن، ووزارة البترول والثروة المعدنية وأرامكو السعودية.

وإلى جانب التحديد الواضح لمهمة شركة أرامكو السعودية، تتمتع هذه الأخيرة بهيكل اداري مالي مستقل، ويعتلي هيكلها التنظيمي المستقل، مجلس إدارة الشركة الذي يضم أعضاء من إدارتها العليا إلى جانب أعضاء سعوديين وغير سعوديين آخرين يتم اختيارهم على أساس المعرفة والخبرة الواسعة. ويقوم هذا المجلس باعتماد خطة عمل الشركة واستراتيجياتها والإشراف عليها، كما تقوم أرامكو السعودية بدفع الريوع والضرائب إلى خزينة الدولة طبقا للنظام الضريبي المعمول به في المملكة، كما تدفع حصص الأرباح لحاملي أسهمها، وبذلك فإن الشركة تدار على النحو الذي تدار به أية شركة عالمية حيث يتم اختيار الأيدي العاملة وتوظيفها بناء على معياري الجدارة وحسن الأداء.

إن القفزات الكبيرة التي حققتها ارامكو السعودية بعد شراء حصة الشريك الأجنبي قبل نحو 30 سنة، والمكانة المرموقة التي تتمتع بها، حيث لا تزال منذ فترة طويلة، تتصدر

---

i الحوكمة الرشيدة: نظام للرقابة والتوجية علي المستوي المؤسسى و يحدد المسئوليات والحقوق والعلاقات مع جميع الفئات المعنية.

قائمة أكبر الشركات العالمية العاملة في مجال البترول، حسب التقرير السنوي الذي تصدره مؤسسة أبحاث انيرجي انتيليجنس (Energy Intelligence Research) وفقا للمعايير الستة سالفة الذكر. فعلى صعيد الأداء المالي، تصدرت شركة ارامكو السعودية قائمة أكبر الشركات العالمية العاملة في مجال البترول بناء على الأرباح السنوية، حيث بلغت أرباحها السنوية حوالي 318 مليار دولار في عام 2009. و سعت الشركة إلى التكامل في نشاطها في مجال التكرير والتوزيع، بعد أن قامت حكومة المملكة العربية السعودية بإعادة هيكلة صناعة البترول فيها عن طريق تحويل أصول التكرير والتوزيع العائدة لها ممثلة في شركة بترومين إلى أرامكو السعودية في مطلع التسعينات، فاحتلت الشركة بذلك المركز العاشر في مجال طاقات التكرير المتاحة بالولايات المتحدة الأمريكية، والمركز الخامس في مجال طاقات التكرير المتاحة في دول العالم الأخرى لعام 2009، كما حققت الشركة المركز الخامس عالمياً في مجال تسويق المنتجات النفطية وبلغت حصتها من السوق العالمي حوالي 4.13% خلال عام 2009. وقامت بتوسيع نطاق أعمال الشركة خارج المملكة من خلال مشاريع مشتركة مختلفة في مجال التكرير والتسويق في الولايات المتحدة وأوروبا والشرق الأقصى. وتعود هذه المهنية العالية لأرامكو السعودية في جزء كبير منها إلى الاستقلالية التي تمتعت بها الشركة والتي منحتها الحرية والمرونة اللازمتين لإدارة عملياتها في ظل وجود التزامات واضحة وعلاقة محددة بين الشركة و حامل أسهمها المتمثل في الدولة، وكذلك بفضل وجود آلية نجحت في الفصل ما بين مهمة وضع السياسات والتنظيم ومهمة تنفيذ الأعمال ، وكذلك اتباع منهج متدرج في بناء الصناعة مكنها من تنفيذ المهام الموكلة إليها في مختلف المراحل

2.5 الكفاءة الإنتاجية

تعرف الكفاءة الانتاجية عموماً بأنها تعظيم مخرجات العملية الانتاجية المرتبطة مع مستوي معين من المدخلات. وغالباً ما يشار إلى إن ملكية الدولة تؤثر على الكفاءة وقد تحيد بشركة البترول الوطنية عن نشاطها الأساسي. غير أن ذلك قد لا يحدث بالضرورة إذا ما حصلت الشركة على استقلال حقيقي وخضعت التدخلات السياسية فى أعمال الشركه للدراسة والتمحيص. فإذا ما أديرت شركة البترول الوطنية بطريقة تجارية وخضع أداؤها للمراقبة من قبل الجهات المعنية فيها أمكنها أن تضاهي في كفاءتها أية شركة أخرى في مجموعة الشركات الصناعية العالمية.

وهناك مجالات واسعة لتحسين الكفاءة ربما يأتي في مقدمتها ادارة وتخطيط الموارد البشرية في مجال توظيف وتدريب وتخطيط القوى العاملة وخلق نظم ادارية متكاملة في مجالات العقود و المشتريات والمخازن وأعمال الحقول والمعامل وغيرها، وإحكام الرقابة و مكافحة الفساد عن طريق منظومات محاسبية ومراجعة متطورة. من جهة أخرى تبرز كفاءة استغلال الموارد في خطط التطوير الناجعة والاستثمار الناجح في مشاريع رأسمالية كبرى، وتحتاج الكفاءة كذلك إلى إدخال التقنيات الجديدة واستيعابها.

وغالباً ما يؤخذ على شركات البترول الوطنية عدم قدرتها على تطوير تقنيات جديدة مقارنة بشركات البترول العالمية، وهو أمر قد يبدو صحيحاً في مجمله بسبب المكانة الراسخة للشركات العالمية وبلدانها في مجال البحث والتطوير، غير أن ذلك لا ينبغي أن يؤثر

في كفاءة شركات البترول الوطنية. فبوسع شركات البترول الوطنية أن تسعى لتوظيف التقنيات المتاحة أو أن تحصل عليها بالتعاون مع قطاعات الأعمال وشركات الخدمات وشركات الأبحاث والجامعات أو من خلال إسناد ذلك إلى المقاولين وسد الفجوة التقنية باستخدام أفضل التقنيات الحديثة بهدف احتواء التكاليف وزيادة الإنتاجية.

وتتوفر لدى شركات البترول الوطنية في الدول المنتجة الرئيسية بشكل عام، ودولنا الاعضاء بشكل خاص، ميزة نسبية متمثلة في حقول النفط والغاز عالية الانتاجية ذات المكامن الضخمة، التي توفر فرصاً استثمارية واعدة في مجال التطوير، وتفرض تحديات جمة في مجال تطوير تكنولوجيات التنقيب والإنتاج. وهناك أمثلة حية لشركات بترول وطنية تعتبر رائدة عالمياً في هذا المجال، فقد قامت أرامكو السعودية بتطوير تقنيات وأنظمة عدة لأعمالها الفريدة في مجال التنقيب والإنتاج مثل أجهزة محاكاة المكامن الضخمة على التوازي، وأنظمة إنجاز الآبار متعددة الجوانب، وأنظمة مراقبة وضبط جريان البترول الخام من الآبار إلى الناقلات، وسجلت براءات اختراع عديدة في هذه المجالات.

ومن المعلوم أن أهم الأهداف التجارية للإدارة في شركات البترول الوطنية هو تعظيم الايرادات وزيادة الكفاءة الإنتاجية وتمثل هذه الأولويات وظائف الأعمال الأساسية لشركات البترول الوطنية لأنها توفر رأس المال اللازم للحفاظ على العمليات وتحقق عوائد الدولة لأجل أهداف التنمية الاقتصادية والاجتماعية.

3.5 تحمل المسؤولية و العمل على أسس تجارية

نظراً للأهمية الاستراتيجية لقطاع البترول كداعم مهم للنمو في الاقتصاد العالمي بشكل عام، ومحرك أساسي لعملية التنمية في الدول المنتجة للبترول التي تعتمد اقتصادياتها على قطاع البترول بشكل خاص، حيث تشكل وارداتها البترولية جزءاً كبيراً من ناتجها القومي الاجمالي، كما يمثل قطاع البترول عموماً وشركات البترول الوطنية على وجه الخصوص مصدراً أساسياً لخلق الوظائف، وبذلك يعتبر تحمل المسؤولية والعمل على أساس تجاري شرطين متداخلين وعلى قدر كبير من الأهمية لنجاح شركات البترول الوطنية. أن من أشد ما يوجه إلى هذه الشركات من نقد هو ضرورة تحمل المسؤولية الاجتماعية بتوفير المزيد من الوظائف لمقابلة التزايد المطرد في مخرجات التعليم وتقليص معدلات البطالة، وتوفير مراكز للتدريب اللازمة لتأهيل العمالة بالمهارات اللازمة لإستيعابها بهذه الشركات، واحيانا تكون هذه الشركات مطالبة بتوفير فرص تدريبية بداخل دولها أو خارجها، وقد يتجاوز الأمر ذلك إلى مطالبتها القيام بمهام اجتماعية واقتصادية وسياسية خارج نطاق تخصصها الأساسي للمساهمة في تنمية وتطوير المناطق التي تقع ضمن نطاق أعمالها، بينما يتطلب قيام شركة البترول الوطنية بالعمل على أساس تجاري حصولها على التزامات محددة وواضحة في تطوير الموارد الهيدروكربونية للدولة، وهو جانب آخر مهم في إطار تحمل المسؤولية، و يتطلب العمل على أساس تجاري تجنب التضخم الزائد في عدد الوظائف الذي يؤدي إلى تكدس العمالة ويؤثر سلباً على كفاءة وأداء الشركة.

ويتطلب تحمل المسؤولية حصول شركة البترول الوطنية على التزامات محددة وواضحة في تطوير الموارد الهيدروكربونية واستغلالها ضمن المخطط العام للتنمية وتوفر آليات التخطيط

العام الجيدة، بينما يتطلب العمل على أساس تجاري وجود مجلس إدارة مشكل وقادر على الإشراف على الشركة وتوجيهها بشكل موضوعي مع وجود هيكل تنظيمي متناغم و أنظمة مراقبة مالية داخلية فاعلة والسماح لها بالاحتفاظ بسيولة نقدية صافية لمواجهة الالتزامات الآنية وقصيرة المدى والتخطيط في حيز زمني معقول.

وفي ظل توفر خطة واضحة المعالم والتزامات محددة، يمكن لشركات البترول الوطنية دعم النمو الاقتصادي ومساندة عملية التنمية في دولها من خلال توفير القيمة المضافة على الصناعات الاستخراجية عن طريق دمج المجالات التقليدية وغير التقليدية، وتنويع وزيادة الإيرادات بمرور الوقت مع إضافة قيمة أكبر للمنتجات البترولية والاستفادة من نقاط القوة والمزايا التنافسية في أعمالها بطرق مهمة.

إن التكامل في نشاط الشركات البترولية من الاستخراج إلى التكرير والشحن يمنحها مرونة وأفضلية التسويق السريع لمنتجاتها وتحقيق عائدات مربحة عبر سلسلة القيمة، كما أن بناء صناعات بتروكيماوية رائدة ودمجها مع أعمال التنقيب والإنتاج والتكرير والتسويق سيساعد في إيجاد صناعات جديدة معظمها صناعات تحويلية، بحيث يمكنها التموضع في المناطق الصناعية المتاخمة لمجمعات التكرير و الاستفادة من شبكات خطوط الأنابيب القائمة لتنتج منتجات ذات قيمة مضافة نهائية وشبه نهائية، ومن الممكن أن تكون الصناعات التحويلية تلك أكثر ثراءً من حيث القيمة المضافة مما يعظم من أرباح النفط والغاز وسوائل الغاز الطبيعي والمنتجات المكررة، لاسيما منتجات المواد الهيدروكربونية المستخدمة كلقيم بتروكيماوي اقتصادي، كما يمكن لهذه الصناعات التحويلية أن تكون أكثر قدرة على توفير الوظائف وأن توفر ركيزة قوية لانطلاق اقتصاد المعرفة و الارتقاء بمستويات التعليم وإنشاء قاعدة معرفية بالدول صاحبة هذه الشركات.

6. التحديات والفرص التي تواجه شركات البترول الوطنية

مع دخول العالم الألفية الثالثة، أصبحت شركات البترول الوطنية تعمل في بيئة اكثر تعقيداً شهدت اندماج الشركات العالمية وظهور اسواق جديدة وقواعد جديدة للعمل، وبرزت تحديات تواجه شركات البترول الوطنية في بيئة عمل تتسم بالتغير من جهة، وعلاقات عالمية متغيرة في مجال الاقتصاد والطاقة من جهة أخرى. وتعمل شركات البترول الوطنية اليوم في مناخ عالمي وصناعي يختلف عما كان عليه قبل أكثر من ثلاثة عقود، عندما تولت شركات البترول الوطنية زمام أمور الصناعة في بلدانها. ومن جانب آخر، تعمل شركات البترول الوطنية اليوم في ظل علاقات سياسية مختلفة واقتصاديات أكبر حجما وأكثر تنوعاً وتحرراً، وتسارعت حدة المنافسة على الأسواق و رأس المال وامتلاك التقنية، وقد أدت الاندماجات الكبيرة التي حدثت في أواخر تسعينيات القرن الماضي إلى إعادة هيكلة الصناعة البترولية في العالم، وساهمت إلى حد بعيد في تغير أدوار الشركات وأسواق الطاقة.

وإلى جانب التحديات التي فرضتها التغيرات في بيئة وعلاقات العمل، خلق الواقع الجديد أيضاً فرص لشركات البترول الوطنية، فإعادة هيكلة الصناعة يوفر إمكانية التكامل الجزئي بين شركات البترول الوطنية وشركات البترول العالمية في شكل تحالفات استراتيجية، بالاستفادة

من نقاط القوة لكلا منهما و تجاوز القيود المفروضة على كلا منهما. فقد أظهر تصنيف عام 2011، تقدم شركات البترول الوطنية في معايير التشغيل المتعلقة بمجال النشاطات الأمامية (الاحتياطيات النفطية واحتياطيات الغاز الطبيعي بشكل خاص، وبدرجة أقل في انتاج السوائل النفطية وانتاج الغاز الطبيعي) ، بينما تقدمت شركات البترول العالمية في معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، ويمكن سد هذه الفجوة بين الموارد و الإنتاج والتكرير من خلال إقامة تحالفات عمل بين شركات البترول الوطنية وشركات البترول العالمية في أشكال وأنماط مختلفة، كما يمكن أن يؤدي تحرير أسواق الطاقة وظهور اسواق جديدة إلى توفير فرص استثمارية أكبر في مجال التكرير والتسويق لشركات البترول الوطنية وخاصة في الأسواق الآسيوية الصاعدة.

وسوف نحاول فيما يلي، التطرق بايجاز لأهم التحديات والفرص التي تواجه شركات البترول الوطنية في الوقت الحاضر:

6-1 أهم التحديات:

1.1.6 التغير في بيئة الأعمال والعلاقات العالمية

أصبحت شركات البترول الوطنية تعمل اليوم في بيئة اكثر تعقيداً يسود فيها اندماج الشركات العالمية، وظهور اسواق جديدة وقواعد جديدة للعمل، بسبب ما نتج عن تلك الاندماجات والتحالفات بين شركات البترول العالمية. لقد شهدت أواخر تسعينيات القرن الماضي ومطلع القرن الحالي سنوات استثنائية بالنسبة لصناعة البترول وأسواقه. فقد اكتسحت أمواج الاندماج والإستحواذ صناعة البترول وغيرت هياكلها العامة، إذ اندمجت حوالي 20 شركة بترول عالمية كبرى وكونت شركات بترول عالمية ضخمة مثل Exxon Mobil وChevron Texaco وConocoPhilips وغيرها، وهي أكبر حجماً من بعض الشركات الوطنية.

كما ان التغير المستمر في الافكار والتكنولوجيا والخدمات والنمو السكاني وظهور أسواق جديدة وقواعد جديدة للعمل، وتلاشي الفواصل الجغرافية في ظل ظاهرة العولمة تعتبر من أكبر التحديات التي تواجه شركات البترول الوطنية.

ولما كان البقاء والاستمرار من الاهداف الأساسية لأي شركة، فلابد من مواجهة التغيير ومواكبة التقدم والتكيف مع البيئة. ومثل هذا الأمر يتطلب وجود استراتيجية واضحة المعالم تأخذ في الاعتبار تصور الشركة لمركزها في المستقبل ويرسم من خلالها مسار واضح لاتجاه الشركة لتحقيق اهدافها الأساسية، وكذلك تكوين إدارة قادرة على الاستجابة لجميع التحديات عبر اجراء التغيرات والتعديلات على خططها واستراتجياتها، والبحث عن استراتيجيات واقعية ذات قدرة على التعبير عن حاجات الشركة وذلك عبر تعبئة الموارد المتاحة للاستخدامات البديلة، بما يتيح رفع الكفاءة والفعالية، وترتيب الأولويات واستثمار الفرص وتحديد مجالات التوسع ودراسة الاسواق المستقبلية للشركة. لقد أدى التغير في بيئة الاعمال الناتج عن الانفجار المعرفي وكونية الاعمال في ظل ثورة المعلوماتية إلى منح الإدارة الاستراتيجية اهمية قصوى باعتبارها المسؤولة عن توظيف امكانيات الشركة وتعاملها مع متغيرات البيئة الخارجية.

2.1.6 تلبية الزيادة في الطلب العالمي المستقبلي على النفط

شهد الطلب العالمي على النفط نمواً قوياً ومستمراً خلال العقدين السابقين، تجلت أهم ملامحه في تحول أسواقه نحو الدول النامية على وجه العموم، والدول الآسيوية النامية كالصين والهند على وجه الخصوص، على غرار النمو الاقتصادي العالمي.

وهناك إجماع في الوقت الراهن، على أن الارتفاع في الطلب المستقبلي على النفط، واقع ملحوظ في ظل الظروف الحالية والمعطيات المتوفرة. إن عمليات التصنيع التي تشهد دول آسيا النامية طلائعها منذ بداية الألفية الثالثة، لا تزال آفاقها واعدة في المستقبل المنظور، لا يمكنها الاستمرار والنمو إلا في ظل تلبية حاجة تلك الدول الملحة لمزيد من الطاقة ولاسيما النفط والغاز الطبيعي. وتشير التوقعات المستقبلية إلى أن معدلات النمو الاقتصادي للدول النامية، سوف تتجاوز معدلات نموها السكاني، وهو ما يعني مزيدا من النمو في متوسط الدخل الفردي فيها، وبالتالي استمرار الحاجة إلى المزيد من النفط.

وبالمقابل يعتمد مستقبل الطلب العالمي على النفط، على سلسلة مترابطة من القضايا الأكثر تعقيداً. فإلى جانب قضايا التنمية، هناك قضايا الثقة التي يشوبها قدر كبير من الضبابية بالنسبة لمستقبل الطلب العالمي على النفط. إن ضبابية سياسات الطاقة في الدول الصناعية وصعوبة التكهن بمستقبل الأسعار، ينعكس بشكل كبير على صعوبة تقدير حجم الزيادة المتوقعة في الطلب المستقبلي على النفط، وهو ما ينعكس على حجم الاستثمارات اللازمة لتأمين الإمدادات المستقبلية من النفط. بالإضافة إلى التغيرات في عنصر الطلب التي قد تحدث ضمن العوامل الجيوسياسية المفاجئة وغير المنظورة والعوامل الفنية المرتبطة بالإنتاج والتصنيع والتصدير.

وتواجه شركات البترول الوطنية تحديات كبيرة لتوسيع طاقاتها الإنتاجية والتصديرية لمواجهة الطلب المستقبلي على النفط. ولا تكمن المشكلة في قدرة هذه الشركات على زيادة طاقاتها الإنتاجية فحسب، (لأن ذلك يقع ضمن إمكاناتها تقنيا وماليا وبشريا، وضمن قاعدة إحتياطياتها الضخمة)، بل في كون المشكلة تكمن في صعوبة تقديرحجم الاستثمارات الضخمة المطلوبة في قطاع توسعة الطاقات الإنتاجية، والتوقيت المضبوط لها ، وذلك بسبب ضبابية مستقبل الطلب على النفط. وحالة انعدام اليقين التي تحيط بالطلب المستقبلي على النفط لتؤثر بكل تأكيد على القرارات الاستثمارية لشركات البترول الوطنية بشأن زيادة طاقاتها الإنتاجية، وليس على قدرات تلك الشركات.

3.1.6 تعزيز دور البترول في مزيج الطاقة العالمي

احتل موضوع تنويع مصادر الطاقة، أولوية في سياسة الطاقة في الدول الصناعية منذ عقود، واعتبرته بعض الدول مطلباً ضرورياً لتحقيق أمن إمداداتها بالطاقة، وأمنها القومي أيضاً. وبالتالي، فهو مبني على اعتبارات اقتصادية وسياسية في آن واحد. وقد تجسد ذلك بوضوح في توجهات الدول الصناعية في تشجيع تطوير واستخدام بدائل النفط المتمثلة في الفحم، والطاقة النووية، والغاز الطبيعي، ولاحقاً الطاقات المتجددة.

ويعود تركيز الدول الصناعية على تشجيع تطوير واستخدام بدائل النفط إلى أزمة النفط

في السبعينات. وقد برزت نتائج ذلك بشكل جلي في الانخفاض الكبير الذي طرأ على مساهمة النفط في مجال توليد الطاقة الكهربائية منذ السبعينات، بعد استبداله بمصادر الطاقات البديلة الأخرى كالفحم، والطاقة النووية، والغاز الطبيعي. وقد أدى هذا التوجه إلى انخفاض حصة النفط من إجمالي مصادر الطاقة المستخدمة في توليد الكهرباء في العالم. وقد ركزت سياسات الطاقة في الدول الصناعية و بعض مناطق العالم الأخرى، على تشجيع تطوير تقنيات استخدام الطاقات المتجددة في مجال توليد الطاقة الكهربائية والتسخين والتبريد في قطاعات الصناعة والاستهلاك التجاري والمنزلي، وقدمت حكومات هذه الدول الدعم والتشجيع الحكومي لصناعة الطاقات المتجددة.

ونظراً لإعتبار قطاع النقل والمواصلات المحرك الرئيسي للنمو في الطلب على النفط حاضراً ومستقبلاً، ولاعتماده الكلي على النفط، فقد تزايد اهتمام الدول الصناعية بقطاع النقل والمواصلات في سياساتها الطاقوية وخاصة خلال السنوات الأخيرة. فقد تركزت سياساتها في اتجاهين رئيسيين، **تمثل الأول** في تشجيع تقنيات تخفيض استهلاك وقود النقل ورفع درجة كفاءة استهلاكه، وإصدار تشريعات بتشديد مواصفات الغازولين والديزل وفق معايير بيئية صارمة، وفرض ضرائب مرتفعة على استهلاك المنتجات النفطية. ويهدف هذا الاتجاه لكبح جماح طلبها المحلي على النفط. أما **الاتجاه الثاني** فقد تمثل في تقديم الدعم الحكومي السخي للبدائل المحتملة للنفط كوقود للنقل، وتشمل الوقود الحيوي، وغاز البترول المسال، والغاز الطبيعي، والوقود البديل الاصطناعي، وصولاً إلى الكهرباء، والهيدروجين. ويهدف هذا الاتجاه إلى تنويع مصادر الطاقة وتشجيع إحلال هذه المصادر محل النفط. ويعتبر الوقود الحيوي من أنواع الوقود البديل التي تم إيلاؤها أهمية خاصة وأولوية في سياسات الطاقة للدول الصناعية، وحظي بتغطية إعلامية واسعة.

وبوصفها راعية أكبر الاحتياطيات العالمية المؤكدة من النفط وأطولها أمداً، يعتبر التحدي القائم أمام شركات البترول الوطنية في تعزيز دور النفط بين أنواع الطاقة العالمية المختلفة، من أهم التحديات التي تواجهها شركات البترول الوطنية في الوقت الحاضر.

ويبرز التحدي أمام شركات البترول الوطنية في مدى قدرتها على تعبئة مواردها المتاحة لتعزيز استخدام النفط كمصدر أساسي بين مصادر الطاقة العالمية المختلفة ، ويشمل ذلك التركيز على تقنيات اصطياد الكربون وتخزينه وتعزيز دور النفط والغاز الطبيعي في توليد الهيدروجين، وتعزيز الشراكة بينها وبين شركات البترول العالمية والمؤسسات البحثية العالمية في برامج الأبحاث والتطوير في شتى المجالات بما تساهم في تعزيز استخدام النفط كمصدر أساسي بين مصادر الطاقة العالمية المختلفة.

4.1.6 الدور المستقبلي لشركات البترول الوطنية في اقتصاداتها المحلية

تلعب شركات البترول الوطنية دورا حيويا في اقتصادات الدول المنتجة ، حيث تشكل العائدات البترولية العمود الفقري لإقتصادات أغلب الدول المنتجة الرئيسية والمحرك الأساسي لعملية التنمية فيها.

وقد ساهمت صناعة البترول وعائداتها في إحداث تحولات اقتصادية واجتماعية غير

مسبوقة في أغلب الدول المنتجة الرئيسية خلال العقود الثلاثة الأخيرة. فقد استخدمت تلك العائدات لتحديث البني التحتية، وخلق فرص العمل وتحسين مؤشرات التنمية البشرية. كما تمكنت بعض تلك الدول من زيادة الاحتياطيات الرسمية والحفاظ على مستوى دين عام خارجي منخفض نسبيا، وارتفع متوسط الدخل الفردي فيها بنسب ملحوظة. وتشكل احتياطيات البترول إمكانات واعدة لقيادة مسيرة التنمية الاقتصادية والاجتماعية نحو مزيد من التطوير، لكن ذلك لا يزال يشكل في ذات الوقت تحديا حقيقيا لهذه الدول في رسم السياسات الملائمة لتعظيم العائد على الاستثمار في هذه الثروة الناضبة.

وتلتزم شركات البترول الوطنية بإدارة وتطوير الموارد الهيدروكربونية لبلدانها لتحقيق الأهداف التنموية لهذه البلدان وتعتبر مسئولة عن تنفيذ سياسات الطاقة لحكوماتها والإسهام في استيعاب التقنية وتطوير المهارات الفنية في قطاع البترول في بلدانها، وبذلك ترتبط التزاماتها ارتباطاً وثيقاً بأهداف التنمية الاقتصادية والاجتماعية.

ويمثل قطاع البترول عموماً وشركات البترول الوطنية على وجه الخصوص مصدراً أساسياً لخلق الوظائف، ويكمن التحدي أمام هذه الشركات في قدرتها على تحمل المسؤولية الاجتماعية بتوفير المزيد من الوظائف لمقابلة التزايد المطرد لخريجي مختلف مراحل التعليم وتقليص معدلات البطالة، وتوفير مراكز التدريب اللازمة لتأهيل العمالة وتزويدها بالمهارات اللازمة لإستيعابها في هذه الشركات. وتكون هذه الشركات مطالبة احيانا بتوفير فرص تدريبية في داخل دولها أو خارجها، وقد يتعدى الأمر ذلك إلى مطالبتها القيام بمهام اجتماعية واقتصادية وسياسية خارج نطاق تخصصها الأساسي للمساهمة في تنمية وتطوير المناطق التي تقع ضمن نطاق أعمالها.

وفي ظل توفر خطة واضحة المعالم والتزامات محددة، يمكن لشركات البترول الوطنية دعم النمو الاقتصادي ومساندة عملية التنمية في دولها من خلال توفير القيمة المضافة على الصناعات الاستخراجية عن طريق دمج المجالات التقليدية وغير التقليدية، وتنويع وزيادة الإيرادات بمرور الوقت مع إضافة قيمة أكبر للمنتجات البترولية والاستفادة من نقاط القوة والمزايا التنافسية في أعمالها بطرق مهمة. إن التكامل في نشاط الشركات البترولية من الاستخراج إلى التكرير والشحن يمنحها مرونة وأفضلية التسويق السريع لمنتجاتها وتحقيق عائدات مربحة عبر سلسلة القيمة، كما أن بناء صناعات بتروكيماوية رائدة ودمجها مع أعمال التنقيب والإنتاج والتكرير والتسويق سيساعد في إيجاد صناعات جديدة معظمها صناعات تحويلية، بحيث يمكنها التموضع في المناطق الصناعية المتاخمة لمجمعات التكرير و الاستفادة من شبكات خطوط الأنابيب القائمة لتنتج منتجات ذات قيمة مضافة نهائية وشبه نهائية، ومن الممكن أن تكون الصناعات التحويلية تلك أكثر ثراءً من حيث القيمة المضافة مما يعظم من أرباح النفط والغاز وسوائل الغاز الطبيعي والمنتجات المكررة، لاسيما منتجات المواد الهيدروكربونية المستخدمة كلقيم بتروكيماوي اقتصادي، كما يمكن لهذه الصناعات التحويلية أن تكون أكثر قدرة على توفير الوظائف وأن توفر ركيزة قوية لانطلاق اقتصاد المعرفة و الارتقاء بمستويات التعليم وإنشاء قاعدة معرفية بالدول صاحبة هذه الشركات.

2.6 أهم الفرص:

منذ أكثر من ثلاثة عقود مضت، عندما تولت شركات البترول الوطنية زمام أمور صناعة البترول في بلدانها، استمرت المشاريع المشتركة بين شركات البترول الوطنية و شركات البترول العالمية في التوسع، وكان ينظر إليها كمصدر لنقل الخبرة والتكنولوجيا، حيث ظلت شركات البترول الوطنية التي تمتلك الموارد في حاجة إلى الخبرة والتكنولوجيا المتطورة التي تمتلكها شركات البترول العالمية و اللازمة لتطوير تلك الموارد، بينما ظلت شركات البترول العالمية التي تمتلك الخبرة والتكنولوجيا المتطورة في حاجة إلى الوصول إلى الموارد التي تمتلكها شركات البترول الوطنية.

ومع التغيرات التي شهدتها الهياكل العامة لصناعة البترول منذ أواخر تسعينيات القرن الماضي ومطلع القرن الحالي، والتي كان من أبرز نتائجها الصعود اللافت لقطاع الأعمال وشركات الخدمات البترولية، و تحول ملكية التكنولوجيا من الشركات المشغلة إلى شركات الخدمات، أصبح بمقدور شركات البترول الوطنية أن تحصل علي التقنيات المتاحة بالتعاون مع قطاعات الأعمال وشركات الخدمات وشركات الأبحاث والجامعات أو من خلال إسناد ذلك إلى المقاولين، حيث أصبح الحصول على التكنولوجيا في متناول الجميع بأسعار تنافسية، علاوة على أن بعض شركات البترول الوطنية قد نجحت في مراكمة المزيد من الخبرة والمعرفة والقدرة على تطويع التكنولوجيا المتاحة بفضل شراكتها مع شركات البترول العالمية خلال العقود السابقة، وأصبحت أكثر ثقة وقدرة على ادارة وتطوير مواردها البترولية، وأدى ذلك إلى تضاؤل الحافز على استمرار علاقات العمل مع شركات البترول العالمية في التوسع.

و بدلاً من أن تنظر شركات البترول الوطنية إلى الواقع الجديد على أنه نهاية عهد وعلاقة، قد تتعامل معه كفرصة للدخول في أنواع جديدة من الشراكات مع شركات البترول العالمية، فإعادة هيكلة الصناعة يوفر إمكانية التكامل الجزئي بين شركات البترول الوطنية وشركات البترول العالمية في شكل تحالفات استراتيجية من نوع آخر، بالاستفادة من نقاط القوة لكلا منهما و تجاوز القيود المفروضة على كلا منهما. فقد أظهر تصنيف عام 2011، تقدم شركات البترول الوطنية في معايير التشغيل المتعلقة بمجال النشاطات الأمامية (الاحتياطيات النفطية واحتياطيات الغاز الطبيعي بشكل خاص، وبدرجة أقل في انتاج السوائل النفطية وانتاج الغاز الطبيعي) ، بينما تقدمت شركات البترول العالمية في معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية، ويمكن سد هذه الفجوة بين الموارد و الإنتاج والتكرير من خلال إقامة تحالفات عمل بين شركات البترول الوطنية وشركات البترول العالمية في أشكال وأنماط مختلفة، كما يمكن أن يؤدي تحرير أسواق الطاقة وظهور اسواق جديدة إلى توفير فرص استثمارية أكبر في مجال التكرير والتسويق لشركات البترول الوطنية وخاصة في الأسواق الآسيوية المتنامية.

الخلاصـــــة

يمكن تلخيص أهم نتائج الدراسة فيما يلي:

- تستحوذ شركات البترول الوطنية المملوكة لحكوماتها بالكامل على 73% من إجمالي احتياطيات النفط، وعلى 53% من احتياطيات الغاز المؤكدة في العالم لعام 2010. وعلى ما نسبته 45% من الإنتاج العالمي للنفط و حوالي 25% من الإنتاج العالمي للغاز.
- تستأثر مجموعة الـ 100 أكبر شركة بترولية في العالم (Top100) حسب تصنيف شركات البترول في العالم لعام 2011، بحوالي 86.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة و حوالي 71.7% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي العالمية المؤكدة لعام 2010، بينما ساهمت هذه المجموعة بحوالي 87.8% من إجمالي الإمـدادات النفطية العالمية و حوالي 81.2% من إجمالي الإمـدادات العالمية من الغاز الطبيعي لعام 2010، وبلغت اجمالي مبيعات هذه المجموعة حوالي 87.3% من إجمالي المبيعات العالمية من المنتجات النفطية لعام 2010، وأدارت حوالي 75.9% من إجمالي طاقات التقطير العالمية لعام 2010
- بلغت حصة شركات النفط الوطنية داخل مجموعة (Top100)، حوالي 78.7% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية المؤكدة و حوالي 63.9% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي العالمية المؤكدة لعام 2010، بينما ساهمت بحوالي 58.7% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية و حوالي 48.3% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي في حين بلغت اجمالي مبيعاتها 34.3% من إجمالي المبيعات العالمية من المنتجات النفطية لعام 2010، وأدارت حوالي 34.7% من إجمالي طاقات التقطير العالمية لعام 2010.
- يلاحظ التباين بين حصة شركات النفط الوطنية حسب معياري قاعدة الموارد وإجمالي الإنتـاج، ففي حين بلغت حصة شركات البترول الوطنية نسبة 90.8% من اجمالي احتياطيات النفط لمجموعة (Top100) وحوالي 89.1% من اجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي، لم تتجاوز هذه الحصة نسبة 66.9% و 59.5% فيما يتعلق بحجم انتاج النفط والغاز على التوالي.
- من الواضح هيمنة شركات النفط الوطنية داخل مجموعة (Top100) في قطاع النشاط الأمامي، أمام انحسار ملحوظ لهذا الدور في قطاع النشاطات اللاحقة، فلم تتجاوز حصة شركات النفط الوطنية داخل مجموعة (Top100) نسبة 39.3% من اجمالي مبيعات هذه المجموعة من المنتجات النفطية، كما لم تتجاوز حصتها 45.7% من اجمالي طاقات التكرير التقطيرية المتاحة لمجموعة (Top100).
- أظهر تصنيف شركات البترول العالمية لعام 2011 ما يلي:
  - ✓ أن الشركات العشر الكبرى حسب حجم الإحتياطيات النفطية المؤكدة هي شركات البترول الوطنية في كل من المملكة العربية السعودية وفنزويلا وإيـران والعراق والكويت و الامارات و ليبيا ونيجيريا والصين وروسيا تباعاً.
  - ✓ أن الشركات العشر الكبرى من حيث حجم الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي هي شركات البترول الوطنية في كل من ايران وروسيا وقطر وتركمنستان و المملكة

العربية السعودية وفنزويلا والجزائر والإمارات وماليزيا والعراق على التوالي

- ✓ أن ثمان شركات من بين الشركات العشر الكبرى من حيث حجم الانتاج النفطي هي شركات البترول الوطنية لكل من المملكة العربية السعودية وايران وفنزويلا والمكسيك والصين والكويت والعراق وروسيا .
- ✓ أن سبع شركات من بين الشركات العشر الكبرى من حيث حجم انتاج الغاز الطبيعي هي شركات البترول الوطنية لكل من روسيا وايران والجزائر و المملكة العربية السعودية والصين وقطر وماليزيا.
- ✓ أن أربع شركات من بين الشركات العشر الكبرى من حيث طاقات التقطير المتاحة هي شركات البترول الوطنية لكل من الصين وفنزويلا و المملكة العربية السعودية.
- ✓ أن أربع شركات من بين الشركات العشر الكبرى من حيث مبيعات المنتجات النفطية هي شركات البترول الوطنية لكل من المملكة العربية السعودية وفنزويلا والصين والبرازيل.

☜ أما تصنيف الأداء المالي لشركات البترول العالمية لعام 2011، فقد أظهر الآتي:

- ✓ أن أربع شركات من بين الشركات العشر الكبرى التي حققت أعلى ايرادات صافية هي شركات البترول الوطنية لكل من المملكة العربية السعودية والصين (شركتين للصين) وايطاليا.
- ✓ أن أربع شركات من بين الشركات العشر الكبرى التي حققت أعلى دخولاً صافية هي شركات البترول الوطنية لكل من روسيا والبرازيل وماليزيا والصين على التوالي، ولم تتوفر بيانات صافي الدخل لشركات البترول الوطنية بالدول العربية.

☜ تضمنت مجموعة شركات البترول الثلاثون الأكبر من حيث عدد القوى العاملة خلال عام 2010 ضمن مجموعة شركات البترول الكبري (Top100) لهذا العام، عدد 18 شركة بترول وطنيـة (مملوكة كلياً أو جزئيا لحكومات دولها)، كان من بينها عدد 4 شركات مملوكة لحكومات دولا أعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (الأوابك)، وهي العراق، ودولة الإمارات العربية المتحدة، والمملكة العربية السعودية، والجزائر.

☜ تموضعت ثمان شركات بترول وطنية مملوكة للدول الأعضاء في أوابك وهي بالترتيب، شركة البترول السعودية أرامكو، ومؤسسة البترول الكويتية، وشركة سوناطراك الجزائرية، وشركة بترول أبوظبي الوطنية، وشركة قطر للبترول، والمؤسسة المصرية العامة للبترول، وشركة النفط الوطنية العراقية، والمؤسسة الوطنية الليبية للنفط، في مراكز متقدمة ضمن أكبر ثلاثين شركة بترولية في العالم لعام 2011، كما صنفت شركة البترول السورية في المرتبة 43 ضمن مجموعة أكبر 100 شركة بترول عالمية حسب معايير التشغيل الستة الأساسية لعام 2011.

☜ تصدرت شركة البترول السعودية (أرامكو) قائمة أكبر الشركات البترولية في العالم حسب كل التصنيفات الدورية خلال الفترة 1987-2011 لشركات البترول في العالم باستخدام معايير التشغيل الستة الأساسية، بينما شهدت تصنيفات بعض شركات البترول الوطنية المملوكة للدول الأعضاء في أوابك تراجعات بدرجات بسيطة في مواقعها في حين برز الصعود القوي والملفت للنظر لشركة قطر للبترول إلى مراكز متقدمة خلال هذه الفترة.

- أبرزت التصنيفات الفرعية الخاصة بمعايير التشغيل الأساسية الستة كلا على حده، أن الشركات البترولية الوطنية المملوكة للدول الأعضاء بمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، احتلت مواقع متقدمة في معياري الاحتياطيات النفطية واحتياطيات الغاز الطبيعي بشكل خاص، ثم في معياري انتاج السوائل النفطية وانتاج الغاز الطبيعي بدرجة أقل، بينما تأخرت عن مواقعها المتقدمة حسب معياري طاقات التكرير ومبيعات المنتجات النفطية.
- على الرغم من الاختلاف بين شركات البترول الوطنية في نواحي التطور التاريخي ونطاق الأعمال والأهداف المرجعية لهذه الشركات، وكذلك التباين الملحوظ في طبيعة علاقات شركات البترول الوطنية مع حكوماتها و دور هذه الشركات في الاقتصاد الوطني والمسؤولية الاجتماعية و في بيئة عملها ، تعتبر الاستقلالية والكفاءة وتحمل المسؤولية والعمل على أسس تجارية شروطاً أساسية لنجاح شركات البترول الوطنية في تحقيق أهدافها المرجعية.
- لا تعد سيطرة الدولة على شركة البترول الوطنية أو تملكها بالكامل –في حد ذاتها– انتقاصاً من استقلالية الشركة، شريطة وجود التزامات واضحة وعلاقة محددة بين الشركة و الدولة، مع ضرورة الفصل بين وضع السياسات، والتنظيم، والأعمال. وتبرز أهمية الحوكمة الرشيدة في تحسين مستوى الأداء واستدامته بشركات البترول الوطنية، حيث تعتبر رؤية الحكم الرشيد شرطاً أساسياً لضبط الجوانب المتعلقة بالشفافية والمساءلة والرقابة المالية الداخلية والمراقبة التجارية وإدارة الهياكل.
- يعتبر تعظيم الايرادات وزيادة الكفاءة الإنتاجية من أهم الأهداف التجارية للإدارة في شركات البترول الوطنية، وتمثل هذه الأولويات وظائف الأعمال الأساسية لشركات البترول الوطنية لأنها توفر رأس المال اللازم للحفاظ على العمليات وتحقق عوائد الدولة لأجل أهداف التنمية الاقتصادية والاجتماعية.
- يعتبر تحمل المسؤولية والعمل على أسس تجارية شرطين أساسيين متلازمين لنجاح شركات البترول الوطنية، ويتطلب تحمل المسؤولية حصول الشركة على التزامات محددة وواضحة في تطوير الموارد الهيدروكربونية واستغلالها ضمن المخطط العام للتنمية وتوفر آليات التخطيط العام الجيدة. و يتطلب العمل على أساس تجاري وجود مجلس إدارة قوي و قادر على الإشراف على الشركة وتوجيهها بشكل موضوعي مع وجود هيكل تنظيمي متناغم و أنظمة مراقبة مالية داخلية فاعلة، كما يتطلب أيضاً السماح للشركة بالاحتفاظ بسيولة نقدية صافية لمواجهة الالتزامات الآنية وقصيرة المدى والتخطيط في حيز زمني معقول.
- في ظل توفر خطة واضحة المعالم والتزامات محددة، يمكن لشركة البترول الوطنية دعم النمو الاقتصادي ومساندة عملية التنمية الاقتصادية والاجتماعية في دولتها من خلال توفير القيمة المضافة على الصناعات الاستخراجية، وتنويع وزيادة الإيرادات بمرور الوقت مع إضافة قيمة أكبر للمنتجات البترولية والاستفادة من نقاط القوة والمزايا التنافسية في أعمالها بطرق مهمة.

- يعتبر التغير في بيئة الأعمال والعلاقات العالمية و تلبية الزيادة في الطلب العالمي المستقبلي على النفط و تعزيز دور البترول في مزيج الطاقة العالمي ودعم النمو الاقتصادي ومساندة عملية التنمية في دولها من التحديات الرئيسية التي تواجه شركات البترول الوطنية في الوقت الحاضر.
- أبرز الواقع الجديد أيضاً فرصاً لشركات البترول الوطنية، من خلال إقامة تحالفات عمل مع شركات البترول العالمية في أشكال وأنماط مختلفة، والاستفادة من نقاط القوة لكلا منهما وتجاوز القيود المفروضة على كلا منهما، كما يمكن أن يؤدي تحرير أسواق الطاقة وظهور اسواق جديدة إلى توفير فرص استثمارية أكبر في مجال التكرير والتسويق لشركات البترول الوطنية وخاصة في أسواق آسيا النامية.

المراجـــــع

1. Andrea Goldstein. New Multinationals from Emerging Asia: The Case of National Oil Companies. Asian Development Review. vol. 26. no. 2. pp. 56–26
2. Angelica Austin. State–Owned vs. Multinational Oil: New Rules for Market Intervention. East West Institute. 2009
3. Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies.2011
4. Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies.2007
5. Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies.2003
6. H.E. Ali Al–Naimi. Minister of Petroleum and Mineral Resources/ Saudi Arabia. The Role of the National Oil Companies in a Changing World's Economic and Energy Relations. OPEC International Seminar. 2004
7. H.E. khalid al–falih. President and CEO of Saudi Aramco. Remarks at the Oxford Energy Seminar. 2012
8. KPMG International. Key Issues for Rising National Oil Companies . 2008
9. Michelle Michot Foss & Miranda Ferrel Wainberg. Commercial Frameworks for National Oil Companies. Working Paper. Center for Energy Economics. 2007
10. Peter R Hartley & Kenneth B. Medlock. Changes in the Operational Efficiency of National Oil Companies. University of Western Australia. 2011
11. Petroleum & Energy Intelligence Weekly Inc.. December 1989 .11
12. Petroleum & Energy Intelligence Weekly Inc.. December 2001 .17
13. Petroleum & Energy Intelligence Weekly Inc.. December 1995 .18
14. Robert A. James. Strategic Alliances Between National and International Oil Companies. Program on Energy and Sustainable Development. Stanford University.2011
15. Robert Pirog. The Role of National Oil Companies in the International Oil Market. CRS Report for Congress. US. 2007

16. Rodriguez-Padilla، Victor (1991) «Sovereignty Over Petroleum Resources: The End of an Era?،» Energy Studies Review: Vol. 3: Iss. 2،Article 3.

17. Silvana Tordo with Brandon S. Tracy and Noora Arfaa، National Oil Companies and Value Creation، World Bank Working Paper ، 2011

18. The James A. Baker III Institute for Public Policy /Rice University، The changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets، Policy Report، 2007

19. The James A. Baker III Institute for Public Policy /Rice University، The International Oil Companies، 2007

20. World Bank & Center for Energy Economics، A citizen's Guide to National Oil Companies، Technical Report، 2008

ملحق الجداول الإحصائية

جدول (1)
تصنيف شركات البترول العالمية لعام 2011 باستخدام معايير التشغيل الستة الأساسية
(احتياطيات النفط والغاز وانتاجهما وطاقة التكرير ومبيعات المنتجات)

الترتيب	الشركة	الإسم الكامل للشركة	الدولة	تنوع النشاط
1	saudi Aramco	Saudi Arabian Oil Co.	Saudi Arabia	
2	NIOC	National Iranian Oil Co.	Iran	Chemicals
3	Exxon Mobil	Exxon Mobil Corp.	US	Chemicals.Coal. Power
4	PDV	Petroleoss de Venzuela. SA	Venezuela	Chemicals. Coal
5	CNPC	China National Petroelum Corp.	China	Chemicals
6	BP	BP plc	UK	Chemicals. Power
7	Royal Dutch Shell	Royal Duch Shell plc	Netherlands	Chemiclas. Coal. Power
8	Chevron	Chevron Corp.	US	Chemicals. Power
8	ConocoPhilips	ConocoPhillips Co.	US	Cheicals
10	Total	Total SA	France	Chemicals. Power
11	Pemex	Petroleos Mexicanos SA	Mexico	Chemicals. Poplines
12	Gazprom	OAO Gazprom	Russia	Telecommunications. Power. Media
13	KPC	Kuwait Petroleum Corp.	Kuwait	Chemicals
14	Sonatrach	Enterprise National Sonatrach	Agleria	Chemicals. Gas Pipelines
15	Petrobras	Petroleo Braxileiro SA	Brazil	Chemicals. Power
16	Resnoft	OAO Rosneft	Russia	
17	Lukoil	OAOP Lukoil	Russia	Chemicals
17	Petronas	Petroliam Nasional Berhad	Malaysia	Chemicals. Popelines
19	Adnoc	Abu Dhabi National Oil Co.	UAE	Chemicals
20	Eni	Eni S.P.A.	Italy	Chemicals. Engineering. Popelines. Power
21	NNPC	Nigerian Natioanl Petroleum Corp.	Nigeria	Chemicals
21	QP	Qatar petroleum Corp.	Qatar	Chemicals
23	EGPC	Cgyption General Petroleum Corp.	Egypt	Chemicals
23	INOC	Iraq National Oil Co.	Irap	Chemicals
25	Libya NOC	National Oil Corp.	Libya	Chemicals
26	Sinopec	China Petroleum &Chemical Corp.	China	Chemicals
27	Statoil	Statoil ASA	Norway	Chemicals
28	Surgutneftegas	OAO Surgutneftegaz	Russia	Chemicals
29	Repsol YPF	Repsol YPF. SA	Spain	Chemicals. Power

يتبع جدول (1)

الترتيب	الشركة	الإسم الكامل للشركة	الدولة	تنوع النشاط
30	Pertamina	Perusahaan Pertambangan! Minyak Dan Gas Bumi Negra	Indonesia	Gas Distribution
31	ONGC	Oil and Natural Gas Corp. Ltd.	India	
32	Marathon	Marathon Oil Corp.	US	
33	PDO	Petroleum Development Oman	Oman	
34	TNK-BP	TNK-BP International Ltd.	Russia	
35	Uzbekneftegas	National Holding Co. Uzbekneftegaz	Uzbekistan	
36	Kazmunaigas	AO NK Kazmunaigaz	Kazakhstan	
37	Socar	State Oil Company of the Azerbaijan Republic	Azerbaijan	
38	CNOOC	China National Offshore	China	Power. Financial ! Services. Chemicals
39	Devon Energy	Devon Enegy Corp.	US	
40	Reliance	Reliance Industries Ltd.	India	Chemiclas. Textiles
41	Apache	Apache Corp.	US	
42	BG	BG Group plc	UK	Gas Distribution. Power
43	SPC	Syrian Petroleum Co.	Syria	
44	Novatek	OAO Novatek	Russia	Chemicals
45	Occidental	Occidental petroleum Corp.	US	Chemicals. Gas Pipelines
46	Anadarko	Anadarko petroleum Corp.	US	
47	Hess	Hess Corp.	US	
48	CNR	Canadian Natural Resources Ltd.	Canada	
49	OMV	OMV AG	Austria	Chemicals. Plastics
49	Suncor	Suncor Energy Inc.	Canada	
51	Ecopetrol	Escopetrol SA	Colombia	Transportation. Communications. Coal
52	XTO	XTO Energy Inc.	US	
53	PTT	PTT plc.	Thailand	Gas Piplines. Chemicals
54	BHP Billiton	BHP Billiton Ltd.	Australia	Mining
55	Inpex	Inpex Corp.	Japan	Pipelines
56	Nippon	Nippon Oil Corp.	Japan	Chemicals. Construction
57	Bashneft	OJSC Bashneft	Russia	Chemicals. Power
58	Turkmengas	Turkmengas State Concern	Turkmenistan	

يتبع جدول (1)

الترتيب	الشركة	الإسم الكامل للشركة	الدولة	تنوع النشاط
59	Wintershall	Wintershall Holding AG	Germany	
60	EOG	EOG Resources. Inc.	US	
61	Talisman	Talisman Energy Inc.	Canada	
62	Cenovus	Cenovus Energy Inc.	Canada	
63	Tatneft	OAO Tatneft	Russia	
64	YPFB	Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos	Bolivia	
65	Chesapeake	Chesapeake Energy Corp.	US	
65	Husky Energy	Husky Energy Inc.	Canada	
67	Sonangol	Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola	Angola	
68	EnCana	EnCana Corp.	Canada	
69	Petroecuador	Empresa Publica de Hidrocarburos del Ecuador	Ecuador	
70	Russneft	OAO Russneft	Russia	Transportation
71	SK Energy	SK Energy Co.. Ltd.	South Korea	Chemicals. Lubricants. Life Science
72	Mol	Magyar Olaj es Gazipari Plc.	Hungary	Gas Transmission. Lubricants. Chemicals
73	Murphy Oil	Murphy Oil Corp.	US	
74	Noble Energy	Noble Energy. Inc.	US	
75	Valero	Valero Energy Corp.	US	
76	Maersk Oil	Maersk Oile og Gas As	Denmark	
77	KNOC	Korea National Oil Corp.	South Korea	
78	GDF SUEZ	GDF Suez SA	France	Power
79	Turkmenneft	Turkmenneft State Concern	Turkmenistan	
80	IOCL	Indian Oil Corp. Ltd.	India	Lubricants. Chemicals
81	Nexen	Nexen Inc.	Canada	
81	Petrovietnam	Vietnam National Oil and Gas Group	Vietnam	
81	Williams	Williams Companies. Inc.	US	Power
84	Woodside	Woodside petroleum Ltd.	Australia	
85	Idemitsu	Idemitsu Kosan Co. Ltd.	Japan	Chemicals
86	Pioneer	Pioneer Natural Resources Co.	US	
87	Santos	Santos Ltd.	Australia	
88	CPC	CPC Corp.. Taiwan	Taiwan	Chemicals
89	Imperial	Imperial Oil Ltd.	Canada	Chemicals

يتبع جدول (1)

الترتيب	الشركة	الإسم الكامل للشركة	الدولة	تنوع النشاط
90	Southwestern	Southwestern Energy Co.	US	Gas Transmission. Pipelines
91	Newfield	Newfield Exploration Co.	US	
91	Penn West	Penn West Energy Ltd.	Canada	
93	Mitsui	Mitsui & Co.، Ltd.	Japan	
93	Mubadala	Mubadala Development Co.	UAE	Communications. Construction. Engineering. Healthcare
93	Sunoco	Sunoco. Inc.	US	Chemicals
96	Cosmo	Cosmo Oil Co.، Ltd.	Japan	Chemicals. Lubricants. Construction. Engineering
97	Oil India	Oil India Ltd.	India	Pipelines. Chemicals
98	PGNiG	Polskie Gornictwo Naftowe I Gazownictwo SA	Poland	Gas Transmission and Distribution
98	Ultra	Ultra Petroleum Corp.	US	Gas Transmission ، Pipelines
100	El Paso	El Paso Corp	US	Gas Pipelines

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 00 : Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (2)
تصنيف الشركات العالمية وفق إجمالي الإحتياطيات البترولية المؤكدة (نفط و غاز)، عام 2011
(مليون برميل مكافىء نفط)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
NIOC	1	311,883	Apache	51	2,367
Saudi Aramco	2	309,967	Anadarko	52	2,304
PDV	3	240,800	Repsol YPF	53	2,007
INOC	4	133,650	EnCana	54	1,920
Gazprom	5	118,992	Bashneft	55	1,830
QP	6	118,196	EOG	56	1,796
KPC	7	112,216	Marathon	57	1,679
Adnoc	8	73,300	Russneft	58	1,675
Turkmengas	9	47,667	Ecopetrol	59	1,512
NNPC	10	40,800	Inpex	60	1,475
Libya NOC	11	39,467	Hess	61	1,437
CNPC	12	38,515	BHP Billiton	62	1,394
Sonatrach	13	37,817	Reliance	63	1,325
Petronas	14	27,120	Wintershall	64	1,282
Exxon Mobil	15	22,986	Talisman	65	1,201
Rosneft	16	22,864	Cenovus	66	1,197
BP	17	18,033	PTT	67	1,160
Lukoil	18	14,003	OMV	68	1,149
Royal Dutch Shell	19	13,863	KNOC	69	974
Pemex	20	13,685	Nexen	70	920
Petrobras	21	12,150	Pioneer	71	899
Chevron	22	11,315	Noble Energy	72	820
ConocoPhillips	23	10,326	Husky Energy	73	818
Total	24	10,075	Woodside	74	815
Surgutneftegas	25	9,792	Imperial	75	764
EGPC	26	9,530	GDF Suez	76	763

يتبع جدول (2)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Uzbekneftegas	27	9,184	PGNiG	77	709
Kazmunaigas	28	8,045	Williams	78	709
Novatek	29	7,377	Ultra	79	652
ONGC	30	6,752	Santos	80	647
Socar	31	6,500	Petrovietnam	81	616
Eni	32	6,438	Southwestern	82	609
Tatneft	33	6,345	Newfield	83	603
PDO	34	5,951	Mubadala	84	536
TNK-BP	35	5,850	Maersk Oil	85	531
Statoil	36	5,199	Oil India	86	521
YPFB	37	4,633	Nippon	87	513
Pertamina	38	4,405	SK Energy	88	503
Sonangol	39	4,383	Turkmenneft	89	474
SPC	40	4,149	El Paso	90	458
Sinopec	41	3,943	Murphy Oil	91	439
CNR	42	3,557	Mol	92	425
Suncor	43	3,552	Penn West	93	408
Petroecuador	44	3,425	Mitsui	94	361
Occidental	45	3,226	Idemitsu	95	276
Devon Energy	46	2,842	CPC	96	103
CNOOC	47	2.664			
BG	48	2.600			
XTO	49	2.471			
Chesapeake	50	2.376			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (3)
تصنيف الشركات العالمية بحسب انتاج السوائل النفطية والغاز الطبيعي، عام 2011
(ألف برميل مكافىء نفط / اليوم)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Saudi Aramco	1	10,929	Maersk Oil	52	426
Gazprom	2	8,276	Chesapeake	53	413
NIOC	3	6,333	Hess	54	408
CNPC	4	3,951	Inpex	55	405
BP	5	3,949	Wintershall	56	371
Exxon Mobil	6	3,933	Talisman	57	363
PDV	7	3,846	EOG	58	353
Pemex	8	3,660	Pertamina	59	352
Royal Dutch Shell	9	3,094	OMV	60	307
Sonatrach	10	2,906	SPC	61	301
KPC	11	2,743	Socar	62	289
Chevron	12	2,704	Russneft	63	284
Petrobras	13	2,536	Turkmenneft	64	268
INOC	14	2,501	PTT	65	266
ConocoPhillips	15	2,478	Petroecuador	66	265
Rosneft	16	2,386	Husky Energy	67	258
Total	17	2,202	Reliance	68	256
QP	18	2,006	Bashneft	69	253
Adnoc	19	1,827	Cenovus	70	247
Statoil	20	1,807	Nexen	71	213
Lukoil	21	1,807	Noble Energy	72	210
Petronas	22	1,739	Williams	73	206
Eni	23	1,736	Penn West	74	177
NNPC	24	1,478	Petrovietnam	75	166
Surgutneftegas	25	1,411	Murphy Oil	76	163
Libya NOC	26	1,404	YPFB	77	156

يتبع جدول (3)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
ONGC	27	1,113	Mitsui	78	149
Uzbekneftegas	28	997	Woodside	79	146
Sinopec	29	962	GDF Suez	80	145
EGPC	30	947	Santos	81	142
TNK-BP	31	940	Mol	82	138
Repsol YPF	32	875	Southwestern	83	137
PDO	33	694	El Paso	84	127
Devon Energy	34	682	KNOC	85	125
Occidental	35	645	Nippon	86	123
BG	36	644	Mubadala	87	122
CNOOC	37	619	Pioneer	88	116
Anadarko	38	604	Newfield	89	116
Novatek	39	590	Oil India	90	109
Apache	40	583	Ultra	91	82
Sonangol	41	557	Imperial	92	78
CNR	42	525	PGNiG	93	76
Tatneft	43	522	SK Energy	94	41
Ecopetrol	44	516	Idemitsu	95	27
EnCana	45	501	Cosmo	96	15
Turkmengas	46	499	CPC	97	14
XTO	47	477			
Suncor	48	456			
Kazmunaigas	49	445			
BHP Billiton	50	434			
Marathon	51	434			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (4)
تصنيف الشركات العالمية وفق الإحتياطيات النفطية المؤكدة، عام 2011
(مليون برميل)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Saudi Aramco	1	264,100	Inpex	50	980
PDV	2	211,000	Hess	51	967
NIOC	3	137,600	Cenovus	52	951
INOC	4	115,000	Repsol YPF	53	883
KPC	5	101,548	Nexen	54	851
Adnoc	6	52,800	BG	55	736
Libya NOC	7	32,800	Imperial	56	734
NNPC	8	22,300	OMV	57	675
CNPC	9	21,912	KNOC	58	672
Rosneft	10	18,058	BHP Billiton	59	640
Pemex	11	11,691	Novatek	60	589
Exxon Mobil	12	11,651	Husky Energy	61	566
Sonatrach	13	11,300	Uzbekneftegas	62	517
Lukoil	14	10,957	Pioneer	63	482
QP	15	10,700	Turkmenneft	64	474
BP	16	10,511	Talisman	65	474
Petrobras	17	10,308	YPFB	66	450
Gazprom	18	9,562	XTO	67	388
Petronas	19	7,880	Wintershall	68	372
Surgutneftegas	20	7,470	Noble Energy	69	336
Chevron	21	6,973	Maersk Oil	70	331
ConocoPhillips	22	6,285	Murphy Oil	71	313
Tatneft	23	6,141	EOG	72	313
Kazmunaigas	24	5,831	Penn West	73	292
Total	25	5,689	Oil India	74	282
Royal Dutch Shell	26	5,687	Petrovietnam	75	277

يتبع جدول (4)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
TNK-BP	27	5,323	Idemitsu	76	260
ONGC	28	4,235	PTT	77	218
Sonangol	29	4,200	Nippon	78	202
Socar	30	3,500	Mol	79	187
Eni	31	3,463	GDF Suez	80	182
Petroecuador	32	3,400	Newfield	81	169
Suncor	33	3,270	PGNiG	82	156
CNR	34	3,027	Mubadala	83	129
PDO	35	2,896	SK Energy	84	125
Sinopec	36	2,820	Chesapeake	85	124
SPC	37	2,500	Woodside	86	114
Occidental	38	2,366	Mitsui	87	114
Statoil	39	2,174	Santos	88	84
EGPC	40	1,800	Reliance	89	81
Bashneft	41	1,795	EnCana	90	77
CNOOC	42	1,670	El Paso	91	73
Russneft	43	1,532	Ultra	92	29
Pertamina	44	1,436	CPC	93	27
Marathon	45	1,225	Southwestern	94	1
Devon Energy	46	1,214			
Ecopetrol	47	1,123			
Apache	48	1,067			
Anadarko	49	1,010			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (5)
التوزيع الجغرافي للإحتياطيات النفطية المؤكدة لعام 2011، بحسب الشركات العالمية
(مليون برميل)

أوروبا			الشرق الأوسط وأفريقيا			آسيا والمحيط الهادي		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Rosneft	1	18,058	Saudi Aramco	1	264,100	Sinopec	1	2,820
Lukoil	2	10,443	NIOC	2	137,600	Exxon Mobil	2	1,646
Gazprom	3	9,562	INOC	3	115,000	CNOOC	3	1,549
Tatneft	4	6,141	KPC	4	101,548	Pertamina	4	1,436
Russneft	5	1,532	Adnoc	5	52,800	Royal Dutch Shell	5	1,308
Statoil	6	1,351	Libya NOC	6	32,800	Chevron	6	1,171
BP	7	961	NNPC	7	22,300	BP	7	631
Total	8	733	Sonatrach	8	11,300	Total	8	572
Novatek	9	589	QP	9	10,700	ConocoPhillips	9	332
Eni	10	584	Sonangol	10	4,200	Petrovietnam	10	277
OMV	11	524	PDO	11	2,896	PTT	11	218
ConocoPhillips	12	501	Total	12	2,648	Inpex	12	127
Royal Dutch Shell	13	496	SPC	13	2,500	Eni	13	126
Exxon Mobil	14	487	Exxon Mobil	14	1,907	Murphy Oil	14	110
Hess	15	330	EGPC	15	1,800	Woodside	15	110
Talisman	16	322	Eni	16	1,665	Mitsui	16	97
CNR	17	240	Chevron	17	1,246	Santos	17	84
Apache	18	172	BP	18	876	Apache	18	78
BG	19	172	Royal Dutch Shell	19	735	Hess	19	74
Nexen	20	169	Occidental	20	562	Talisman	20	41
Suncor	21	141	Inpex	21	433	Newfield	21	32
Marathon	22	102	Marathon	22	350	OMV	22	19
			BG	23	344			
			Hess	24	314			
			Statoil	25	310			
			Wintershall	26	274			
			ConocoPhillips	27	267			
			OMV	28	132			
			Repsol YPF	29	124			
			CNR	30	123			
			Apache	31	116			
			Petrobras	32	112			
			Noble Energy	33	92			
			Mitsui	34	17			
			Nexen	35	15			
			Pioneer	36	10			

يتبع جدول (5)

الولايات المتحدة الأمريكية			كندا			غيرها		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
BP	1	3,073	Husky Energy	1	558	PDV	1	211,000
ConocoPhillips	2	1,905	Devon Energy	2	548	Pemex	2	11,691
Exxon Mobil	3	1,616	CNR	3	319	Petrobras	3	10,142
Occidental	4	1,606	Penn West	4	292	Petroecuador	4	3,400
Chevron	5	1,361	Cenovus	5	232	Ecopetrol	5	1,123
Anadarko	6	760	Exxon Mobil	6	172	Repsol YPF	6	687
Devon Energy	7	559	Apache	7	147	YPFB	7	450
Apache	8	524	Suncor	8	109	Occidental	8	198
Pioneer	9	472	Talisman	9	89	BP	9	105
Royal Dutch Shell	10	422	ConocoPhillips	10	81	Royal Dutch Shell	10	38
XTO	11	388	Royal Dutch Shell	11	38	Apache	11	31
EOG	12	280	EnCana	12	36	Wintershall	12	30
Statoil	13	272	Nexen	13	31	EOG	13	5
Hess	14	249	Murphy Oil	14	28	El Paso	14	4
Noble Energy	15	209	EOG	15	28	Inpex	15	4
Marathon	16	170	Imperial	16	19			
Eni	17	153	BP	17	12			
Newfield	18	137						
Chesapeake	19	124						
Total	20	88						
Repsol YPF	21	66						
El Paso	22	61						
EnCana	23	41						
Ultra	24	29						
Murphy Oil	25	26						
Nexen	26	19						
BG	27	10						

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (6)
تصنيف الشركات العالمية وفق معدل تعويض الاحتياطيات النفطية
(متوسط ثلاث سنوات) 2008 - 2010
(%)

الشركة	الترتيب	%
Suncor	1	1,348
EOG	2	391
Novatek	3	380
Ultra	4	265
Newfield	5	256
XTO	6	250
Pioneer	7	222
Devon Energy	8	222
BG	9	194
PTT	10	187
Penn West	11	177
Ecopetrol	12	159
Chesapeake	13	155
Hess	14	144
Noble Energy	15	143
Tatneft	16	141
Petrobras	17	141
CNOOC	18	138
Occidental	19	130
TNK-BP	20	118
Murphy Oil	21	109
Apache	22	102
Husky Energy	23	100
Eni	24	93
Royal Dutch Shell	25	84
PDV	26	83
BP	27	83

يتبع جدول (6)

الشركة	الترتيب	%
Marathon	28	77
Statoil	29	69
Pemex	30	67
Nexen	31	66
OMV	32	65
Repsol YPF	33	65
Wintershall	34	59
Sinopec	35	47
Mol	36	37
ConocoPhillips	37	32
Chevron	38	31
Exxon Mobil	39	21
El Paso	40	14
Talisman	41	8
Anadarko	42	4
Imperial	43	3
Lukoil	44	-6
Total	45	-17
CNR	46	-147
Southwestern	47	-509
EnCana	48	-632

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (7)
تصنيف الشركات العالمية بحسب احتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة، عام 2011
(مليار قدم مكعب)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
NIOC	1	1,045,700	Wintershall	51	5,460
Gazprom	2	656,580	Occidental	52	5,157
QP	3	644,976	BHP Billiton	53	4,526
Turkmengas	4	286,000	Talisman	54	4,364
Saudi Aramco	5	275,200	Williams	55	4,255
PDV	6	178,800	Woodside	56	4,206
Sonatrach	7	159,100	Ultra	57	3,737
Adnoc	8	123,000	Southwestern	58	3,650
Petronas	9	115,440	GDF Suez	59	3,485
INOC	10	111,900	Santos	60	3,377
NNPC	11	111,000	PGNiG	61	3,320
CNPC	12	99,616	CNR	62	3,179
Exxon Mobil	13	68,007	TNK-BP	63	3,162
KPC	14	64,007	Inpex	64	2,970
Uzbekneftegas	15	52,000	Noble Energy	65	2,904
Royal Dutch Shell	16	49,055	OMV	66	2,846
EGPC	17	46,380	Hess	67	2,821
BP	18	45,130	Marathon	68	2,724
Novatek	19	40,726	Newfield	69	2,605
Libya NOC	20	40,000	Pioneer	70	2,499
Rosneft	21	28,834	Mubadala	71	2,447
Total	22	26,318	Ecopetrol	72	2,329
Chevron	23	26,049	El Paso	73	2,315
YPFB	24	25,100	SK Energy	74	2,268
ConocoPhillips	25	24,247	Petrovietnam	75	2,032
PDO	26	18,331	Nippon	76	1,868

يتبع جدول (7)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Lukoil	27	18,280	KNOC	77	1,814
Statoil	28	18,148	Suncor	78	1,693
Socar	29	18,000	Husky Energy	79	1,513
Eni	30	17,850	Mitsui	80	1,479
Pertamina	31	17,811	Cenovus	81	1,474
ONGC	32	15,100	Oil India	82	1,434
Surgutneftegas	33	13,933	Mol	83	1,430
Chesapeake	34	13,510	Tatneft	84	1,222
Kazmunaigas	35	13,282	Maersk Oil	85	1,201
XTO	36	12,502	Sonangol	86	1,100
Pemex	37	11,966	Russneft	87	858
BG	38	11,181	Murphy Oil	88	755
EnCana	39	11,062	Penn West	89	693
Petrobras	40	11,051	CPC	90	457
SPC	41	9,894	Nexen	91	411
Devon Energy	42	9,765	Bashneft	92	212
EOG	43	8,898	Imperial	93	179
Apache	44	7,796	Petroecuador	94	150
Anadarko	45	7,764	Idemitsu	95	97
Reliance	46	7,459			
Repsol YPF	47	6,744			
Sinopec	48	6,739			
CNOOC	49	5,961			
PTT	50	5,649			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (8)

التوزيع الجغرافي لاحتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة لعام 2011، بحسب الشركات العالمية

(مليار قدم مكعب)

أوروبا			الشرق الأوسط وأفريقيا			آسيا والمحيط الهادي		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Gazprom	1	656,580	NIOC	1	1,045,700	Royal Dutch Shell	1	18,533
Novatek	2	40,726	QP	2	644,976	Pertamina	2	17,811
Rosneft	3	28,834	Saudi Aramco	3	275,200	Exxon Mobil	3	15,016
Statoil	4	16,938	Sonatrach	4	159,100	BP	4	8,154
Surgutneftegas	5	13,933	Adnoc	5	123,000	Chevron	5	7,860
Lukoil	6	12,746	INOC	6	111,900	Sinopec	6	6,739
Total	7	5,047	NNPC	7	111,000	PTT	7	5,649
Exxon Mobil	8	4,723	KPC	8	64,007	CNOOC	8	5,249
Royal Dutch Shell	9	4,722	EGPC	9	46,380	Woodside	9	4,196
Eni	10	4,084	Libya NOC	10	40,000	Total	10	3,466
BP	11	2,718	PDO	11	18,331	Santos	11	3,377
OMV	12	2,616	SPC	12	9,894	ConocoPhillips	12	2,912
ConocoPhillips	13	2,009	Eni	13	8,021	Inpex	13	2,305
BG	14	930	Total	14	7,274	Petrovietnam	14	2,032
Hess	15	642	BG	15	4,069	Talisman	15	1,636
Wintershall	16	379	Royal Dutch Shell	16	3,038	Mitsui	16	1,441
talisman	17	118	Chevron	17	3,021	Eni	17	1,389
Marathon	18	109	BP	18	2,561	Apache	18	1,361
CNR	19	67	Occidental	19	2,175	Murphy Oil	19	512
Suncor	20	29	Hess	20	1,873			
Murphy Oil	21	29	Marathon	21	1,795			
			Noble Energy	22	1,174			
			Apache	23	1,159			
			Sonangol	24	1,100			
			ConocoPhillips	25	950			
			Exxon Mobil	26	920			
			Statoil	27	338			
			Wintershall	28	202			
			Repsol YPF	29	111			
			OMV	30	108			
			CNR	31	85			
			Pioneer	32	49			
			Mitsui	33	38			
			Petrobras	34	32			

يتبع جدول (8)

الولايات المتحدة الأمريكية			كندا			غيرها		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
BP	1	15,216	EnCana	1	5,349	PDV	1	178,800
Chesapeake	2	13,510	CNR	2	3,027	YPFB	2	25,100
XTO	3	12,502	Apache	3	2,305	Pemex	3	11,966
Exxon Mobil	4	11,688	ConocoPhillips	4	2,296	Petrobras	4	10,905
ConocoPhillips	5	10,742	Talisman	5	2,043	BP	5	10,570
Devon Energy	6	8,469	EOG	6	1,550	Repsol YPF	6	6,615
Anadarko	7	7,764	Husky Energy	7	1,513	Ecopetrol	7	2,329
EOG	8	6,350	Cenovus	8	1,474	Wintershall	8	1,317
EnCana	9	5,713	Exxon Mobil	9	1,368	EOG	9	986
BG	10	4,330	Devon Energy	10	1,288	Apache	10	527
Williams	11	4,255	Suncor	11	1,277	Royal Dutch Shell	11	238
Ultra	12	3,737	Royal Dutch Shell	12	1,172	Inpex	12	190
Southwestern	13	3,650	BP	13	1,169	Occidental	13	183
Total	14	3,597	Penn West	14	693	Petroecuador	14	150
Occidental	15	2,799	Nexen	15	244	El Paso	15	105
Chevron	16	2,698	Imperial	16	179			
Newfield	17	2,605	Murphy Oil	17	125			
Pioneer	18	2,450						
Apache	19	2,438						
Royal Dutch Shell	20	2,258						
El Paso	21	2,052						
Noble Energy	22	1,534						
Marathon	23	820						
Eni	24	629						
Talisman	25	566						
Hess	26	306						
Nexen	27	150						
Statoil	28	125						
Murphy Oil	29	89						

Source: Energy Intelligence Research, The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies, 2011

جدول (9)
تصنيف الشركات العالمية وفق معدل تعويض احتياطيات الغاز الطبيعي، عام 2011
(متوسط ثلاث سنوات) 2008 - 2010
(%)

الشركة	الترتيب	%
Novatek	1	652
Suncor	2	569
Southwestern	3	544
Sinopec	4	544
Ultra	5	452
TNK-BP	6	378
XTO	7	367
Chesapeake	8	329
Murphy Oil	9	293
Newfield	10	293
EOG	11	259
Occidental	12	258
Ecopetrol	13	214
PTT	14	155
BG	15	155
Devon Energy	16	154
Williams	17	147
Hess	18	145
Chevron	19	143
PDV	20	136
El Paso	21	134
Exxon Mobil	22	126
Penn West	23	122
Apache	24	115
Talisman	25	113
Total	26	106
Royal Dutch shell	27	99
Eni	28	86

يتبع جدول (9)

الشركة	الترتيب	%
BP	29	79
OMV	30	76
Petrobras	31	67
EnCana	32	66
Imperial	33	64
CNOOC	34	63
Pemex	35	62
Noble Energy	36	60
CNR	37	56
Wintershall	38	56
Nexen	39	45
Husky Energy	40	45
statoil	41	41
Repsol YPF	42	37
ConocoPhillips	43	24
Marathon	44	24
Pioneer	45	8
Anadarko	46	-20
Mol	47	-23
Lukoil	48	-107

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (10)
تصنيف الشركات العالمية بحسب انتاج السوائل النفطية، عام 2011
(ألف برميل / اليوم)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Saudi Aramco	1	9,713	Anadarko	50	234
NIOC	2	4,216	Inpex	51	218
PDV	3	3,170	SPC	52	207
Pemex	4	2,910	BG	53	182
CNPC	5	2,760	Talisman	54	182
BP	6	2,535	Husky Energy	55	182
KPC	7	2,500	Turkmenneft	56	180
INOC	8	2,482	Nexen	57	178
Exxon Mobil	9	2,387	Pertamina	58	174
Rosneft	10	2,182	OMV	59	172
Petrobras	11	2,112	Socar	60	171
Chevron	12	1,872	Wintershall	61	137
Sonatrach	13	1,684	Murphy Oil	62	132
Royal Dutch Shell	14	1,680	Petrovietnam	63	128
ConocoPhillips	15	1,616	Cenovus	64	110
Lukoil	16	1,578	Penn West	65	104
Adnoc	17	1,403	Uzbekneftegas	66	93
Total	18	1,381	XTO	67	87
NNPC	19	1,237	Mitsui	68	82
Libya NOC	20	1,222	KNOC	69	82
Surgutneftegas	21	1,192	Noble Energy	70	80
Statoil	22	1,067	EOG	71	79
Eni	23	1,007	PTT	72	71
QP	24	968	Woodside	73	71
TNK-BP	25	840	Oil India	74	70
Gazprom	26	837	Novatek	75	68
Sinopec	27	825	Imperial	76	64
Petronas	28	707	Mol	77	52

يتبع جدول (10)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
ONGC	29	662	Pioneer	78	52
Sonangol	30	553	Mubadala	79	48
CNOOC	31	510	GDF Suez	80	39
Tatneft	32	509	Nippon	81	38
Occidental	33	489	Newfield	82	36
EGPC	34	442	Chesapeake	83	32
Repsol YPF	35	437	Santos	84	32
Ecopetrol	36	426	SK Energy	85	31
PDO	37	423	Idemitsu	86	27
Suncor	38	390	EnCana	87	27
Maersk Oil	39	381	Reliance	88	21
Kazmunaigas	40	376	El Paso	89	18
CNR	41	318	Cosmo	90	15
Hess	42	293	YPFB	91	11
Apache	43	290	PGNiG	92	10
Marathon	44	274	CPC	93	8
BHP Billiton	45	266	Ultra	94	4
Petroecuador	46	262			
Russneft	47	255			
Bashneft	48	246			
Devon Energy	49	241			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (11)
التوزيع الجغرافي لانتاج السوائل النفطية لعام 2011 وفق الشركات العالمية
(ألف برميل / اليوم)

غرب أفريقيا			الشرق الأوسط			آسيا والمحيط الهادي			شمال أفريقيا		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
NNPC	1	1,237	Saudi aramco	1	9,713	CNPC	1	2,071	Sonatrach	1	1,684
Exxon Mobil	2	685	NIOC	2	4,216	Sinopec	2	825	Libya NOC	2	1,222
Sonangol	3	553	KPC	3	2,500	CNOOC	3	445	EGPC	3	442
Total	4	525	INOC	4	2,482	Chevron	4	320	Eni	4	201
Chevron	5	414	Adnoc	5	1,403	Pertamina	5	174	Wintershall	5	99
Eni	6	312	QP	6	968	ConocoPhillips	6	132	Total	6	87
Royal Dutch Shell	7	272	PDO	7	423	Inpex	7	132	ConocoPhillips	7	59
BP	8	211	Exxon Mobil	8	368	Petrovietnam	8	128	Anadarko	8	52
Marathon	9	92	Royal Dutch Shell	9	234	Exxon Mobil	9	122	Repsol YPF	9	40
Hess	10	84	Maersk Oil	10	219	BHP Billiton	10	111	OMV	10	37
Petrobras	11	44	SPC	11	207	Royal Dutch Shell	11	86	Hess	11	36
CNR	12	30	Occidental	12	137	Murphy Oil	12	76	Maersk Oil	12	30
ConocoPhillips	13	19	Eni	13	126	PTT	13	71	BP	13	22
Noble Energy	14	14	Chevron	14	101	Woodside	14	61	BHP Billiton	14	22
			Apache	15	92	Mitsui	15	60			
			Total	16	91	BP	16	53			
			BP	17	71	Total	17	33			
			Nexen	18	30	Santos	18	32			
			Mitsui	19	14	Talisman	19	26			
						Eni	20	17			
						OMV	21	15			
						Anadarko	22	15			
						Apache	23	10			
						Husky Energy	24	9			

يتبع جدول (11)

أمريكا الشمالية			أمريكا اللاتينية			أوروبا		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
BP	1	673	PDV	1	3,170	Statoil	1	784
ConocoPhillips	2	645	Pemex	2	2,910	Exxon Mobil	2	379
Exxon Mobil	3	586	Petrobras	3	2,053	Royal Dutch Shell	3	312
Chevron	4	511	Ecopetrol	4	426	Total	4	295
Occidental	5	271	Repsol YPF	5	370	ConocoPhillips	5	241
Royal Dutch Shell	6	234	Petroecuador	6	262	BP	6	208
CNR	7	202	Occidental	7	75	Eni	7	189
Devon Energy	8	198	BP	8	61	Maersk Oil	8	129
Husky Energy	9	172	Chevron	9	36	Talisman	9	120
Anadarko	10	167	Total	10	30	Chevron	10	115
BHP Billiton	11	125	Royal Dutch Shell	11	25	OMV	11	113
Apache	12	113	Eni	12	22	Nexen	12	98
Penn West	13	104	Apache	13	15	Marathon	13	92
XTO	14	87	YPFB	14	11	BG	14	81
EOG	15	76	Wintershall	15	8	Apache	15	61
Hess	16	71	BG	16	6	Hess	16	49
Cenovus	17	64				GDF Suez	17	39
Marathon	18	64				CNR	18	38
Eni	19	57				Suncor	19	32
Noble Energy	20	47				Wintershall	20	25
Pioneer	21	45				PGNiG	21	10
Imperial	22	44						
Murphy Oil	23	36						
Suncor	24	32						
Chesapeake	25	32						
EnCana	26	27						
Talisman	27	27						
Repsol YPF	28	25						
Nexen	29	21						
Total	30	20						
Newfield	31	19						
El Paso	32	15						

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (12)
تصنيف الشركات العالمية وفق انتاج الغاز الطبيعي، عام 2011
(مليون قدم مكعب / اليوم)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Gazprom	1	44,633	Occidental	51	936
NIOC	2	12,701	YPFB	52	868
Exxon Mobil	3	9,273	Cenovus	53	824
BP	4	8,485	Southwestern	54	821
Royal Dutch Shell	5	8,483	Sinopec	55	819
Sonatrach	6	7,329	OMV	56	814
Saudi Aramco	7	7,296	Noble Energy	57	781
CNPC	8	7,141	Socar	58	709
QP	9	6,225	Hess	59	690
Petronas	10	6,191	Santos	60	663
Uzbekneftegas	11	5,424	CNOOC	61	654
ConocoPhillips	12	5,172	El Paso	62	652
Chevron	13	4,989	GDF Suez	63	633
Total	14	4,923	TNK-BP	64	601
Pemex	15	4,504	SPC	65	561
Statoil	16	4,440	Ecopetrol	66	539
Eni	17	4,374	Turkmenneft	67	529
PDV	18	4,054	Mol	68	515
Novatek	19	3,129	Nippon	69	511
EGPC	20	3,027	Newfield	70	478
Turkmengas	21	2,995	Ultra	71	472
EnCana	22	2,840	Husky Energy	72	457
BG	23	2,768	Woodside	73	449
ONGC	24	2,706	Mubadala	74	444
Devon Energy	25	2,652	Penn West	75	440
Repsol YPF	26	2,628	Kazmunaigas	76	419

يتبع جدول (12)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Adnoc	27	2,542	Mitsui	77	403
Petrobras	28	2,488	Suncor	78	398
XTO	29	2,342	PGNiG	79	397
Chesapeake	30	2,287	Pioneer	80	382
Anadarko	31	2,217	Maersk Oil	81	271
Apache	32	1,759	KNOC	82	261
EOG	33	1,645	Oil India	83	234
PDO	34	1,624	Petrovietnam	84	225
KPC	35	1,457	Nexen	85	209
NNPC	36	1,446	Murphy Oil	86	187
Reliance	37	1,413	Russneft	87	172
Wintershall	38	1,403	INOC	88	116
Lukoil	39	1,372	Imperial	89	83
Surgutneftegas	40	1,315	Tatneft	90	77
CNR	41	1,241	SK Energy	91	56
Williams	42	1,236	Bashneft	92	42
Rosneft	43	1,226	CPC	93	35
PTT	44	1,167	Sonangol	94	21
Inpex	45	1,123	Petroecuador	95	15
Libya NOC	46	1,090			
Talisman	47	1,083			
Pertamina	48	1,069			
BHP Billiton	49	1,010			
Marathon	50	958			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (13)
التوزيع الجغرافي لانتاج الغاز الطبيعي لعام 2011، وفق الشركات العالمية
(مليون قدم مكعب / اليوم)

آسيا والمحيط الهادي			الشرق الأوسط			غرب أفريقيا		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
CNPC	1	6,608	NIOC	1	12,701	NNPC	1	1,446
Royal Dutch Shell	2	1,909	Saudi Aramco	2	7,296	Total	2	456
Chevron	3	1,725	QP	3	6,225	Marathon	3	430
Total	4	1,228	Adnoc	4	2,542	Royal Dutch Shell	4	292
PTT	5	1,167	Exxon Mobil	5	2,367	Eni	5	274
Exxon Mobil	6	1,127	PDO	6	1,624	Noble Energy	6	239
Pertamina	7	1,069	KPC	7	1,457	Chevron	7	116
Inpex	8	1,036	BG	8	928	ConocoPhillips	8	111
BHP Billiton	9	897	Eni	9	794			
Sinopec	10	819	SPC	10	561			
BP	11	766	BP	11	521			
ConocoPhillips	12	713	Apache	12	363			
Santos	13	648	Total	13	338			
Woodside	14	449	Occidental	14	255			
Hess	15	446	Royal Dutch Shell	15	167			
CNOOC	16	411	INOC	16	116			
Mitsui	17	386	Noble Energy	17	114			
Talisman	18	286	OMV	18	86			
Petrovietnam	19	225						
BG	20	212						
Apache	21	184						
Eni	22	162						

يتبع جدول (13)

أمريكا الشمالية			أمريكا اللاتينية			أوروبا			شمال أفريقيا		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
ConocoPhillips	1	3,083	Pemex	1	4, 504	Statoil	1	3,996	Sonatrach	1	7,329
EnCana	2	2,840	PDV	2	4,054	Exxon Mobil	2	3,689	EGPC	2	3,027
Devon Energy	3	2,648	BP	3	2,492	Royal Dutch Shell	3	1,831	Libya NOC	3	1,090
BP	4	2,579	Petrobras	4	2,471	Total	4	1,734	Eni	4	821
XTO	5	2,342	Repsol YPF	5	1,516	Eni	5	1,308	BG	5	186
Chesapeake	6	2,287	YPFB	6	868	ConocoPhillips	6	876	BP	6	159
Anadarko	7	2,217	Total	7	558	OMV	7	668	Total	7	140
Exxon Mobil	8	1,918	BG	8	543	BP	8	634	Repsol YPF	8	67
Royal Dutch Shell	9	1,585	Ecopetrol	9	539	GDF Suez	9	620	Wintershall	9	58
Chevron	10	1,403	Chevron	10	471	BG	10	431			
EOG	11	1,358	Wintershall	11	345	PGNiG	11	397			
CNR	12	1,214	EOG	12	273	Chevron	12	383			
Williams	13	1,182	Apache	13	185	Maersk	13	271			
Apache	14	1,025	Royal Dutch Shell	14	81	Wintershall	14	247			
Cenovus	15	824	Eni	15	67	Marathon	15	155			
Southwestern	16	821	Occidental	16	46	Hess	16	151			
Talisman	17	720	Noble Energy	17	26	Talisman	17	77			
Occidental	18	635	Petroecuador	18	15	BHP Billiton	18	65			
El Paso	19	588	El Paso	19	10	Nexen	19	24			
Newfield	20	478									
Ultra	21	472									
Husky Energy	22	457									
Penn West	23	440									
Suncor	24	398									
Noble Energy	25	397									
Marathon	26	373									
Eni	27	358									
Pioneer	28	355									
Nexen	29	185									
Murphy Oil	30	109									
Hess	31	93									
Imperial	32	83									
BG	33	59									
BHP Billiton	34	48									
Total	35	22									

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (14)
تصنيف الشركات العالمية وفق طاقات التقطير، عام 2011
(ألف برميل / اليوم)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Exxon Mobil	1	6,271	Mol	36	472
Sinopec	2	4,559	Sonatrach	37	456
Royal Dutch Shell	3	3,639	Petronas	38	448
PDV	4	3,035	NNPC	39	445
CNPC	5	2,913	PTT	40	438
ConocoPhillips	6	2,902	Suncor	41	433
Valero	7	2,780	Surgutneftegas	42	429
BP	8	2,666	Socar	43	399
Total	9	2,594	TNK-BP	44	388
Saudi Aramco	10	2,374	Libya NOC	45	380
Petrobras	11	2,161	Kazmunaigas	46	344
Chevron	12	2,158	Ecopetrol	47	335
Pemex	13	1,710	Statoil	48	311
NIOC	14	1,566	Husky Energy	49	269
Nippon	15	1,317	Murphy Oil	50	268
Repsol YPF	16	1,259	Hess	51	250
Reliance	17	1,240	CNOOC	52	241
IOCL	18	1,209	SPC	53	240
Marathon	19	1,188	Cenovus	54	226
Lukoil	20	1,149	Uzbekneftegas	55	220
SK Energy	21	1,115	QP	56	200
KPC	22	1,109	ONGC	57	195
Rosneft	23	1,071	Russneft	58	193
Pertamina	24	993	Petroecuador	59	176
Gazprom	25	881	Imperial	60	153

يتبع جدول (14)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
INOC	26	800	Petrovietnam	61	131
Eni	27	747	KNOC	62	115
EGPC	28	726	Mitsui	63	88
CPC	29	720	YPFB	64	41
Bashneft	30	704	Sonangol	65	39
Sunoco	31	675			
Idemitsu	32	640			
Cosmo	33	635			
OMV	34	530			
Adnoc	35	500			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (15)
التوزيع الجغرافي لطاقات التقطير بحسب الشركات، عام 2011
(ألف برميل / اليوم)

الولايات المتحدة الأمريكية			كندا			غيرها		
الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Valero	1	2,545	Total	1	2,282	Sinopec	1	4,559
ConocoPhillips	2	1,986	Exxon Mobil	2	1,743	CNPC	2	2,913
Exxon Mobil	3	1,970	Royal Dutch Shell	3	1,519	Exxon Mobil	3	2,558
BP	4	1,459	Lukoil	4	1,149	Petrobras	4	2,061
Marathon	5	1,188	Rosneft	5	1,071	Saudi Aramco	5	2,004
PDV	6	1,089	Gazprom	6	881	PDV	6	1,687
Chevron	7	1,021	BP	7	851	NIOC	7	1,566
Royal Dutch Shell	8	801	Repsol YPF	8	770	Pemex	8	1,540
Sunoco	9	675	Eni	9	747	Royal Dutch Shell	9	1,319
Saudi Aramco	10	370	OMV	10	530	Nippon	10	1,317
Hess	11	250	Mol	11	472	Reliance	11	1,240
Husky Energy	12	240	Statoil	12	311	IOCL	12	1,209
Cenovus	13	226	PDV	13	259	SK Energy	13	1,115
Total	14	182	Chevron	14	210	Pertamina	14	993
Pemex	15	170	Murphy Oil	15	108	Chevron	15	927
Murphy Oil	16	160	KPC	16	99	ConocoPhillips	16	916
Petrobras	17	100				INOC	17	800
Suncor	18	93				EGPC	18	726
						CPC	19	720
						Bashneft	20	704
						Idemitsu	21	640
						Cosmo	22	635
						Adnoc	23	500

يتبع جدول (15)

غيرها			كندا			الولايات المتحدة الأمريكية		
الكمية	الترتيب	الشركة	الكمية	الترتيب	الشركة	الكمية	الترتيب	الشركة
489	24	Repsol YPF						
456	25	Sonatrach						
448	26	Petronas						
445	27	NNPC						
438	28	PTT						
429	29	Surgutneftegas						
399	30	Socar						
388	31	TNK-BP						
380	32	Libya NOC						
356	33	BP						
344	34	Kazmunaigas						
340	35	Suncor						
335	36	Ecopetrol						
241	37	CNOOC						
240	38	SPC						
235	39	Valero						
220	40	Uzbekneftegas						
200	41	QP						
195	42	ONGC						
193	43	Russneft						
176	44	Petroecuador						
153	45	Imperial						
131	46	Petrovietnam						

Source: Energy Intelligence Research, The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies, 2011

جدول (16)
تصنيف الشركات العالمية وفق مبيعات المنتجات النفطية، عام 2011
(ألف برميل / اليوم)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Exxon Mobil	1	6.428	Idemitsu	35	515
Royal Dutch Shell	2	6.156	Statoil	36	514
BP	3	5.887	Hess	37	473
Total	4	3.616	Libya NOC	38	407
Saudi Aramco	5	3.472	OMV	39	406
Chevron	6	3.254	Surgutneftegas	40	392
ConocoPhillips	7	2.974	Bashneft	41	364
PDV	8	2.587	Mol	42	352
Sinopec	9	2.548	Suncor	43	340
Petrobras	10	2.518	TNK-BP	44	335
Valero	11	2.213	Adnoc	45	329
NIOC	12	2.096	Ecopetrol	46	299
CNPC	13	1.824	Husky Energy	47	251
Pemex	14	1.735	Petroecuador	48	239
Lukoil	15	1.656	NNPC	49	237
IOCL	16	1.437	PTT	50	224
Marathon	17	1.378	CNOOC	51	217
Pertamina	18	1.270	Kazmunaigas	52	217
Reliance	19	1.249	Cenovus	53	209
Repsol YPF	20	1.204	SPC	54	197
KPC	21	947	QP	55	163
Rosneft	22	927	Russneft	56	139
Nippon	23	915	Imperial	57	124
Eni	24	909	Socar	58	96
Sunoco	25	786	ONGC	59	92
SK Energy	26	783	Petrovietnam	60	90

يتبع جدول (16)

الشركة	الترتيب	الكمية	الشركة	الترتيب	الكمية
Petronas	27	773	KNOC	61	83
EGPC	28	739	Uzbekneftegas	62	83
Gazprom	29	725	Mitsui	63	70
Cosmo	30	683	Sonangol	64	32
INOC	31	630			
CPC	32	589			
Sonatrach	33	542			
Murphy Oil	34	536			

Source: Energy Intelligence Research, The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies, 2011

جدول (17)
حصة كل شركة من الشركات العالمية في سوق المنتجات النفطية، عام 2011
(%)

الشركة	الترتيب	%	الشركة	الترتيب	%
Exxon Mobil	1	7.65	Idemitsu	35	0.61
Royal Dutch Shell	2	7.32	Statoil	36	0.61
BP	3	7.00	Hess	37	0.56
Total	4	4.30	Libya NOC	38	0.48
Saudi Aramco	5	4.13	OMV	39	0.48
Chevron	6	3.87	Surgutneftegas	40	0.47
ConocoPhillips	7	3.54	Bashneft	41	0.43
PDV	8	3.08	Mol	42	0.42
Sinopec	9	3.03	Suncor	43	0.40
Petrobras	10	2.99	TNK-BP	44	0.40
Valero	11	2.63	Adnoc	45	0.39
NIOC	12	2.49	Ecopetrol	46	0.36
CNPC	13	2.17	Husky Energy	47	0.30
Pemex	14	2.06	Petroecuador	48	0.28
Lukoil	15	1.97	NNPC	49	0.28
IOCL	16	1.71	PTT	50	0.27
Marathon	17	1.64	CNOOC	51	0.26
Pertamina	18	1.51	Kazmunaigas	52	0.26
Reliance	19	1.49	Cenovus	53	0.25
Repsol YPF	20	1.43	SPC	54	0.23
KPC	21	1.13	QP	55	0.19
Rosneft	22	1.10	Russneft	56	0.17
Nippon	23	1.09	Imperial	57	0.15
Eni	24	1.08	Socar	58	0.11
Sunoco	25	0.93	ONGC	59	0.11
SK Energy	26	0.93	Petrovietnam	60	0.11

يتبع جدول (17)

الشركة	الترتيب	%	الشركة	الترتيب	%
Petronas	27	0.92	KNOC	61	0.10
EGPC	28	0.88	Uzbekneftegas	62	0.10
Gazprom	29	0.86	Mitsui	63	0.08
Cosmo	30	0.81	Sonangol	64	0.04
INOC	31	0.75			
CPC	32	0.70			
Sonatrach	33	0.64			
Murphy Oil	34	0.64			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (18)
تصنيف الشركات العالمية وفق العوائد المحققة خلال عام 2011
(مليون دولار أمريكي)

الشركة	الترتيب	القيمة	الشركة	الترتيب	القيمة
Saudi Aramco	1	318,000	BG	53	16,391
Exxon Mobil	2	284,471	Wintershall	54	15,836
Royal Dutch Shell	3	278,969	Occidental	55	15,640
BP	4	241,445	Petrovietnam	56	14,870
Sinopec	5	196,712	Socar	57	13,959
CNPC	6	178,144	Ecopetrol	58	13,945
Chevron	7	163,527	PDO	59	13,555
Total	8	156,680	Husky Energy	60	13,323
ConocoPhillips	9	139,288	Tatneft	61	12,075
Eni	10	117,645	EnCana	62	11,114
GDF Suez	11	112,552	Sonangol	63	10,918
Gazprom	12	99,653	Kazmunaigas	64	10,764
Petrobras	13	95,140	Cenovus	65	10,140
Pemex	14	86,549	XTO	66	9,064
PDV	15	74,996	Inpex	67	9,033
Statoil	16	74,336	Maersk Oil	68	9,025
Lukoil	17	68,376	CNR	69	8,964
Valero	18	68,144	Apache	70	8,615
Repsol YPF	19	68,108	Anadarko	71	8,343
Petronas	20	62,500	Williams	72	8,255
NIOC	21	58,332	Chesapeake	73	7,702
Nippon	22	53,388	Devon Energy	74	7,631
BHP Billiton	23	52,798	EGPC	75	6,982
KPC	24	50,219	PGNiG	76	6,195
Marathon	25	49,049	Petroecuador	77	5,981
IOCL	26	48,632	YPFB	78	5,746
Sonatrach	27	47,598	Talisman	79	5,734

يتبع جدول (18)

الشركة	الترتيب	القيمة	الشركة	الترتيب	القيمة
Rosneft	28	46,938	Turkmengas	80	5,688
PTT	29	46,632	Uzbekneftegas	81	5,508
QP	30	45,412	Nexen	82	5,232
Reliance	31	44,292	El Paso	83	4,842
INOC	32	42,686	Bashneft	84	4,378
TNK-BP	33	34,991	EOG	85	4,355
SK Energy	34	34,515	Russneft	86	3,655
Idemitsu	35	33,451	Woodside	87	3,198
Surgutneftegas	36	33,112	Novatek	88	2,832
CNOOC	37	30,680	Noble Energy	89	2,335
Hess	38	29,385	Southwestern	90	2,146
Adnoc	39	29,100	Penn West	91	2,089
Sunoco	40	28,920	Santos	92	1,987
Cosmo	41	28,169	Pioneer	93	1,709
Pertamina	42	27,964	Mitsui	94	1,656
SPC	43	26,000	Oil India	95	1,636
OMV	44	25,298	KNOC	96	1,390
NNPC	45	23,280	Turkmenneft	97	1,351
CPC	46	23,005	Newfield	98	1,338
ONGC	47	22,155	Ultra	99	667
Suncor	48	22,128			
Libya NOC	49	21,558			
Murphy Oil	50	18,922			
Imperial	51	17,698			
Mol	52	16,688			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (19)
تصنيف الشركات العالمية بحسب صافي الدخل المحقق خلال عام 2011
(مليون دولار أمريكي)

الشركة	الترتيب	القيمة	الشركة	الترتيب	القيمة
Gazprom	1	24,528	Suncor	44	1,013
Exxon Mobil	2	19,280	Wintershall	45	993
BP	3	16,578	Mitsui	46	895
Petrobras	4	15,504	Murphy Oil	47	838
BHP Billiton	5	12,722	Novatek	48	819
Royal Dutch Shell	6	12,518	OMV	49	797
Total	7	11,780	Hess	50	740
Petronas	8	11,600	Nippon	51	733
Chevron	9	10,483	Mubadala	52	680
CNPC	10	10,261	Cenovus	53	648
Sinopec	11	9,031	Mol	54	574
Lukoil	12	7,011	EOG	55	547
Rosneft	13	6,514	Oil India	56	540
GDF Suez	14	6,244	SK Energy	57	526
Eni	15	6,090	Bashneft	58	510
TNK-BP	16	4,973	Russneft	59	490
ConocoPhillips	17	4,858	Nexen	60	474
Reliance	18	4,815	Talisman	61	386
ONGC	19	4,017	PGNiG	62	386
Sonatrach	20	3,952	Santos	63	345
CNOOC	21	3,634	KNOC	64	332
Surgutneftegas	22	3,583	Williams	65	285
BG	23	3,394	Idemitsu	66	64
Statoil	24	2,936	Southwestern	67	-36
PDV	25	2,920	Pioneer	68	-52

يتبع جدول (19)

الشركة	الترتيب	القيمة	الشركة	الترتيب	القيمة
Occidental	26	2,915	Cosmo	69	-115
Ecopetrol	27	2,354	Penn West	70	-127
IOCL	28	2,277	Noble Energy	71	-131
Repsol YPF	29	2,174	Anadarko	72	-135
XTO	30	2,019	Apache	73	-292
EnCana	31	1,862	Sunoco	74	-329
Pertamina	32	1,740	Ultra	75	-451
PTT	33	1,730	Newfield	76	-542
Tatneft	34	1,711	El Paso	77	-576
Marathon	35	1,463	Valero	78	-1,982
Woodside	36	1,451	Devon Energy	79	-2,479
CNR	37	1,396	Chesapeake	80	-5,853
Imperial	38	1,396	Pemex	81	-7,249
Kazmunaigas	39	1,291			
Husky Energy	40	1,252			
CPC	41	1,178			
Maersk Oil	42	1,164			
Inpex	43	1,152			

Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

جدول (20)
تصنيف الشركات البترولية العالمية وفق حجم القوى العاملة، عام 2011
(مستخدم)

الشركة	الترتيب	العدد	الشركة	الترتيب	العدد
CNPC	1	1.670.000	Bashneft	51	13.000
Gazprom	2	393.600	Hess	51	13.000
Sinopec	3	371.333	Suncor	53	12.978
INOC	4	290.000	PTT	54	11.357
Rosneft	5	158.884	Sunoco	55	11.200
Lukoil	6	150.000	Occidental	56	10.100
Pemex	7	145.146	Murphy Oil	57	8.369
Uzbekneftegas	8	124.000	Oil India	58	8.347
Turkmengas	9	122.000	Idemitsu	59	8.330
Turkmenneft	9	122.000	Chesapeake	60	8.200
NIOC	11	115.000	GDF Suez	61	7.737
Surgutneftegas	12	106.197	QP	62	7.000
Royal Dutch Shell	13	101.000	Ecopetrol	63	6.695
Total	14	96.387	Cosmo	64	6.418
PDV	15	91.949	BG	65	6.079
Adnoc	16	85.000	SK Energy	66	5.582
Exxon Mobil	17	80.700	Sonangol	67	5.500
BP	18	80.300	Devon Energy	68	5.400
Eni	19	78.417	Imperial	69	5.015
Petrobras	20	76.919	El Paso	70	4.998
EGPC	21	75.000	Williams	71	4.801
Tatneft	22	72.000	PDO	72	4.615
Kazmunaigas	23	70.000	Nexen	73	4.594
CNOOC	24	65.800	Petrovietnam	74	4.400
Chevron	25	64.000	Anadarko	75	4.300
Socar	25	64.000	Husky Energy	76	4.272

يتبع جدول (20)

الشركة	الترتيب	العدد	الشركة	الترتيب	العدد
Saudi Aramco	27	55.066	Novatek	77	4.200
TNK-BP	28	49.182	Petroecuador	78	4.000
Sonatrach	29	41.886	CNR	79	3.827
Repsol YPF	30	41.014	EnCana	80	3.797
BHP Billiton	31	40.000	Maersk Oil	81	3.500
Libya NOC	31	40.000	Apache	82	3.452
Petronas	33	39.236	XTO	83	3.335
OMV	34	34.676	Woodside	84	3.219
Mol	35	34.090	Talisman	85	2.921
IOCL	36	34.000	Cenovus	86	2.221
ONGC	37	32.826	EOG	87	2.100
PGNiG	38	31.685	Santos	88	2.096
ConocoPhillips	39	30.000	Wintershall	89	2.077
Marathon	40	28.855	YPFB	90	2.000
Statoil	41	28.739	Penn West	91	1.986
Pertamina	42	27.600	Pioneer	92	1.888
Reliance	43	23.365	Inpex	93	1.870
Valero	44	20.920	Mitsui	94	1.769
Russneft	45	20.000	Southwestern	95	1.702
SPC	46	16.000	Noble Energy	96	1.630
KPC	47	15.825	KNOC	97	1.233
NNPC	48	15.000	Newfield	98	1.148
CPC	49	14.931	Mubadala	99	622
Nippon	50	13.855	Ultra	100	94

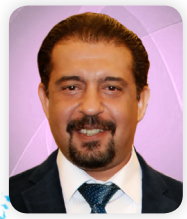
Source: Energy Intelligence Research. The Energy Intelligence Top 100: Ranking The World's Oil Companies. 2011

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)

التقرير الإحصائي السنوي
Annual Statistical Report
2013

من إصدارات المنظمة

الاستكشاف والإنتاج في المغمورة ودوره في تطوير احتياطي النفط والغاز



تركي الحمش*

أصبح البحث عن مصادر الوقود الأحفوري (النفط والغاز الطبيعي بالتحديد) في أعماق البحار من أهم نشاطات الصعيد الأول من الصناعة البترولية، أي الاستكشاف والإنتاج (أو ما يسمى عمليات المنبع Upstream)، وذلك بعدما أثبتت احتياطيات بحر الشمال البريطانية والنرويجية جدواها. وبذلك أضحت مصادر المغمورة تساهم بنسبة معتبرة في الاحتياطي العالمي المؤكد من النفط الخام والغاز الطبيعي. الدراسة تستعرض تطور هذا الجانب حتى عام 2012، وكذلك أهم المشاريع العالمية والعربية، ومخاطر الحفر في المغمورة ونفقات تطوير الحقول وتنتهي باستعراض الاستنتاجات التي توصلت إليها.

* خبير بترولي / استكشاف وإنتاج، إدارة الشؤون الفنية - أوابك

توطئة

شهد العقد الأول من القرن الحادي والعشرين اكتشاف ما يزيد عن ثلاثمئة مليار برميل مكافئ نفط، وكان لشركات البترول الوطنية في البرازيل وإيران وتركمانستان قصب السبق من هذه الكميات. كما تم اكتشاف تسع منظومات وأقاليم بترولية خلال تلك الفترة تزيد كميات النفط فيها عموماً على كميات الغاز، وكانت ثمانية منها في المياه العميقة.

ويعتبر اكتشاف الهيدروكربونات تحت طبقات الملح في البرازيل واكتشاف حقل Congo Fan في أنغولا، أكبر تلك الاكتشافات من ناحية الحجم، أما الاكتشافات في صخور عصر النيوجين في خليج المكسيك، وصخور العصر الكريتاسي في غانا، فتعتبر أهم المنظومات النفطية المكتشفة، بينما تشكل اكتشافات دوري البليوسين والبليستوسين شرقي الهند، واكتشافات دوري الأوليغوسين والميوسين في مصر أهم المنظومات الغازية المكتشفة[i].

وعلى الرغم من أهمية تلك الاكتشافات إلا أن اندفاع بئر Macondo الذي كانت تدير عملياته شركة BP في خليج المكسيك عام 2010، ساهم في تعالي صرخات التحذير هنا وهناك من الكوارث البيئية المحتملة على الأرض بسبب التنقيب عن النفط والغاز في المغمورة. لكن السبب الذي دفع شركة البترول البريطانية لحفر بئر في مياه يقارب عمقها 1.5 كم وعلى بعد 66 كم من سواحل لويزيانا بقي قائماً لم يتغير، حيث استمر نمو الطلب على النفط والغاز مدفوعاً بالنمو الاستثنائي في اقتصاد بعض الدول مثل الصين والهند إضافة إلى بعض الدول الأفريقية والجنوب أمريكية. وتشير كافة الدلائل إلى أن الطلب في هذه البلدان وغيرها سيستمر في التزايد بالرغم من كل العوائق أو المحاذير البيئية. وإذ تبشر بعض النظريات بقرب وصول إنتاج النفط إلى ذروته واحتمال نضوب مصادره على اليابسة قبل غيرها، إلا أن تنامي الطلب دفع بالمزيد من الجهود التنقيبية نحو المغمورة، وهذا ما انعكس في صورة زيادة في الإنتاج يتوقع لها أن تستمر في النمو في المستقبل المنظور.

وقد باتت عمليات الاستكشاف والإنتاج في المغمورة من أكثر القطاعات حيوية في الصناعة البترولية، فكل الدلائل تشير بما لا يدع مجالاً للشك إلى أن النفط سيبقى اللاعب الرئيسي في مزيج الطاقة حيث تتوقع وكالة الطاقة الدولية (IEA) أن الطلب سينمو بمعدل 18% خلال السنوات الخمس وعشرين القادمة ليصل إلى عتبة 99 مليون برميل في اليوم.

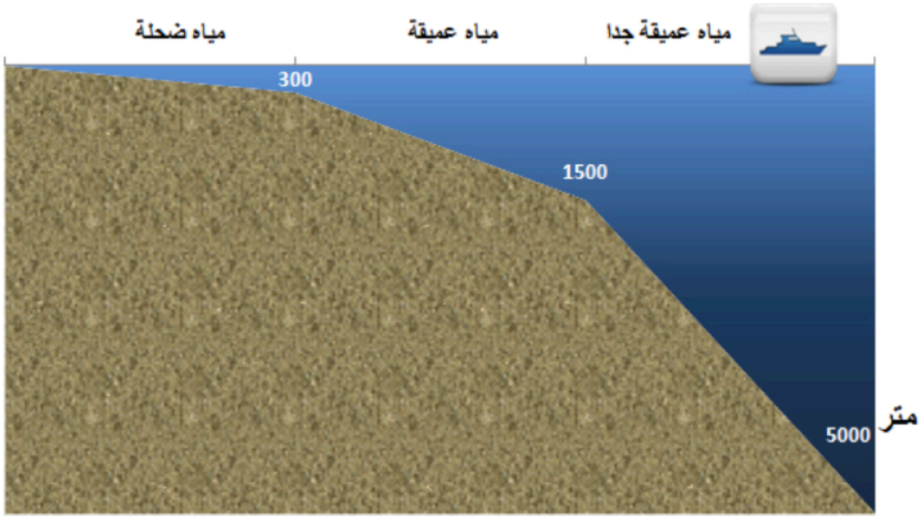
تهدف هذه الدراسة إلى تسليط الضوء على عمليات الاستكشاف والإنتاج في المغمورة، ودروها في دعم الصناعة البترولية، خاصة وأن عدد الحقول المنتجة من

1 http://www.bp.com/en/global/corporate/press/speeches/significant_discoveries_of_the_21st_century.html

المغمورة حول العالم[i] في مطلع عام 2012 بلغ 1292 حقلاً شكلت أكثر من 18% من الحقول المنتجة في ذلك العام والتي بلغ عددها 7124 حقلاً.

ومن الهام قبل الخوض في غمار الموضوع توضيح أن تصنيف المياه إلى ضحلة، وعميقة، وعميقة جداً (سحيقة) يختلف بعض الشيء حسب المراجع المعتمدة، إلا أن الغالب هو القول إن المياه التي لا يزيد عمقها عن 300 م تعتبر مياهاً ضحلة، أما المياه العميقة فهي ما زاد عمقها عن 300 م ولم يتجاوز 1500 م، وما عدا ذلك تعتبر مياهاً سحيقة، (**الشكل1**-).

الشكل-1: تصنيف أعمق المياه



1 Worldwide Oil Field Production Survey 2012, Oil and Gas Journal Research Center.

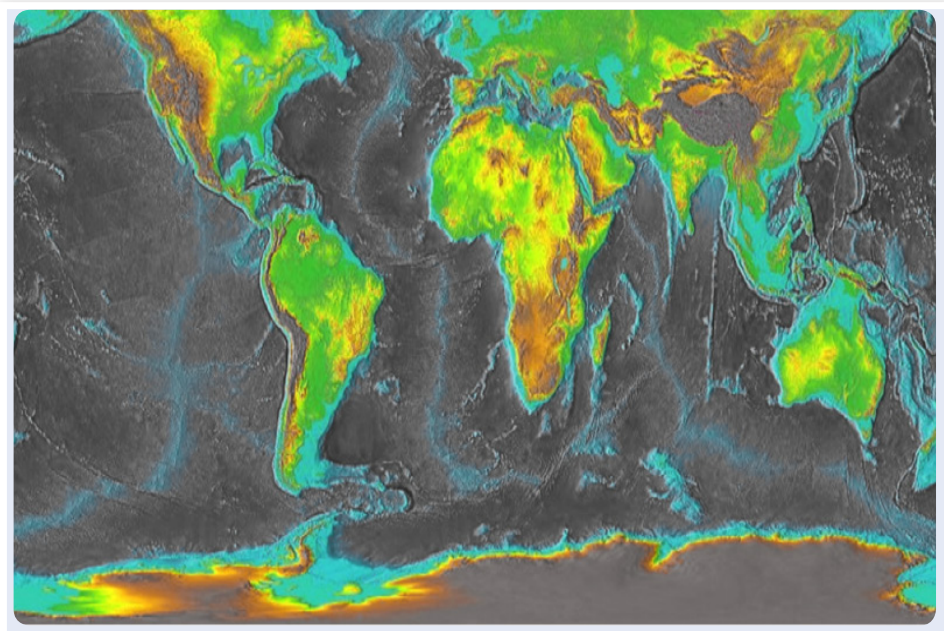
الفصـــــل الأول

الحفر في المغمورة

يمثل الحفر في المغمورة تحدياً فنياً وبيئياً واقتصادياً للعاملين في الصناعة البترولية، ورغم أن اليابسة والمغمورة تشتركان في كون مبادئ الاستكشاف والإنتاج واحدة، لكن العمليات على اليابسة تتم بحيث يكون سطح الأرض هو القاعدة التي تجري عليها العمليات بشكل مباشر، بينما توجد في المغمورة عشرات ومئات وأحياناً آلاف الأمتار من المياه فوق سطح الأرض والذي يمثله قاع البحر في هذه الحالة.

يشير تعبير «الحفر في المغمورة» عادة إلى العمل ضمن الرصيف القاري (Continental Shelf)، الذي يظهر باللون الفيروزي في **الشكل-2** والذي يختلف امتداده عن الشاطئ من منطقة إلى أخرى، كما يستخدم التعبير نفسه عند الحفر في البحيرات أو الأنهار.

الشكل- 2: الرصيف القاري في مختلف مناطق العالم



وقد ساهم التطور التقني في تحويل هذه المناطق التي كانت تعتبر في معظمها عصية على الحفر، إلى مناطق منتجة تساهم بفعالية في رفد الإنتاج البترولي العالمي بحصة متميزة من النفط والغاز.

وحتى أواخر السبعينات من القرن الماضي، كان النفط الموجود في مكامن ضمن مناطق يزيد عمق الماء فيها عن 400 م يصنف من ضمن النفوط غير التقليدية، ومثله النفط الموجود في المناطق القطبية. بينما تسارعت الأمور كثيراً لتبلغ نسبة إنتاج النفط التراكمي من المغمورة في منتصف الثمانينات حوالي 12% من إنتاج العالم، وقدر في حينها أن 20% من احتياطيات العالم، و60% من الاكتشافات المستقبلية ستكون ضمن أحواض المغمورة[i].

أنواع المنصات المستخدمة في المغمورة

تختلف أنواع منصات الحفر المستخدمة في المغمورة (ثابتة أو متحركة) بحسب الموقع وعمق المياه وظروف المكمن المتوقعة وكمية الإنتاج المخطط لها، كما تختلف حسب نوع المناخ واحتمال حدوث عواصف أو أعاصير، وقوة الأمواج والتيارات السطحية والتحت سطحية. ويمكن عموماً الإشارة إلى الأنواع التالية من المنصات:

1- المنصات الثابتة Fixed Platform

تبنى هذه المنصات على قاعدة من الفولاذ أو من الخرسانة، ويتم تثبيتها على قاع البحر مباشرة، ويوجد على سطحها مواقع لمعدات الحفر والإنتاج وأماكن الطاقم، وكونها ثابتة فهي تصمم للعمل لفترة طويلة جداً تتجاوز عشرات السنين. وتحتوي على خزانات للنفط تحت سطح المنصة يمكن استخدامها كعوامات يستفاد منها عند نقل المنصة إلى مكان تثبيتها النهائي (**الشكل - 3**). يعتبر هذا النوع من المنصات عادة ذو جدوى اقتصادية حتى عمق 520 م من المياه.

2- الأبراج اللينة Compliant Towers

تتكون من مجموعة أبراج نحيلة مرنة مع ركيزة أساسية تدعم السطح التقليدي الذي يحمل معدات الحفر والإنتاج. تصمم هذه الأبراج لتجنب قوى الانزياح الجانبي في المناطق ذات الأمواج القوية، حيث يستفاد من مرونتها في الحد من حدوث ظاهرة الطنين (Resonance) التي قد تنتج عن تلاطم الأمواج بشكل متتابع وتؤدي إلى تدمير بنية المنصة (**الشكل- 4**). تستخدم هذه الأبراج عادة في مياه تتراوح أعماقها بين 370 - 910 م.

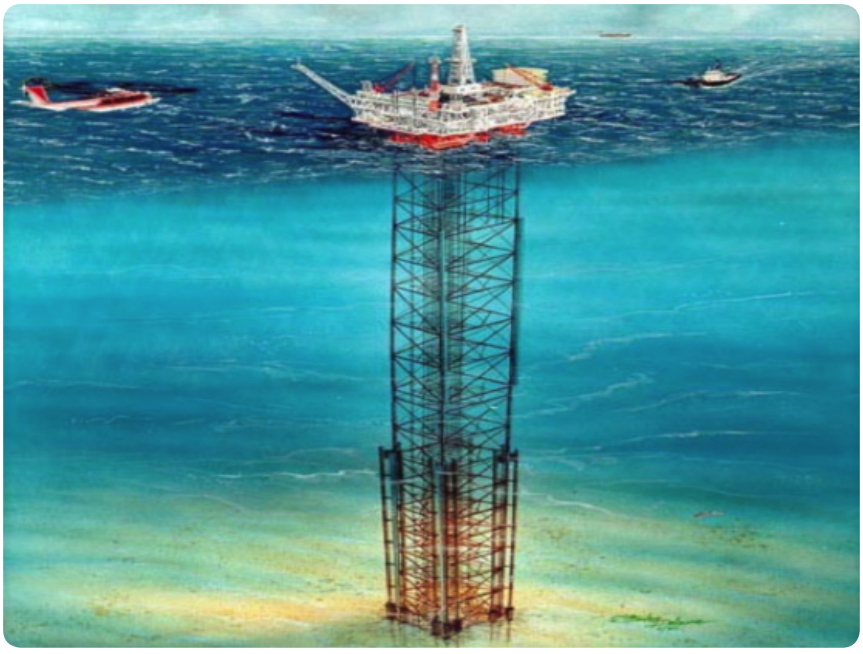
3- منصات نصف غاطسة Semi-submersible platform

عند العمل في مياه عميقة، تظهر الحاجة إلى استخدام مركبات عائمة، وتستمد المنصات نصف (شبه) الغاطسة قدرتها على الطفو (Buoyancy) من مجموعة عوامات

1 D. H. Welte, B.P. Tissot, Petroleum Formation and Occurrence, 2nd Edition, 1984.

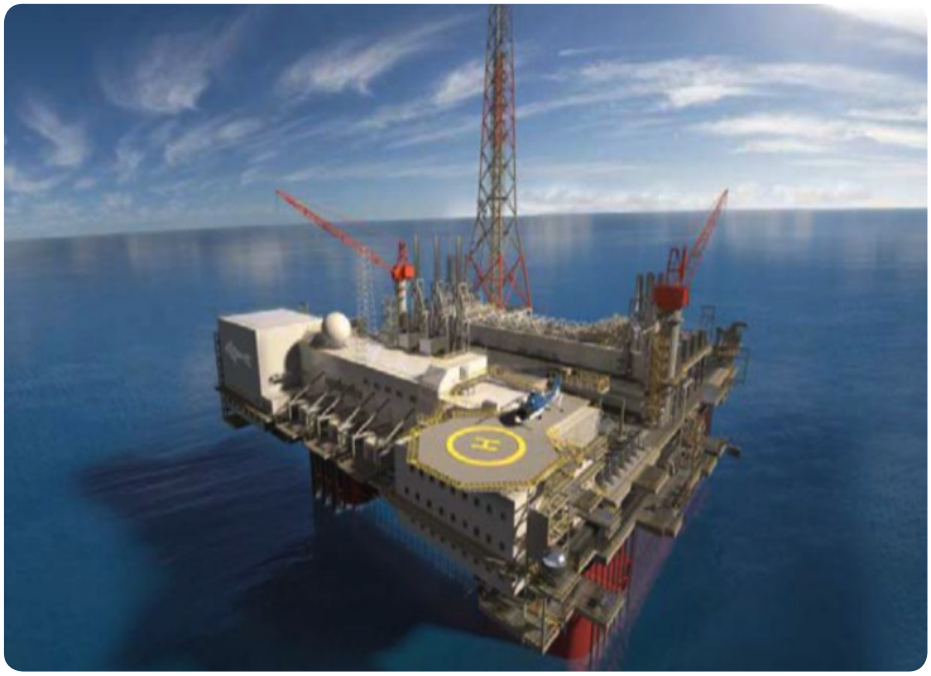
الشكل- 3: منصة ثابتة

الشكل- 4: منصة من نوع الأبراج اللينة



توازن مانعة للتسرب (Pontoons) تثبت بحيث تقع تحت سطح الماء ويتم ملؤها بالماء لتشكّل ركيزة لا تتأثر بحركة الأمواج والتيارات المائية السطحية الناتجة عن التغير في الطقس. تتميز هذه المنصات بثباتية عالية تسمح بأن يكون السطح الحامل للمعدات مرتفعاً عن سطح الماء بما يكفي لإبقائه بعيداً عن الأمواج، ويتم وصل أعمدة الهيكل مع العوامات ومع السطح لمزيد من الثبات. ورغم أنها أقل تأثراً بحركة الأمواج، لكن تصميمها يجعلها سهلة التأثر بتغيرات الحمولة مما يستوجب الدقة في توزيع المعدات على السطح للحفاظ على ثباتيتها، وعند الحاجة لتحريك هذه المنصة يتم تفريغ الماء من الركيزة[1] (Ballast) لزيادة قوة الطفو وتسهيل حركة المنصة (**الشكل- 5**). تختلف الأعماق التي يمكن استخدام هذه المنصات فيها حسب التصميم وتتراوح بين 200 م وحتى 3000 م.

الشكل - 5: منصة شبه غاطسة



4- المنصات ذاتية الرفع Jack up

وهي وحدات متحركة تتألف من جسم عائم مثبت إلى عدد من القوائم القابلة للتحريك والقادرة الوصول إلى قاع البحر ورفع المنصة إلى الارتفاع المطلوب، وقد تصمم القوائم

1 تسمى أيضاً «الصابورة» في بعض الدول العربية.

بحيث تخترق قاع البحر أو يتم تثبيتها فوق القاع (الشكل - 6). يجري نقل هذا النوع من المنصات إلى المكان المطلوب باستخدام السفن أو زوارق القطر (Tug Boat)، وتستخدم في مياه تتراوح أعماقها بين 120 - 150 م.

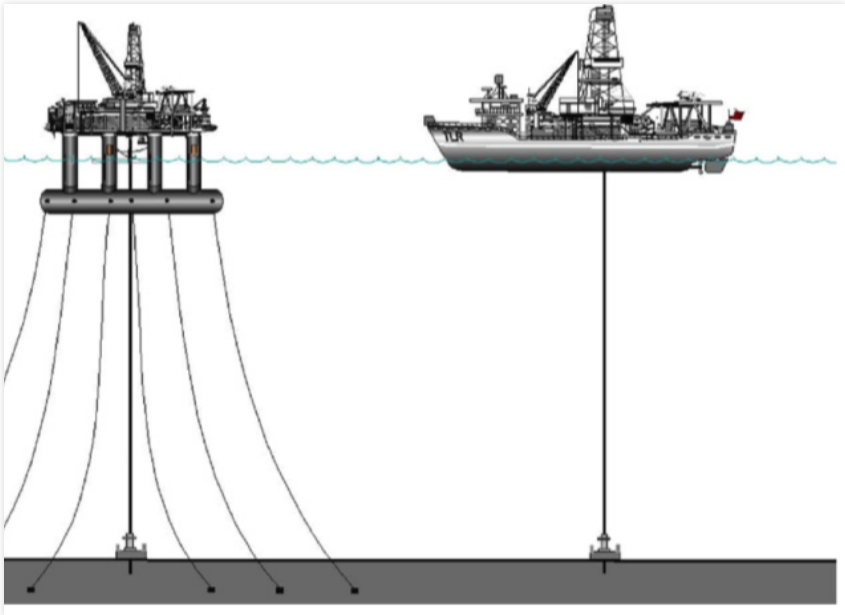
الشكل - 6: منصة ذاتية الرفع

5- سفن الحفر Drill ship

وهي سفن مجهزة بمعدات للحفر وغالباً ما تستخدم في عمليات التنقيب والاستكشاف، كما يمكن استخدامها عند إجراء عمليات الصيانة للآبار أو لأعمال الإكمال، ومن اللافت للانتباه أن بعض هذه السفن المتطورة بات قادراً على الحفر في مواقع يصل عمقها إلى 4000 م تحت قاع البحر (الشكل- 7). ويبين (الشكل - 8) مقارنة بين سفن الحفر وبين المنصات شبه الغاطسة.

الشكل- 7: منصة على سفينة حفر

الشكل- 8: مقارنة بين سفن الحفر والمنصات شبه الغاطسة



تتميز هذه السفن عن باقي أنواع المنصات بسرعة حركتها مما يجعلها مناسبة للنقل من مكان إلى آخر، خاصة وأنها تعتبر وحدة متكاملة مستقلة بعكس باقي الأنواع التي تحتاج إلى سفن أو زوارق القطر لتحريكها.

6- منصات الصاري المغمور Spar

وهي نوع من المنصات العائمة التي تستخدم في المياه ذات الأعماق السحيقة، تتكون من صار (أسطوانة) مفرغ يثبت في أعلاه السطح الحامل للمعدات، وتثقل الأسطوانة باستخدام مواد أعلى كثافة من الماء، ليصبح مركز ثقلها في الأسفل، وذلك ما يزيد من الثباتية، كما يتم تثبيت الصاري باستخدام كابلات معدنية أو كابلات مصنوعة من البوليستر إلى قاع البحر (الشكل - 9).

توجد عملياً ثلاثة أنواع رئيسية من هذه المنصات، وهي:

- منصات الصاري التقليدية Classic Spar:

وهي تحتوي على أسطوانة مفرغة يتم وضع أثقال فوق قاعدتها على القاع لتثبيتها كما ذكر أعلاه.

- منصات الطوق الحديدي Truss Spar:

يكون الصاري فيها أقصر من المنصة التقليدية ويدعى «الخزان الصلب» وتوجد فيها بنية هيكلية توصل إلى أسفل الصاري، كما يوجد في أسفل الصاري خزان يدعى «الخزان اللّين» (Soft Tank) وهو يحتوي على المواد المثقلة، ويعتبر هذا النوع هو الأكثر شيوعاً بين منصات الصاري المغمور.

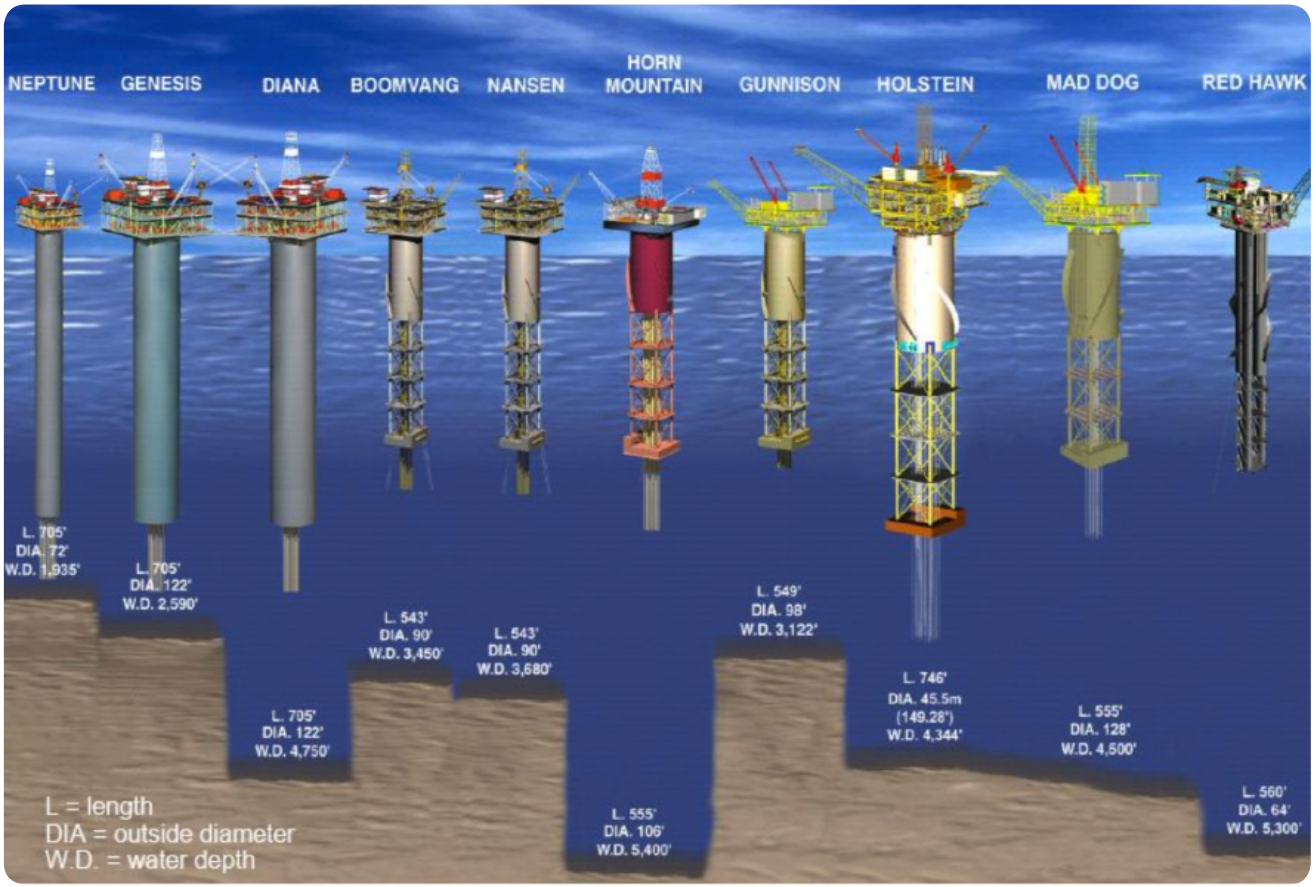
- منصات الصاري الخليوي Cell Spar:

وتتميز بأسطوانة مركزية كبيرة تحيط بها أسطوانات أصغر مختلفة الأطوال، ويستخدم فيها أيضاً الخزان اللّين الذي يوصل إلى قاعدة الأسطوانة المركزية. وقد ظهر هذا النوع من المنصات لأول مرة في عام 2002 حيث استخدم في تطوير حقل Red Hawk في خليج المكسيك[i]، والذي قدر احتياطيه من الغاز بحوالي 7 مليار متر مكعب، وبلغ عمق الماء فيه 1615 م.

---

i John Bradbury, Red Hawk showcases first cell spar, 4/11/2002.
http://www.epmag.com/EP -Magazine/archive/Red -Hawk -showcases -cell -spar_3086

الشكل - 9: أنواع مختلفة من منصات الصاري المغمور



تاريخ الحفر في المغمورة

أولاً: الحفر في المياه الضحلة

ظهرت أولى عمليات تطوير الحقول في المغمورة في الولايات المتحدة الأمريكية في حقل Summerfield قبالة سواحل مدينة «Santa Barbara» في كاليفورنيا عام 1869، حيث استخدمت صفوف متراصة من الأخشاب تمتد من الشاطئ إلى مسافة تزيد عن 400 م داخل البحر، وكوّمت الأخشاب فوق بعضها لتصل إلى القاع على عمق 11 م (**الشكل - 10**)، بينما جرت عملية الحفر بطريقة الدق (Pounding) بالأنابيب المعدنية إلى عمق 139 م تحت قاع البحر.

الشكل- 10: منصات الحفر الخشبية في كاليفورنيا

وبطبيعة الحال كانت عملية التطوير تلك متواضعة النتائج نسبياً، وإن كانت تعتبر مقبولة نظراً إلى التقنيات التي كانت سائدة في ذلك الحين، إذ وصل الحقل المذكور إلى ذروة إنتاجه عام 1902، وتم هجره بعدها ببضع سنين. خلف ذلك المشروع وراءه ساحلاً متشحاً بالسواد من النفط الذي أنتج، كما بقيت الدعائم ومنصات الحفر الخشبية شاهداً على أول عملية إنتاج من المغمورة، وفي عام 1942 امتدت يدُ عاصفة قوية لتمحو تلك الآثار.

أما نقطة العلام الثانية في تاريخ الحفر في المغمورة فكانت في عام 1947، عندما حفرت شركة Kerr-McGee Oil Industries أول بئر منتج للنفط وصف بأنه (وراء الأفق) أي لا يظهر من الشاطئ، على بعد 17 كم قبالة سواحل لويزيانا، وإن كان عمق المياه في تلك المنطقة لا يزيد عن 6 م. لكن التكنولوجيا كانت قد تطورت في ذلك الوقت واستخدمت طريقة الحفر الرحوي (Rotary) بدل الحفر بطريقة الدق، كما أن العاملين في الصناعة اختاروا المعدن بدل الخشب لبناء منصات الحفر إدراكاً منهم لمتانة البنى المعدنية من جهة، وانخفاض كلفتها مقارنة مع العمر الافتراضي لها وللخشب من جهة أخرى.

تعتبر شركات Texaco، وShell من رواد العمل في المغمورة، وكانت هذه الشركات قد أتقنت تقنية قطر منصات الحفر الصغيرة إلى مواقع جديدة بعد انتهاء كل عملية حفر، ومع تنامي خبرات هذه الشركات وغيرها، باتت معظمها تسعى إلى نقل كل تقنيات الحفر على اليابسة وتطبيقها في المغمورة، وخاصة في الرصيف القاري في خليج المكسيك. وما كادت التطورات التقنية تفتح الباب أمام إمكانيات الحفر في المغمورة، حتى اصطدمت عام 1950 بعوائق قانونية جعلت عمليات التطوير والإنتاج تقف في طريق مسدود ، فقد تم منح عدد من التراخيص لعدة شركات للتنقيب قبالة سواحل كاليفورنيا وتكساس ولويزيانا، لكن الحكومة الأمريكية الفيدرالية فرضت سلطتها القضائية الحصرية وحق النظر في الدعاوي والفصل فيها على كامل الرصيف القاري عام 1945، ثم نقضت المحكمة الأمريكية العليا ذلك الحق لاحقاً بين عامي 1947 و1950، إلا أن عدم وجود قانون فيدرالي في ذلك الحين يعطي السلطة لوزارة الداخلية لمنح تراخيص بترولية، منع الحكومة الفيدرالية وحتى حكومات الولايات من إعطاء تفويض بعمليات الحفر، وهذا ما قيد حتى الكونغرس الأمريكي فلم يتمكن من حل المعضلة عبر تشريعات قانونية جديدة، مما أوقف التنقيب في الرصيف القاري في نهاية الخمسينات من القرن الماضي.

وقد كان هذا النزاع حول «من يفرض سلطته على الحفر في المغمورة» محوراً للانتخابات الرئاسية الأمريكية عام 1952 والذي قاد الرئيس إيزنهاور للتعهد بإعطاء سلطة منح التراخيص لحكومات الولايات، وجرى إصدار قانون «الأراضي المغمورة» عام 1953 الذي سمح للولايات بمنح التراخيص إلى بعد ثلاثة أميال بحرية عن الشاطئ (5.6 كم)، كما سمح القانون لبعض الولايات بمنح التراخيص إلى مسافة تسعة أميال بحرية (16.7 كم) إذا بررت ذلك بإبراز الوثائق التي توضح حدودها عندما انضمت إلى الولايات المتحدة، أو عبر الحصول على قرار بذلك من الكونجرس، وقد تمكنت ولايتا تكساس وفلوريدا فقط من الحصول على ذلك الحق.

ثم تبع ذلك في نفس العام إصدار قانون أعطى لوزارة الداخلية (الحكومة الفيدرالية)

حق منح التراخيص خارج حدود سلطة الولاية، وعرفت تلك المناطق باسم الحدود الخارجية للرصيف القاري[1] (Outer Continental Shelf Lands)، وكانت تلك القوانين سبباً مباشراً في عودة منح التراخيص للعمل في المغمورة عام 1954.

بلغ معدل إنتاج النفط من المغمورة في ذلك العام حوالي 133 ألف برميل في اليوم وهو ما مثل 2% من إنتاج الولايات المتحدة الأمريكية حينها، ثم بدأ الإنتاج يرتفع بشكل متسارع حتى وصل في عام 1971 إلى 20% من إنتاج الولايات المتحدة، أي ما يعادل نحو 1.7 مليون برميل في اليوم.

وشهدت تلك الفترة عدة اندفاعات بترولية كان أسوأها عام 1969 في Santa Barbara واستمر لمدة 11 يوماً ونتج عنه انتشار 80 ألف برميل من النفط على شكل بقعة بلغت مساحتها 2000 كم2، وامتدت على طول 48 كم من سواحل كاليفورنيا.

وتبع ذلك خلال السنتين التاليتين حدوث ثلاثة اندفاعات أخرى أقل شأناً من حيث كمية التسرب، لكن أحدها استمر لمدة أربعة أشهر ونصف، مما تسبب بتعليق أعمال الحفر في المنطقة، ثم شكلت في شهر شباط/فبراير عام 1969 أول مجموعة استشارية للعناية بتنظيف المناطق التي تعرضت للتلوث، وفي شهر نيسان/أبريل من نفس العام سمح بعودة العمل في 72 ترخيصاً، إلا أن المحاذير البيئية التي تبعت ذلك كانت من ضمن الأسباب التي جعلت الإنتاج من المغمورة في الولايات المتحدة ينخفض بمقدار الثلثين في عام 1981. وفي منتصف الثمانينات ونتيجة لانخفاض أسعار النفط بشكل كبير، تراجعت عمليات الاستكشاف والإنتاج، وحتى عام 1990 لم يتجاوز معدل إنتاج النفط من المغمورة 1.1 مليون برميل في اليوم.

ثانياً: الحفر في المياه العميقة

شهد عقد الثمانينات - كما تقدم - صعوداً وهبوطاً في عمليات الإنتاج من المياه الضحلة سواء بسبب تذبذب الأسعار أو بسبب النواظم البيئية أو حتى الاعتبارات السياسية، لكن عاملين رئيسيين كانا السبب وراء التوجه نحو عمليات التنقيب في المياه العميقة، وهما:

وجود منظومات بترولية (Plays) ذات آمال مرتفعة في المياه الضحلة، لكنها كانت صعبة التطوير بسبب قصور تقنية المسح الزلزالي في ذلك الحين.

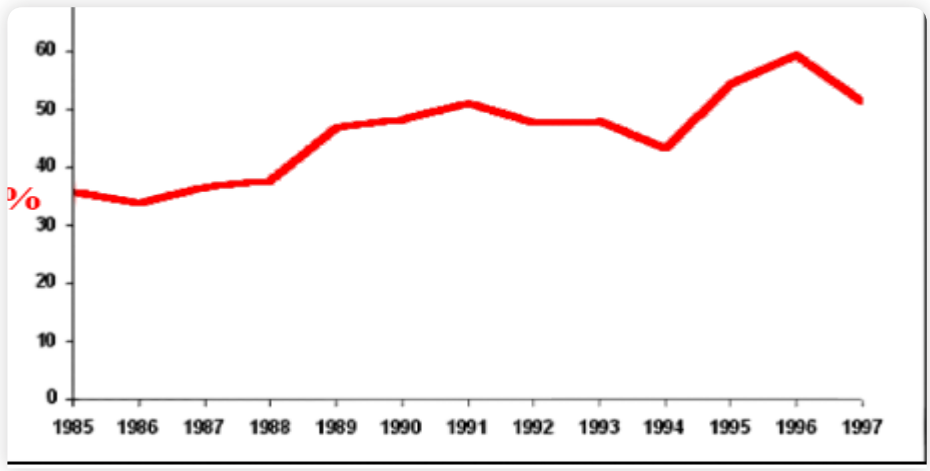
كانت معظم الاكتشافات ذات حجم صغير نسبياً مما قلل من أهميتها الاقتصادية مقابل الاستثمارات الكبيرة اللازمة لتطويرها.

ولابد من الإشارة هنا إلى أن التطور في فعاليات التنقيب ضمن المياه العميقة

1 John Whitaker, Striking a Balance: Environment and Natural Resources Policy in the Nixon -Ford Years, American Enterprise Institute/Hoover Institution Policy Studies, 1976.

وخاصة في خليج المكسيك يدين بمعظم الفضل لتطور تقنيات المسح الزلزالي، فقد ارتفعت نسبة الآبار التي حفرت بناء على المسح الزلزالي ثلاثي الأبعاد من 5% عام 1989 إلى 80% عام 1996، كما ارتفعت نسبة الآبار الناجحة بعد تطبيق هذه التقنية[i] من 36% عام 1985 إلى 50% عام 1997. يبين **الشكل-11** تغير نسبة الآبار الناجحة في المغمورة في خليج المكسيك[ii].

الشكل- 11: نسبة الآبار الناجحة في المغمورة في خليج المكسيك خلال 12 عاما



وقد حققت شركة Shell أول اكتشاف في المياه العميقة (أكثر من 330 م) عام 1975 في حقل Cognac في خليج المكسيك، وكان أول حقل تستخدم فيه المنصة الثابتة Fixed platform في المياه العميقة، وفي عام 1987 اكتشفت الشركة حقل Augur الذي استخدمت فيه منصة غير ثابتة Tension leg اعتبرت أكثر ملائمة للعمل في المياه العميقة من المنصة الثابتة، ومقارنة مع الآبار في المياه الضحلة التي كان معدل إنتاجها لا يتجاوز بضعة آلاف من البراميل في اليوم، تجاوز معدل إنتاج بعض الآبار في المياه العميقة حاجز 10 آلاف برميل في اليوم، وكانت منصة حقل Augur على سبيل المثال قد صممت لإنتاج 40 ألف برميل في اليوم، لكن طاقة البئر الإنتاجية بلغت 100 ألف برميل يومياً، وهذا ما ساهم في تطوير الحقل بأقل من نصف عدد الآبار التي كانت مخططة مما قلل النفقات الرأسمالية بشكل كبير، وشجع على المزيد من الاستثمارات في

1 The U.S. Petroleum and Natural Gas Industry, eia, 2004. http://www.eia.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/index.html#n9

2 Offshore Exploratory Success Rate for the Major U.S. Petroleum Companies, 1985 -1997. http://www.eia.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/ufig05.html

المياه السحيقة، ومنها حقل MENSA الذي اكتشاف في مياه عمقها 1524 م.

وتوالت الاكتشافات في المياه العميقة من قبل عدد كبير من الشركات مثل، Conoco، وBP، وMobil، وAmoco، وOryx، وPetrobras. يبين (الشكل- 12) تغير أعماق المياه التي عملت ضمنها Shell منذ عام 1978 حتى عام 2010.

أسباب نجاح عمليات التنقيب في المغمورة

يمكن أن يعزى النجاح المضطرد لعمليات التنقيب في المغمورة خلال العقود الأربعة الماضية إلى العديد من الأسباب، التي ساهمت في تحسن اقتصاديات عمليات التنقيب والإنتاج في المياه العميقة وفي المناطق البعيدة عن الشواطئ. وربما يكون من المفيد التطرق بشيء من التفصيل لبعض هذه التطورات، وأهمها:

1- التقدم التكنولوجي والتقنيات الجديدة المبتكرة في مجال معدات الإنتاج البحرية

تمثل التطور التكنولوجي بالتوسع في إنتاج المنصات البحرية التي تعتبر قاعدة للحفر والإنتاج، ويمكن أن تبقى لسنوات طويلة ضمن المياه، متعرضة للعوامل الجوية والمناخية القاسية. وقد ركن الأسلوب المعياري لتطوير هذا النوع من المعدات إلى إيجاد قاعدة صلبة ترتكز إلى القاع، كالجزر الاصطناعية مثلاً. لكن توسع العمليات نحو المياه العميقة والسحيقة جعل من الصعب استخدام هذه التوجه نتيجة المصاعب الفنية والعوائق الاقتصادية التي تظهر بشكل سريع مع تزايد عمق المياه.

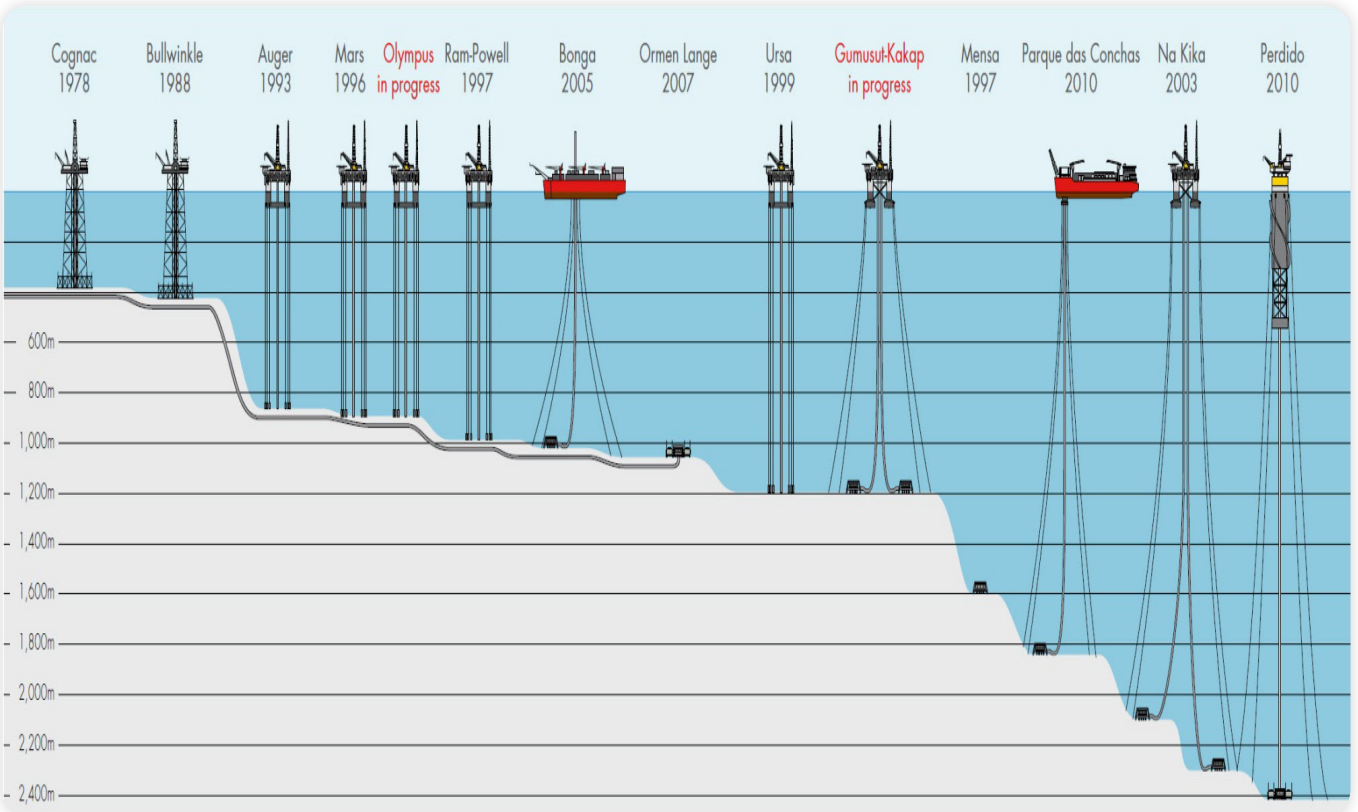
ويمكن هنا الإشارة إلى تجربة الإمارات العربية المتحدة في هذا المجال، حيث حفرت شركة ExxonMobil في عام أواخر عام 2010، بئرين تجريبيين أثبتا جدوى الخطط الموضوعة لتوسيع عمليات تطوير حقل زاكوم العلوي العملاق عبر عمليات الحفر من الجزر الصناعية، وهي تقنية مماثلة لما قامت به الشركة في مشروع Sakhalin-1 شمال شرق روسيا. وتعتبر شركة تطوير زاكوم «Zadco» الشركة المسؤولة عن عمليات التشغيل في الحقل الذي يقع على بعد حوالي 80 كم شمال شرق أبو ظبي، ويقدر الاحتياطي فيه بحوالي 50 مليار برميل. وكانت شركة National Marines قد فازت بعقد إنشاء 4 جزر اصطناعية حول حقل زاكوم العلوي من شركة زادكو، وذلك في إطار مشروع متعدد المراحل لرفع معدل إنتاج النفط من الحقل ليصل إلى 750 ألف ب/ي في عام 2015 [i].

2- التطور في تقنيات المسح الزلزالي ثلاثي الأبعاد

نظراً لتكلفته العالية مقارنة بالعمل على اليابسة، يعتمد التنقيب عن

1 Oil and Gas Journal, 9/11/2010.

الشكل- 12 : تطور أعماق المياه التي عملت ضمنها شركة Shell بين 1978 - 2010



الهيدروكربونات في المغمورة بشكل كبير على المسح الزلزالي، وخلافاً للواقط الأرضية (Geophones) المستخدمة على اليابسة، تستخدم في المغمورة لواقط مائية (Hydrophones) تسجل الاستجابات الزلزالية، حيث يتم سحبها خلف مراكب متطورة تسجل وتعالج البيانات. وقد شهدت عشرينات القرن الماضي بداية عمليات التسجيل التماثلية (Analogue) للمسوحات الزلزالية ثنائية الأبعاد، بينما ظهرت التسجيلات الرقمية (Digital) بعدها بحوالي أربعين عاماً، وتماشى تطورها مع تطور الحواسب الإلكترونية، بينما لم تظهر المسوحات الزلزالية ثلاثية الأبعاد إلا في مطلع الثمانينات. وقد ساهمت العديد من الابتكارات في تطور هذه النوع من المسوحات، مثل تحديد المواقع بدقة عبر الأقمار الصناعية (GPS) ، وظهور خوارزميات جديدة للمعالجة، وظهور محطات التفسير المتطورة (Workstation).

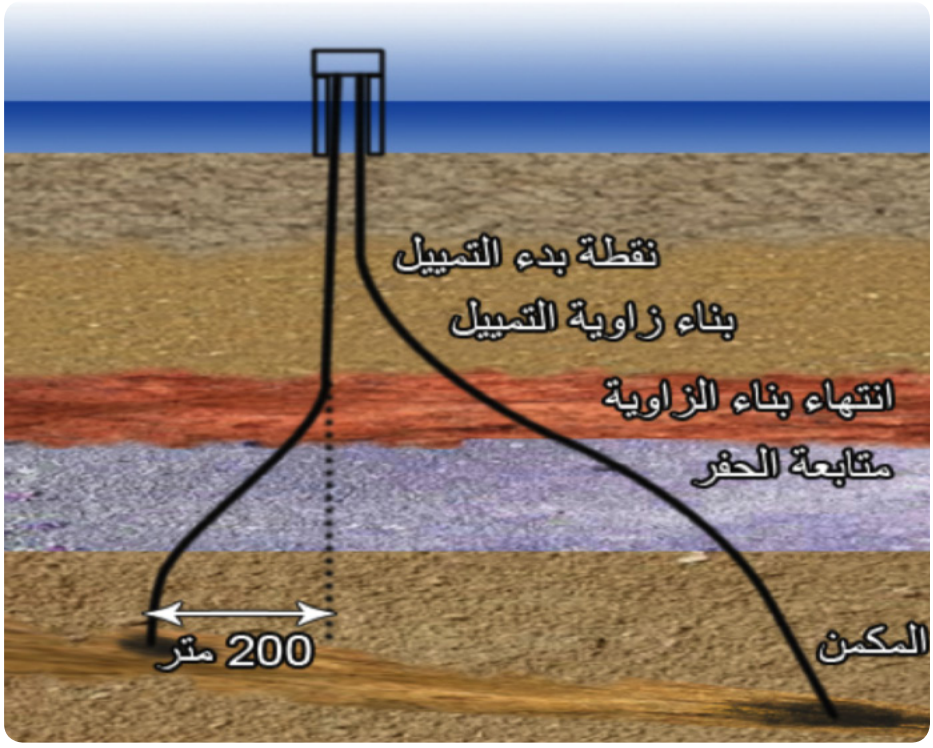
3- تطور تقنيات الحفر والإكمال

يعتبر الحفر من أهم العمليات في صناعة النفط والغاز، فبعد تحديد المنطقة المأمولة باستخدام كل التقنيات المتاحة من دراسات مختلفة ومسوحات وتفاسير وغيرها، يبقى الحفر هو السبيل الوحيد لتأكيد وجود الهيدروكربونات من عدمه. وفي نفس الوقت لابد من التغلب على التحديات التي تواجه الحفر في المياه العميقة، وهذا ما استدعى وجود معدات متخصصة، فحتى عام 1995 لم يزد عدد منصات الحفر القادرة على العمل في 760 متراً من المياه (2500 قدم) عن خمس منصات، بينما ارتفع العدد إلى تسع منصات بعدها بعام واحد[i]. وإضافة إلى ابتكار منصات حفر قادرة على العمل في المياه العميقة، ظهرت تقنيات جديدة للحفر كان لها الفضل في زيادة إنتاجية العمل وتخفيض نفقاته، ومنها على سبيل المثال تطور تقنيات الحفر الأفقي والحفر الموجه والتي ساهمت في الوصول إلى عدة مكامن من موقع عمل واحد. كما تطورت تقنيات الإكمال في الآبار غير العمودية (المائلة والأفقية)، مما سهل الوصول إلى مساحات كبيرة من الطبقات المنتجة، وارتفعت بالتالي معدلات الإنتاج من هذه الآبار مقارنة مع الآبار العمودية التقليدية. ويعتبر التطور في محركات الحفر الجوفية (الحفر العنفي أو التوربيني)، أحد العوامل التي سمحت بإمالة جذع البئر بمقدار 60 درجة ضمن حوالي 30 متراً فقط، مما جعل الحفر الموجه يقفز قفزات واسعة للوصول إلى مكامن كان الوصول إليها سابقاً يعتبر ضرباً من المستحيل. يبين **(الشكل-13)** مخططاً توضيحياً لتمييل الآبار أثناء الحفر من منصة بحرية[ii].

1 Energy Information Administration, Natural Gas 1998: Issues and Trends.

2 http://tntenergy.ca/directional -drilling/

الشكل- 13: حفر عدة آبار موجهة من منصة بحرية

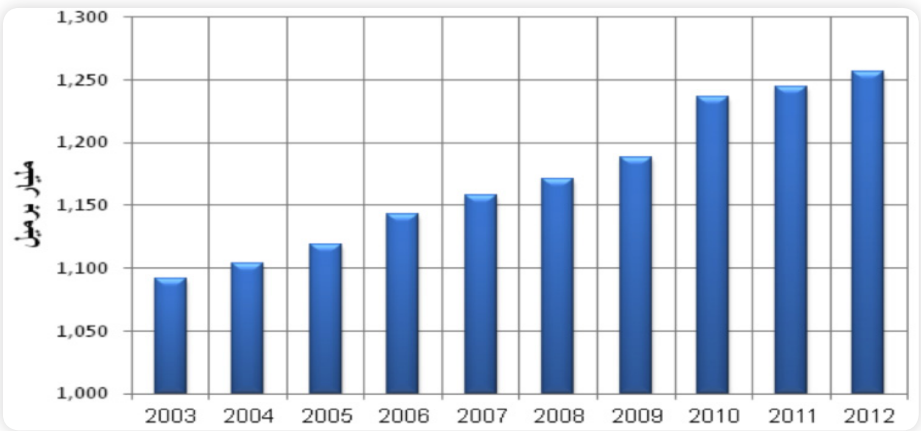


الفصل الثاني

تطور الاحتياطي والإنتاج العالمي من النفط والغاز

رغم كل ما نشر وينشر عن أهمية مصادر الوقود البديلة ومصادر الطاقة الجديدة والمتجددة، يواصل العالم اعتماده على الوقود الهيدروكربوني كمصدر رئيسي للطاقة، ولا يبدو أن هذا الوضع سيتغير في القريب العاجل، إذ يحتل النفط والغاز مركز الصدارة في هذا المجال حتى اليوم على الأقل، بينما ترى وكالة الطاقة الدولية أن الفحم قد يكون منافساً في مزيج الطاقة العالمي لتقترب نسبته من نسبة النفط في عام 2017. وتتجلى أهمية البترول (النفط والغاز) بشكل واضح عند النظر إلى الاهتمام بتطوير الاحتياطيات العالمية، فخلال السنوات العشر الماضية ارتفعت تقديرات الاحتياطي النفطي في العالم من 1091 مليار برميل عام 2003، لتصل إلى أكثر من 1256 مليار برميل في مطلع عام 2013 (**الشكل- 14**)[1]، مع أن العالم أنتج أكثر من 275 مليار برميل من النفط خلال تلك الفترة (**الشكل- 15**)، أي أنه قد تم نظرياً تعويض الكميات المنتجة وإضافة أكثر من 165 مليار برميل إلى الاحتياطيات العالمية المؤكدة من النفط.

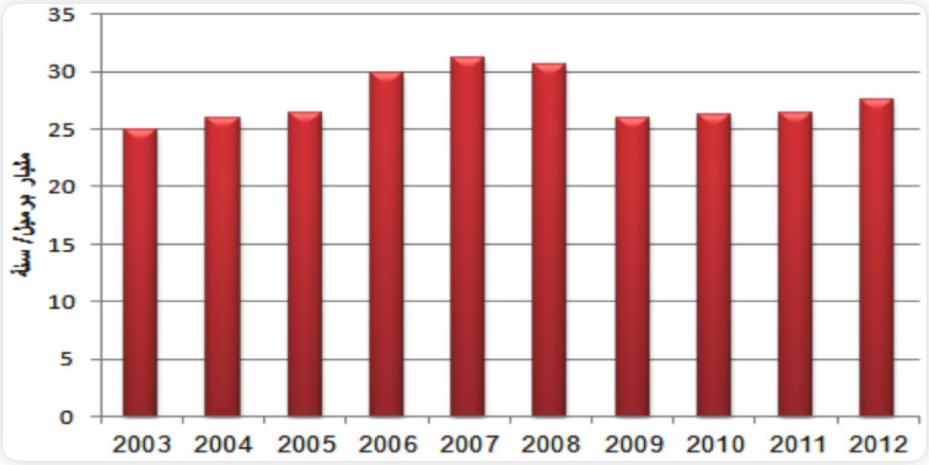
الشكل- 14: تطور الاحتياطيات المؤكدة من النفط في العالم. 2003 - 2012



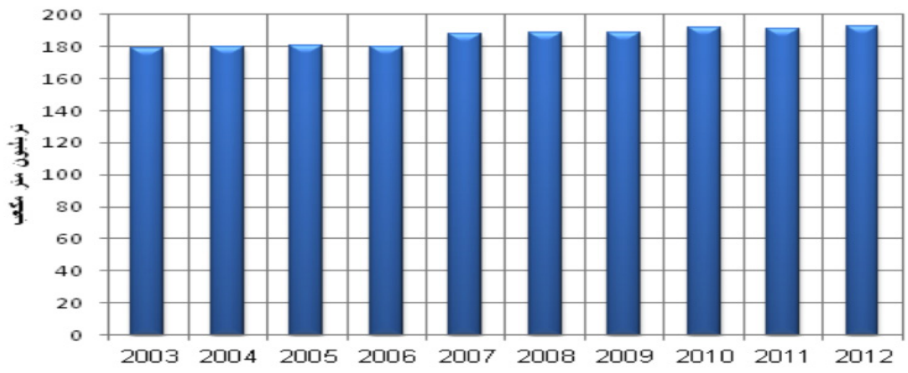
كما يلاحظ أن احتياطي الغاز الطبيعي العالمي في تزايد مستمر منذ عام 2003 وحتى مطلع عام 2013 (**الشكل-16**)، حيث قدر احتياطي الغاز الطبيعي في العالم في نهاية عام 2013 بحوالي 192.4 تريليون متر مكعب، بزيادة 13.2 تريليون متر مكعب عن تقديرات الاحتياطي العالمي في عام 2003. وقد أنتج العالم ما بين عامي 2003

1 مصدر بيانات الأشكال 14، 15، 16، 17: إدارة الشؤون الفنية، تقرير الأمين العام السنوي التاسع والثلاثون، أوابك، 2012.

الشكل- 15: الإنتاج العالمي السنوي من النفط التقليدي 2003 - 2012



الشكل- 16: تطور الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في العالم. 2003 - 2012



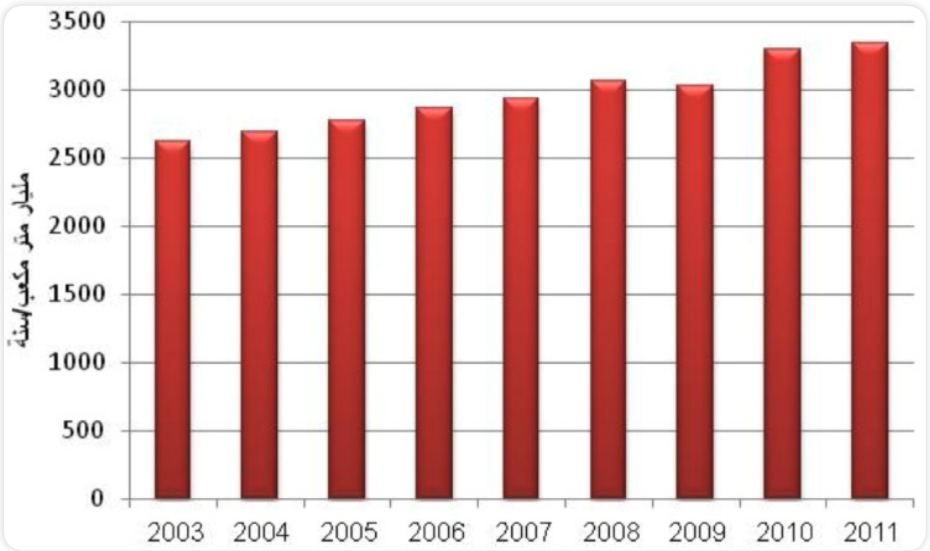
ومطلع عام 2012 أكثر من 26.6 تريليون متر مكعب (**الشكل- 17**)، أي أنه قد تم خلال تلك الفترة إضافة قرابة 39.8 تريليون متر مكعب إلى الاحتياطي العالمي.

تراجع عدد الاكتشافات العملاقة على اليابسة وتأثيره الفعلي على الاحتياطيات

يميل بعض الباحثين إلى اعتبار أن مصادر النفط والغاز على اليابسة باتت تواجه شبح النضوب بسبب عدم تحقيق اكتشافات عملاقة في السنوات الأخيرة، حيث أن معظم الاكتشافات العملاقة التي تمد العالم اليوم بحوالي ثلثي حاجته من النفط قد تم اكتشافها في الستينات والسبعينات من القرن الماضي.

لكن الواقع قد يبدو مختلفاً شيئاً ما عن ذلك، إذ تم عملياً اكتشاف أكثر من خمسة عشر حقلاً عملاقاً في المغمورة خلال العقد المنصرم، يزيد مجموع احتياطياتها على 25

الشكل- 17: الإنتاج السنوي العالمي من الغاز الطبيعي 2003 - 2011



مليار برميل. وقد نشرت مجلة النفط والغاز في عام 2007 بحثاً أكد أن احتياطيات النفط في المغمورة تعادل عموماً 41% من إجمالي احتياطيات النفط العالمية[i]، مما يعني (في حال عدم تغير الأرقام) أن المغمورة تحتوي على حوالي 514 مليار برميل من الاحتياطيات العالمية المؤكدة من النفط في عام 2013، لكن هذه البيانات تغيرت لاحقاً.

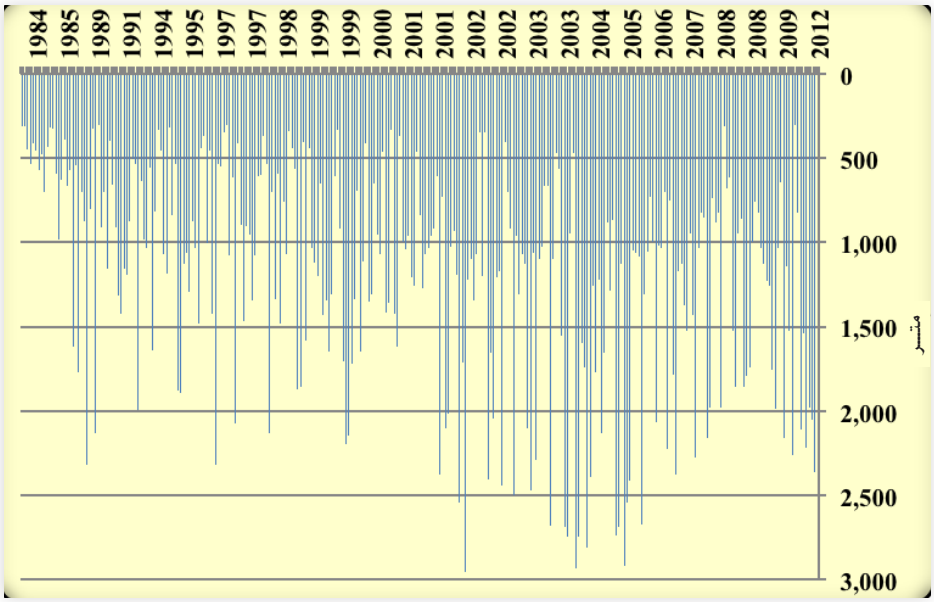
وقد لعبت التقنيات الحديثة دوراً هاماً في تطوير الصناعة البترولية في المغمورة، حيث ساهمت كما ذكر سابقاً في حفر آبار عميقة ضمن مياه سحيقة، كما سمحت بنصب منصات إنتاج وتخزين ونقل عائمة، وهذا ما جعل عمليات وضع الحقول الواقعة في المغمورة على الإنتاج تتم بسرعة قياسية مقارنة بما كان الحال عليه من قبل. وقد بات الحفر في المياه العميقة قاعدة في بعض مناطق العالم، مثل خليج المكسيك[ii]، حيث يظهر **الشكل-18** أن معظم الآبار التي حفرت خلال الفترة الممتدة بين منتصف السبعينات من القرن الماضي، وحتى نهاية عام 2012، كانت ضمن المياه العميقة والسحيقة، والتي بلغت أحياناً 2953 متراً.

وعلى الرغم من أن تراجع عدد الاكتشافات على اليابسة في منطقة معينة من العالم، لا يعني تراجع هذا العدد في باقي مناطق العالم، إلا أنه قد يعطي مؤشراً عن تأثير هذا التراجع على الإنتاج، خاصة مع الأخذ بعين الاعتبار أن الفترة الممتدة بين تحقيق الاكتشاف وبين وضع المكمن أو الحقل على الإنتاج تكون أطول في المغمورة مما هي

i Sandrea Ivan and Sandrea Refael, Global Offshore Oil Exploration trends show continued promise in world's offshore basins, Oil and Gas Journal, 3/5/2007.

ii مصدر البيانات: Oil and Gas Journal. Status of US Gulf of Mexico deepwater discoveries. 2013.

الشكل - 18: أعماق الآبار المحفورة في خليج المكسيك



عليه على اليابسة بسبب الصعوبات التقنية، كما أن حقول الغاز تحتاج عموماً لوقت أطول من حقول الحقول النفط.

ويمكن في هذا المجال الإشارة إلى تراجع عدد الاكتشافات في المملكة المتحدة بين عامي 1982 وحتى عام 2010، حيث يبين (الشكل-19) التناقص الواضح في عدد هذه الاكتشافات[i]، وهو ما يبدو مرتبطاً بشكل ما مع تراجع تقديرات الاحتياطي المؤكد، كما يبدو واضحاً تراجع كميات الإنتاج السنوية من النفط. وإن كان من الواجب الإشارة إلى أن التطورات التقنية والاكتشافات الجديدة (رغم تراجع عددها الإجمالي) قد ساهمت كما يبدو في ارتفاع تقديرات الاحتياطي لاحقاً في المملكة المتحدة التي قدر الاحتياطي فيها بأكثر من 3 مليار برميل في نهاية عام 2012 مقابل 2.8 مليار برميل في نهاية عام 2011.

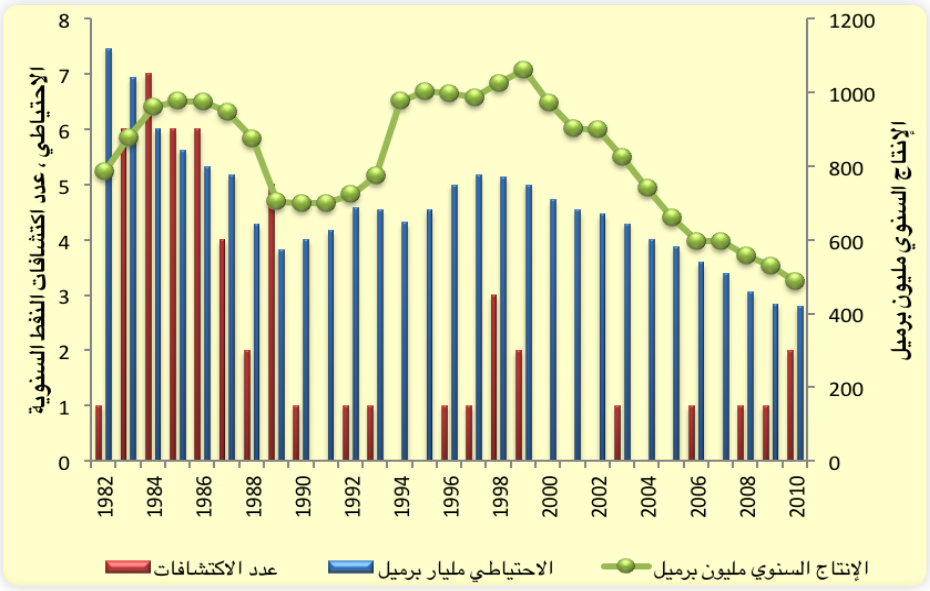
ويظهر **الجدول -1** بيانات **الشكل - 12** بشكل أكثر تفصيلاً

وفي الربع الأول عام 2011، انخفضت نشاطات الحفر في القسم البريطاني من بحر الشمال بمعدل 25%، وذلك استناداً إلى بيانات نشرتها مؤسسة North West Europe Review التي تعنى بتوثيق عمليات الحفر والترخيص في الرصيف القاري في المملكة المتحدة[ii]. وتضمنت البيانات أن عدد الآبار التي تم البدء بحفرها خلال

i Government Services and Information, website: https://www.gov.uk/

ii Oil Voice, 8/4/2011

الشكل- 19: عدد اكتشافات النفط على اليابسة في المملكة المتحدة، 1982 - 2010



الربع الأول من ذلك العام بلغ 9 آبار فقط، منها 5 آبار استكشافية، و4 آبار تقييمية، وذلك مقارنة مع 12 بئراً تم حفرها في الربع الأول من عام 2010.

كما لم تحقق المملكة المتحدة سوى اكتشاف واحد للنفط على اليابسة ما بين عام 2010 ومطلع عام 2013، حيث ذكرت شركة Alamo Energy Corp أنها اكتشفت النفط جنوبي لندن في West Sussex، وقدرت الاحتياطي المكتشف بما يتراوح بين 35 - 61 مليون برميل[i]، وهو رقم يعد متواضعاً في دولة أنتجت حوالي 490 مليون برميل في عام 2010.

ويبدو أن تراجع معدلات إنتاج النفط، وحاجة البلاد المتزايدة إلى الطاقة، لعبت دوراً هاماً في التوجه نحو المصادر غير التقليدية في البلاد، حيث ساهمت في رفع الحظر عن تطوير حقول غاز السجيل، فقد ذكرت الحكومة البريطانية في نهاية عام 2012 أنها سوف تسمح بإعادة عمليات الاستكشاف في مجال غاز السجيل متضمنة الحفر الأفقي والتشقيق الهيدروليكي، وأكد وزير الطاقة والتغير المناخي في حينها أن الحكومة سوف تصرح بعودة عمليات التطوير بشرط أن تخضع عمليات التشقيق الهيدروليكي لضوابط خاصة تعمل على الحد من مخاطر النشاطات الزلزالية في نطاق العمل.

i Trading Markets, 18/1/2011

الجدول 1-: عدد الاكتشافات على اليابسة والاحتياطي والإنتاج السنوي من النفط في المملكة المتحدة

السنة	عدد الاكتشافات	الاحتياطي مليار برميل	الإنتاج السنوي مليون برميل
1982	1	7.5	784.8
1983	6	6.9	877.4
1984	7	6.0	960.8
1985	6	5.6	976.5
1986	6	5.3	974.9
1987	4	5.2	946.4
1988	2	4.3	874.5
1989	5	3.8	704.1
1990	1	4.0	700.2
1991	0	4.2	700.5
1992	1	4.6	723.2
1993	1	4.5	773.6
1994	0	4.3	976.3
1995	0	4.5	1003.4
1996	1	5.0	998.3
1997	1	5.2	986.1
1998	3	5.1	1024.7
1999	2	5.0	1061.8
2000	0	4.7	973.3
2001	0	4.5	903.9
2002	0	4.5	899.0
2003	1	4.3	823.8
2004	0	4.0	740.1
2005	0	3.9	660.4
2006	1	3.6	597.1
2007	0	3.4	597.8
2008	1	3.1	557.1
2009	1	2.8	529.9
2010	2	2.8	488.7

يذكر أن التشقيق الهيدروليكي في عمليات الاستكشاف كان قد حظر في المملكة المتحدة منذ أيار/مايو عام 2011 وذلك بعد أن تم رصد هزة أرضية خفيفة في حوض Bowland شمال إنجلترا، وهو الموقع الوحيد في البلاد الذي جرت فيه هذه عمليات التشقيق الهيدروليكي سابقاً، وكانت الجمعية الجيولوجية البريطانية قد أعلنت أن هذا الحوض يحتوي على حوالي 8.5 تريليون متر مكعب من الغاز، وهو ما يزيد بحوالي 50% عن تقديرات سابقة. وقد ذكر الوزير البريطاني في تصريح له أن غاز السجيل يشكل مصدراً محتملاً هاماً للطاقة في المملكة المتحدة يمكن أن يساهم في أمن الطاقة وفي تقليل اعتماد البلاد على الغاز المستورد[i].

وفي مطلع عام 2013، نشرت North West Europe Review مراجعة شاملة لنشاطات الحفر في المغمورة ضمن شمال غرب أوربا، أشارت فيه إلى أن المنطقة برمتها شهدت حفر 124 بئراً استكشافياً وتقييمياً خلال عام 2012، وهو ما مثل زيادة بنسبة 2% فقط مقارنة بعام 2011 الذي حفر خلاله 122 بئراً، بينما ارتفعت نشاطات الحفر في الرصيف القاري ضمن المملكة المتحدة بنسبة 33% حيث تمت المباشرة بحفر 65 بئراً، مقارنة بحفر 49 بئراً عام 2011، كما منحت الحكومة البريطانية[ii] موافقات على تطوير 21 حقلاً في المغمورة، إضافة إلى توقيع 80 عقداً وترخيصاً مختلفاً.

وقد ذكرت «وكالة التجارة البريطانية لصناعة النفط والغاز في المغمورة» أن قطاع خدمات الآبار في المملكة المتحدة شهد ازدهاراً واضحاً عام 2012، حيث حصلت الشركات العاملة في الحفر والإكمال والاختبار والصيانة على عوائد زادت عن 3 مليار دولار في ذلك العام، وهو ما يعتبر أعلى رقم مسجل في هذا المجال منذ عام 1996، وعزت الوكالة هذا الارتفاع إلى تنامي العمليات في الرصيف القاري[iii].

من جهة أخرى، كان لتراجع عدد الاكتشافات على اليابسة دور الحافز في العودة إلى الحقول القديمة، وإعادة تقييم إمكاناتها في ضوء مستجدات تغير الأسعار من جهة، وتطور التقنيات اللازمة للإنتاج منها من جهة أخرى، وهذا ما جعل الحكومة البريطانية تمنح موافقتها في مطلع عام 2013 لشركة Statoil على خطة تزيد قيمتها عن 7 مليارات دولار لإنتاج النفط الثقيل من حقل Mariner الواقع في شمال بحر الشمال والذي اكتشف عام 1982 على بعد 150 إلى الشرق من جزر Shetland،

---

i Oil and Gas Financial Journal, 13/12/2012

ii UK offshore drilling and deal activity closes on a high in 2012 setting positive expectations for 2013, North West Europe End of Year Review 2012, January, 2013. website: http://www.psg.deloitte.com/ResourcesOilGasReportsNWEuropeEndYearReview2012_20130115.asp

iii Energy Business Review, Oil and Gas UK reports record growth in well services sector in 2012, 24/5/2013.

وكانت التكنولوجيا اللازمة لإنتاج هذا النوع من النفط غير متوفرة في ذلك الحين. ومع التطورات التي شهدها عقد التسعينات من القرن الماضي (الحفر الأفقي وتقنيات الإكمال المتطورة)، أبقت الشركة المديرة لعمليات الحقل (Texaco) كل خياراتها مفتوحة، لكن التقدم بقي بطيئاً جداً. وفي عام 2005 أعلنت الحكومة البريطانية أن الحقل معروض للتطوير وأعيد توزيع الحصص للترخيص، ورغم كل التطورات التقنية، إلا أن شركة Statoil لا تتوقع أن يبدأ الإنتاج من الحقل قبل عام 2017 ومن المحتمل أن يستمر حتى عام 2047، بحيث ينتج بمعدل 55 ألف برميل يومياً بين عامي 2017 – 2020. ومن المقرر أن يتم تطوير الحقل عبر منصات ستحفر 50 بئراً، بينما سيجري استخدام منصات تخزين عائمة بسعة تبلغ 850 ألف برميل[i].

دور المياه العميقة في تطور الإنتاج والاحتياطي

يلعب الإنتاج من المياه العميقة وحصته من مزيج الطاقة دوراً لا يمكن الاستهانة به حالياً، ويبدو جلياً أنه سيستمر في لعب هذا الدور في المستقبل في ضوء تنامي الطلب العالمي على الطاقة وتنامي كثافة الطاقة في الدول المتطورة، إضافة إلى ارتفاع مستوى الاستهلاك في الاقتصادات الناشئة كالهند والصين، وهذا ما سوف يزيد من أهمية دور الإنتاج من المغمورة عموماً ومن المياه العميقة على وجه الخصوص، ويمكن دعم هذه الاستنتاجات من خلال المؤشرات التالية:

1. **تضاعفت طاقة الإنتاج من المغمورة ثلاث مرات بين عامي 2000 و2010، حيث ارتفعت كمية الإنتاج من المياه العميقة من 1.5 مليون برميل في اليوم عام 2000 إلى أكثر من 5 مليون برميل في اليوم عام 2009، وأشارت التوقعات قبل حادث اندفاع Macondo في خليج المكسيك إلى أن الإنتاج من المياه العميقة سيصل إلى 10 مليون برميل في اليوم عام 2015، وهو رقم أعلى نسبياً من الزيادة التي كانت متوقعة للإنتاج من اليابسة.**

2. **يتنامى دور الاكتشافات في المياه العميقة على المستوى العالمي بشكل مضطرد، فمنذ عقد التسعينات من القرن الماضي اتخذ حجم احتياطيات النفط في المغمورة منحى متزايداً لترتفع أهميته أكثر فأكثر خلال الفترة الراهنة. وقد شكلت اكتشافات المياه العميقة ما بين عامي 2006 و2009 حوالي 54% من إجمالي الاكتشافات على اليابسة وفي المغمورة، وفي عام 2008 تحديداً أضافت الاكتشافات في المياه العميقة حوالي 13.7 مليار برميل مكافئ نفط إلى الاحتياطيات العالمية.**

تعتبر اكتشافات المياه العميقة التي تحققت خلال العقود القليلة المنصرمة أكبر بكثير من الاكتشافات على اليابسة، حيث بلغ متوسط حجم الاكتشاف الواحد في المغمورة عام 2009 حوالي 150 مليون برميل مكافئ نفط، مقابل متوسط بلغ 25 مليون برميل مكافئ نفط على

i Offshore Magazine, 15/2/2013

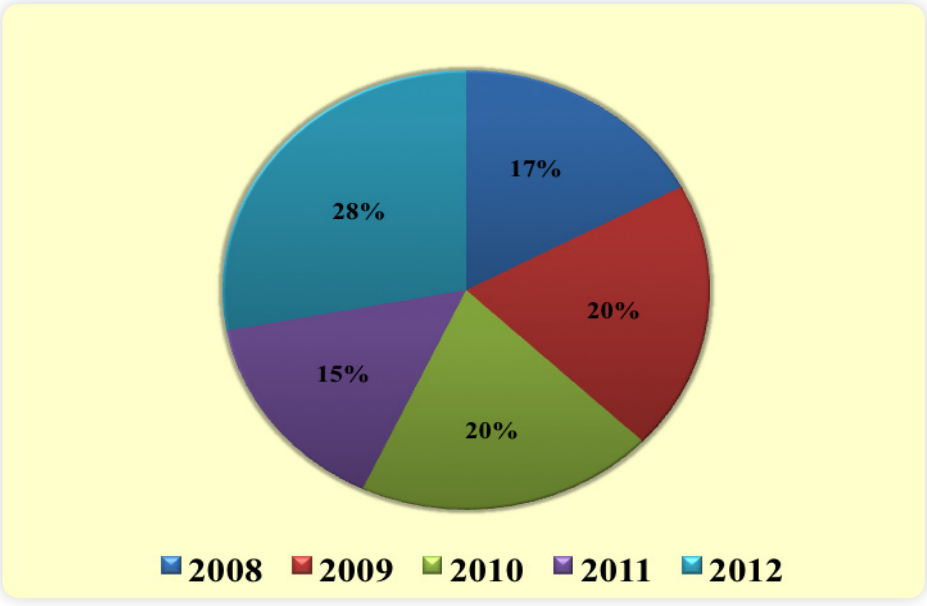
اليابسة، وهو ما يمثل ستة أضعاف الاحتياطي[i]. وقد شهد عام 2012 تحقيق 52 اكتشاف في المغمورة ضمن مياه يزيد عمقها عن 1220 م، وتمثل حوالي 35% من إجمالي عدد الاكتشافات التي تحققت خلال ذلك العام، (**الجدول -2**)، بينما سجل 28 اكتشافاً فقط على تلك الأعماق عام 2011، و37 اكتشافاً في كل من عامي 2010 و2009، و32 اكتشافاً عام 2008.

ويلاحظ من **الجدول - 2 و الشكل-20** أن هناك قفزة في عدد الاكتشافات التي تحققت في عام 2012 مقارنة مع عدد الاكتشافات في السنوات الأربع التي سبقت.

الجدول 2-: عدد الاكتشافات في المياه التي يزيد عمقها عن 1220 م

العام	عدد الاكتشافات
2008	32
2009	37
2010	37
2011	28
2012	52

الشكل- 20: نسبة عدد الاكتشافات كل عام في مياه يزيد عمقها عن 1220 م



i IHS CERA: The Role of Deepwater Production in Global Oil Supply, 30/6/2010. http://press.ihs.com/press -release/energy -power/ihs -cera -role -deepwater -production -global -oil -supply

وإذ ينظر إلى خليج المكسيك كلاعب هام من المساهمين في ازدهار الإنتاج من المغمورة، إلا أن الدور الذي باتت تلعبه البرازيل ودول غرب أفريقيا أصبح أكبر من أن يغفل عنه، كما أن الاهتمام بالمناطق الأخرى التي تمثل تحدياً تقنياً كبيراً لا زال يتنامى، مثال ذلك الاهتمام الذي توليه الشركات البترولية لتطوير حقول ألاسكا، فقد وضعت شركة BP خططاً أعلنت عنها في شهر حزيران/يونيو 2013، لإضافة 1 مليار دولار مصحوبة بمنصتي حفر إلى استثماراتها في حقول «منحدر ألاسكا الشمالي» خلال السنوات الخمس المقبلة، وذلك نظراً لتغير سياسة الضرائب النفطية التي أقرها حاكم ألاسكا وباتت جزءاً من قانون الولاية. وتقضي الخطط بزيادة نشاطات الحفر وتطوير المعدات الموجودة حالياً وإضافة 200 فرصة عمل، مما يتوقع له أن يرفع من فعالية عمليات الشركة من جهة ويدعم اقتصاد الولاية من جهة أخرى.

كما تعمل الشركات الروسية على مراجعة خططها لتطوير بعض الحقول في القطب الشمالي، ومثلها النرويج التي أعلنت في شهر نيسان/أبريل 2013 أنها أعطت الضوء الأخضر للبدء في دراسة تعنى بمعرفة التأثير البيئي لعمليات الاستكشاف والإنتاج في المياه القطبية قرب جزيرةLofoten ، حيث تحتوي تلك المنطقة على ثروة هائلة من أسماك القد (Cod)، ويقدر أنها تحتوي على 1.27 مليار برميل من النفط ضمن خمسين منطقة مأمولة[i]. وتأخذ هذه الدول بعين الاعتبار وجود عوائق مختلفة تقف في وجه الحفر في تلك المياه، من أهمها:

1. **الاستثمارات الرأسمالية الهائلة التي تتحدى تطوير هذا النوع من المشاريع وترفع معامل الخطورة فيها.**
2. **أهمية تحديد مواقع تحتوي على مصادر كبيرة من جهة، ويمكنها الإنتاج بمعدلات مرتفعة من جهة أخرى، ليكون زمن استرداد التكلفة (Pay off time) معقولاً.**
3. **الاعتبارات البيئية.**

تقديرات احتياطي النفط والغاز في المغمورة

عرفت المياه العميقة لفترة طويلة من الزمن بأنها المياه التي يزيد عمقها فوق الجرف القاري (Reef) عن 330 م (ألف قدم). ومع التطور المتلاحق في معدات الحفر والإنتاج والتقنيات الهندسية التي تعنى بشؤون البترول في المغمورة، باتت المياه العميقة تعرف بأنها تلك التي يزيد عمقها عن 500 متر. وتعمل العديد من شركات النفط العالمية ضمن مياه سحيقة، فعمليات الحفر الحالية التي تقوم بها شركة Shell في مشروع Perdido في خليج المكسيك، تجري على بعد 320 كم عن الشاطئ، في مياه يزيد

i Penn Energy, Norway agrees to impact study towards oil & gas drilling in arctic waters, 22/4/2013. http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2013/04/norway -agrees -to -impact -study -on -oil -gas -exploration -in -arctic -w.html

عمقها عن 2430 متراً، وعملت شركة Anadarko Petroleum في منتصف عام 2007 على منصة حفرت في مياه يقارب عمقها عمق مياه مشروع Perdido، وأنتجت الغاز من حقل يبعد عن شاطئ New Orleans حوالي 298 كم[i].

في عام 2000، شكلت الاحتياطيات العالمية المؤكدة في المياه العميقة حوالي 12.3% من مجمل الاحتياطيات الواقعة في المغمورة، بزيادة 8% عما كانت عليه في مطلع التسعينات من القرن المنصرم.

وفي تقريرها السنوي عن احتياطيات البترول، قدرت مجلة Oil and Gas Journal في مطلع عام 2006، أن حجم احتياطيات النفط العالمية في المغمورة يبلغ 135 مليار طن (حوالي 985 مليار برميل)[ii]، منها 38 مليار طن (277 مليار برميل) احتياطيات مؤكدة، كما قدرت احتياطيات الغاز بحوالي 140 تريليون متر مكعب، منها 40 تريليون متر مكعب مؤكدة.

وحتى عام 2009 كانت الحقول الواقعة المياه الضحلة تحتوي على معظم الاحتياطيات المؤكدة المعروفة، بينما تغطي المياه العميقة حقولاً تحتوي على 10 مليار طن مكافئ نفط من هذه الاحتياطيات، يتوزع غالبها على خليج المكسيك، و البرازيل، و غرب أفريقيا[iii].

وقد نشرت هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية USGS في عام 2012، تقديراتها للمصادر العالمية غير المكتشفة من النفط والغاز، وقدرت أن منطقة الشرق الأوسط وشمال أفريقيا تحتوي على حوالي 16 تريليون متر مكعب من الغاز الطبيعي في حزام طي زاغروس والمغمورة في حوض البحر الأحمر، وحوض شرقي المتوسط، ودلتا النيل. وقدرت وجود قرابة 10.5 تريليون متر مكعب من الغاز شرقي أفريقيا في تنزانيا، وموزمبيق، ومدغشقر، وجزر سيشيل. وقدرت أن ثلاثة أقاليم في شرق المحيط الهندي تحتوي على 1.75 تريليون متر مكعب من المصادر غير المكتشفة[iv].

كما قدرت أن المغمورة قبالة سواحل برونای تحتوي على 3.6 مليار برميل من النفط. وفي جنوب أمريكا ومنطقة الكاريبي، قدرت الهيئة وجود 55.6 مليار برميل من النفط تحت الطبقات الملحية في أحواض Santos، وCampos، وEspirito Santo.

---

i Hays Kristen, Going deeper than the rest, Houston Chronicle, May 2, 2009.

ii كل واحد طن متري يعادل 7.3 برميل تقريباً.

iii Chen Wei, Going Deeper: China's Offshore Oil and Gas Industry, Proceedings of the Nineteenth (2009) International Offshore and Polar Engineering Conference, Osaka, Japan, June 21 -26, 2009.

iv USGS, An Estimate of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of the World, 2012.

تتميز أعمال التنقيب و التطوير في المياه العميقة، بما يلي:

1. عامل مخاطرة مرتفع، و متطلبات تقنية عالية، واستثمارات كبيرة.
2. الحقول المكتشفة كبيرة نسبياً، والمردود الاقتصادي عالٍ.
3. معدلات الإصابة في عمليات الحفر عالية مقارنة بعملياتٍ الحفر على اليابسة، فقد وصلت نسبة الإصابة في البرازيل إلى 50%، وفي خليج المكسيك إلى 33%، وفي النرويج و وروسيا إلى 42%، و وصلت في منطقة بحر الشمال إلى 24%.

وعموماً، يتوقع لصناعة النفط والغاز في المغمورة أن تتابع نموها باضطراد خلال السنوات القادمة، حيث ترى شركة البترول البريطانية BP في منظورها لعام 2030، أن ذلك النمو المتوقع سيكون له ما يبرره، مثل[i]:

1. تزايد عدد سكان العالم، حيث يمكن أن تبلغ الزيادة المتوقعة بين عامي 2012 و2030 حوالي 1.4 مليار نسمة.
2. احتمال تزايد الناتج الإجمالي المحلي GDP مدفوعاً بالاقتصادات الصغيرة والمتوسطة.
3. تحسن كفاءة الطاقة التي يتوقع أن تستمر في التزايد.

وتشير البيانات إلى أن الإنتاج النفطي العالمي من المغمورة بلغ 9.35 مليار برميل عام 2008 أي ما يعادل حوالي 30% من إجمالي إنتاج النفط في ذلك العام والذي بلغ حوالي 30.7 مليار برميل. أما إنتاج الغاز الطبيعي من المغمورة في نفس العام فوصل إلى 759 مليار متر مكعب ، بينما قدر الغاز الطبيعي المسوق في العالم عام 2008 بحدود 3 تريليون متر مكعب. ومن خلال نظرة إيجابية إلى منظور النفط والغاز، توقع معهد GBI للأبحاث أن يصل إنتاج النفط العالمي من المغمورة إلى 9.85 مليار برميل عام 2015، أي بزيادة 500 مليون برميل عن إنتاج عام 2008، بينما توقع أن يبقى إنتاج الغاز الطبيعي قريباً من معدل عام 2008. ويبين **الشكل-21** واقع الإنتاج وتوقعاته حتى عام 2020.

ومن الواضح أن توقعات المعهد المذكور تصل إلى ذروتها بين عامي 2013 - 2014 لتعود إلى التراجع بعدها متأثرة بتراجع معدلات الإنتاج من أوربا ومنطقة بحر الشمال (بريطانيا والنرويج بشكل رئيسي) من جهة، وعدم الموثوقية في تقديرات الاحتياطيات المتوقع اكتشافها حتى عام 2020.

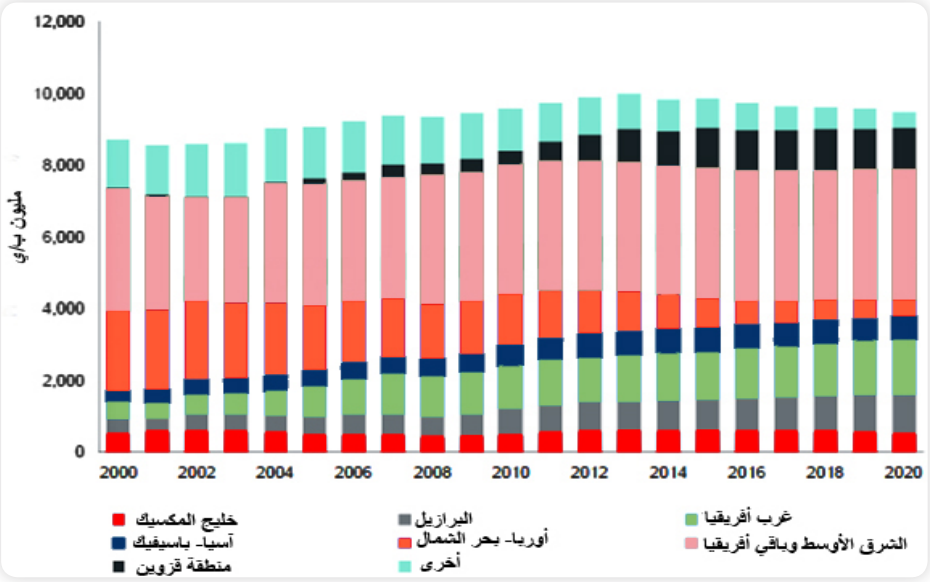
بينما تشير نفس التقديرات إلى أن قيم الإنتاج في دول الشرق الأوسط وشمال أفريقيا ستحافظ حتى عام 2020 على معدل شبه ثابت يقارب 3.8 مليار برميل[ii].

---

i BP Energy Outlook 2030, London, January 2012.

ii GBI Search, The Future of the Offshore Oil and Gas Industry to 2020, November, 2009.

الشكل- 21: توقعات إنتاج النفط من المغمورة حتى عام 2020



ويلاحظ أن البرازيل ودول غرب أفريقيا ستلعب دوراً هاماً في الحفاظ على معدلات الإنتاج من المغمورة، فدول مثل أنغولا ونيجريا وساحل العاج وغينيا تمتلك احتياطيات كبيرة ساهمت خلال السنوات العشر الماضية في زيادة معدل الإنتاج العالمي، ويمكن للمشاريع الجديدة في تلك المنطقة أن تساهم في رفد ذلك الإنتاج بمزيد من الكميات.

أما خليج المكسيك، ونتيجة الاحتياطيات المتميزة فيه وشروط الاستثمار البسيطة نسبياً، فقد كان حتى سنوات قليلة خلت يعتبر من بين المنتجين الثابتين للنفط من المغمورة، لكن التراجع الذي شهدته معدلات إنتاجه خلال الفترة المنصرمة يمكن أن يعزى إلى عدم تحقيق اكتشافات كافية لتعويض كميات الإنتاج، بينما يمكن للمشاريع الجديدة التي وضعت على الإنتاج مثل مشروع «محور Perdido»، أن تساهم في رفع معدلات الإنتاج من المنطقة بشكل تدريجي.

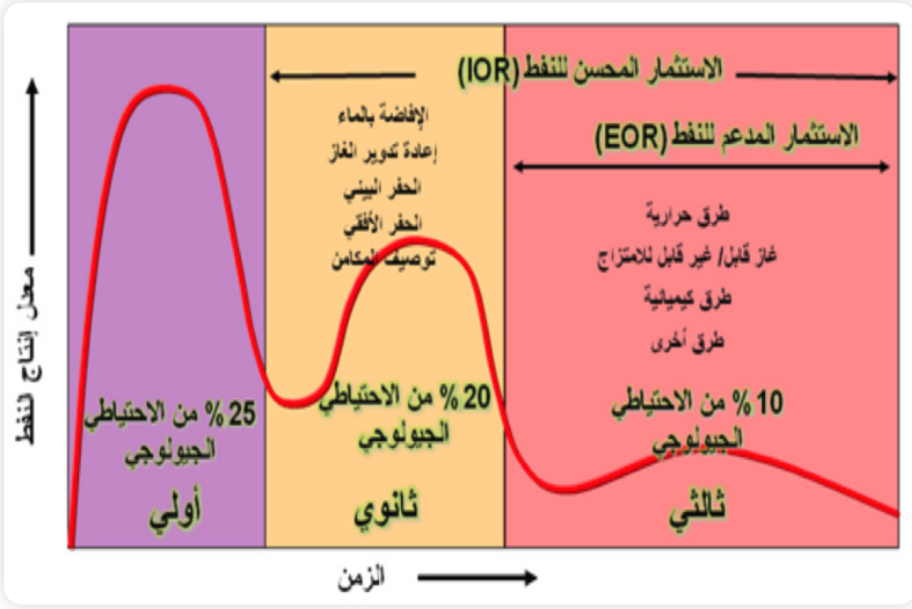
أما الإنتاج من المغمورة في منطقة آسيا والباسيفيك فتقف خلفه بشكل رئيسي إندونيسيا وفيتنام وتايلاند وماليزيا والصين. وقد شهدت ماليزيا تراجعاً في معدلات الإنتاج في السنوات الأخيرة بسبب وصول العديد من حقولها لمرحلة النضوج، لذلك يعتقد أن قصب السبق سيكون للصين تليها فيتنام بشكل أقل تأثيراً.

الاستخلاص المحسن للنفط في المغمورة

رغم كل الصعوبات التي تواجه تطوير الحقول في المغمورة، إلا أن الاستخلاص

المحسن للنفط يظهر كخيار اقتصادي يفرض نفسه أحياناً، فحتى عام 2008 كان مجموع ما أنتج من النفط في المغمورة حول العالم لا يتجاوز 25% من الاحتياطيات المكتشفة، وهو رقم يقارب القيمة الوسطية لمعامل الاستخلاص (Recovery Factor) في حقول اليابسة. وعند النظر إلى التحليل الكمي لمستقبل النفط والغاز، يبدو أن الاستخلاص المحسن للنفط في المغمورة قد يكون ذا ريع اقتصادي أكثر حتى من تحقيق اكتشافات جديدة. قدرت المصادر العالمية المعروفة من النفط التقليدي بحوالي 11 تريليون برميل، وهي لا تتضمن النفط الثقيل جداً في فنزويلا، ولا رمال القار في كندا، وقد أنتج العالم ما يزيد قليلاً عن 1 تريليون برميل من هذه المصادر حتى اليوم. ورغم أن طرق الاستخلاص المحسن المعروفة يمكن أن تساهم في إنتاج 10 – 20% من الاحتياطي الجيولوجي[i] (**الشكل-22**)، إلا أن حوالي 3% فقط من الإنتاج العالمي يعتمد على هذه الطرق.

الشكل- 22: تصنيف طرق إنتاج النفط حسب التقنية المستخدمة، ومعامل الاستخلاص الوسطي



وتشير إحدى الدراسات[ii] التي نشرتها Oil and Gas Journal إلى أن التكاليف الرأسمالية لهذه الطرق يمكن أن تتراوح بين 2 – 4 دولارات للبرميل الواحد، مقابل كلفة أعلى بكثير لتطوير الحقول في المياه العميقة والتي يمكن أن تصل إلى 4 – 6 دولار

i تركي حمش، الاستخلاص البترولي المحسن، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 36، العدد 133، ربيع 2010.

ii Rafael Sandrea , Future World Oil & Gas Supply, 1st Yemen Energy Forum, 2009.

للبرميل، يضاف لها 12.8 دولار للبرميل تمثل كلفة الحصول على الترخيص و14.4 دولار للبرميل للوصول إلى الاحتياطيات وتطويرها، وذلك حسب تقديرات عام 2006. كما تؤكد الدراسة أن الصناعة البترولية تحتاج لإنفاق 200 - 400 مليار دولار على طرق الاستخلاص المحسن لزيادة معامل الاستخلاص بمقدار 1%، وهو ما سوف يضيف حوالي 100 مليار برميل إلى الاحتياطيات القابلة للإنتاج، بينما تنفق هذه الصناعة سنوياً 260 مليار دولار على البحث والتطوير، دون أن تزيد حصيلة هذا الإنفاق عن 10 مليار برميل في السنة.

رغم ذلك، تشير الوقائع إلى أن الخطوات المتخذة في مجال الاستخلاص المحسن في المغمورة لا تزال في مراحلها الأولى بالنسبة إلى أهمية وحجم الاحتياطيات المعروفة، لكنها تسير في الاتجاه الصحيح.

ومن الأمثلة على هذه الخطوات، الاتفاق الذي عقد بين شركتي Petronas ، وShell Malaysia عام 2011، لاستخدام تقنيات الاستخلاص المدعم EOR في مشروعي Sarawak و Sabah قبالة السواحل الماليزية. ويغطي الاتفاق عقود مشاركة بالإنتاج تمتد لثلاثين عاماً يقوم الطرفان خلالها بالعمل على رفع معامل الاستخلاص من منطقتي Barma Delta، وNorth Sabah، وذلك باستخدام الطرق الكيميائية في الحقلين (تقنيات حقن القلويات والبوليميرات ومنشطات التوتر السطحي)، مما قد يساهم في رفع معدل الإنتاج منهما بحوالي 90 - 100 ألف برميل مكافئ نفط في اليوم، إضافة إلى رفع معامل الاستخلاص[i] من 35% إلى 50%، وإبقاء الحقلين على الإنتاج إلى ما بعد عام 2040. وقد جرى في مطلع عام 2012 توقيع عقدي مشاركة بالإنتاج بين الشركتين في هذا الخصوص، تضمنا تطوير 6 حقول في المنطقة الأولى و3 حقول في المنطقة الثانية[ii].

يذكر أن احتياطيات حقل Sabah لوحده تقدر بحوالي 11 تريليون قدم مكعب من الغاز، و1.5 مليار برميل من النفط، أي ما يعادل 12% و15% من احتياطيات الغاز والنفط في ماليزيا.

بعض اكتشافات النفط والغاز في المغمورة عامي 2012 و2013

يصعب أن تكتمل صورة الحديث عن النفط والغاز في المغمورة بدون الإشارة إلى شيء من النتائج العملية لهذه النشاطات، وفي هذا المقام يمكن ذكر بعض الاكتشافات التي تحققت في المغمورة عربياً عامي 2012 و2013، ومنها:

---

i Petronas, Shell consider first -ever field -scale chemical EOR offshore Malaysia, Offshore Magazine, 11/11/2011.

ii Shell, Petronas combine for EOR projects offshore Malaysia, Offshore Magazine, 17/1/2012.

في **السعودية**، حققت شركة أرامكو السعودية اكتشافاً جديداً للغاز في حوض «مديان» في البحر الأحمر على بعد 26 كم شمال غرب ميناء «ضبا»، وأنتج البئر «شعور» بمعدل 0.28 ملايين متر مكعب في اليوم عند اختباره على عمق 5395 م، وبمعدل 0.15 مليون متر مكعب في اليوم عند اختباره على عمق 5265 م، وسوف يتم تطوير الاكتشاف الجديد لتوليد الطاقة الكهربائية لتغذية شمال غرب المملكة. وفي نفس السياق تخطط أرامكو لبدء إنتاج الغاز في عام 2013 من حقل «مديان» قرب مدينة تبوك والذي اكتشف في الثمانينات من القرن الماضي، حيث سيتم نقل الغاز إلى «ضبا» التي سيتم بناء محطة توليد كهربائية فيها، وقد قامت أرامكو بمنح عقد لهيئة الموانئ السعودية للبدء بإنشاء التسهيلات السطحية ومنها رصيف وساحة تخزين[i].

وحققت **قطر** اكتشافاً جديداً للغاز يعتبر الأول من نوعه منذ عام 1971، وأتى الاكتشاف عن طريق شركة Wintershall العاملة في القاطع 4، قريباً من حقل الشمال العملاق، ضمن مياه عمقها 70 متراً، وكانت الشركة قد دخلت في اتفاقية استكشاف ومشاركة بالإنتاج مع قطر للبترول في عام 2008، ثم دخلت معهما شركة Mistui Gas Development Qatar في عام 2010. وقدر الاحتياطي المكتشف بحوالي 70 مليار متر مكعب[ii].

وفي **مصر** حققت شركة Kuwait Energy Plc اكتشافاً جديداً للنفط في المنطقة (أ) من خليج السويس[iii] عبر البئر «أحمد – X – 1». حفر البئر إلى عمق 2110 م، وأنتج عند وضعه على الاختبار بمعدل 890 برميل مكافئ نفط يومياً من تشكيلة «كريم».

كما أنهت شركة Dana Petroleum بنجاح إكمال بئرين استكشافيين في خليج شمال زيت، هما «شرق مطر –X1» و«شمال مطر –X1». تم البدء بحفر بئر «شرق مطر –X1» في الخامس والعشرين من شباط/فبراير 2012، ووصل البئر إلى تداخل «رحمي» الرملي، وتشكيلة «كريم»، وأنتج عند وضعه على الاختبار 6153 ب/ي من النفط ، وحوالي 0.18 مليون متر مكعب من الغاز يومياً. أما بئر «شمال مطر –X1» فقد بدأ حفره في الثالث من نيسان/أبريل وصولاً إلى تشكيلة «كريم»، وأنتج عند وضعه على الاختبار 3630 ب/ي من النفط و 0.12 مليون متر مكعب من الغاز يومياً. وذكرت الشركة في حينها أن طاقة الاختبار خلال الإنتاج كانت محدودة بسبب المعدات المتوفرة[iv].

وفي الربع الثالث من عام 2012، حققت شركة BP Egypt اكتشافين للغاز في «شمال تورت» و«جنوب سيث» في منطقة امتياز شمال البرج البحرية الواقعة في

---

i Oil and Gas Journal, 16/11/2012

ii Offshore Magazine, 14/3/2013

iii الموقع الرسمي لشركة Kuwait Energy Plc، 3/3/2012

iv Oil Voice, 15/4/2012

دلتـا النيل، وذلك في مياه عمقها 110 أمتار و78 متراً على التوالي[i].

كما أعلنت وزارة البترول المصرية أن شركة British Gas حققت اكتشافاً جديداً للغاز الطبيعي في القاطع (8 ب) الواقع في منطقة امتياز البرج البحرية في البحر الأبيض المتوسط، على بعد 2.5 كيلومتر إلى الشمال الشرقي من رأس البر، في مياه عمقها 11 متراً. بلغ عمق البئر 2755 متراً، حيث وصل إلى مكمن من دور الميوسين استناداً لدراسة عميقة لنتائج مسح زلزالي ثلاثي الأبعاد. ومن المتوقع أن يصل معدل الإنتاج من الاكتشاف الجديد «هارتمان العميق -1» إلى 1.1 مليون متر مكعب يومياً، وقد قدر الاحتياطي المكتشف بحوالي 3.5 مليار متر مكعب من الغاز الطبيعي، و6.1 مليون برميل من المتكثفات[ii].

وفي أواخر عام 2012 صرحت شركة Dana Gas أنها تستعد لوضع خطة تطوير لاكتشاف «غرب سما -1» في دلتا النيل، والذي يقدر الاحتياطي الجيولوجي من الغاز فيه بما يتراوح بين 113 - 170 مليون متر مكعب، وهو اكتشافها الثاني للغاز في عام 2012، يذكر أن دانه غاز تنتج الغاز من 11 حقلاً في دلتا النيل، وقد بلغ إنتاجها عام 2011 قرابة 2.2 مليار متر مكعب من الغاز، و2.6 مليون برميل من سوائل الغاز الطبيعي[iii].

أما في باقي دول العالم، فيمكن الإشارة إلى الكثير من الاكتشافات بين المياه الضحلة إلى المياه العميقة والسحيقة، ومنها على سبيل المثال ما حققته شركة Chevron في **أستراليا** من اكتشاف للغاز عـبر البئر الاستكشافي Kentish Knock South-1 الذي حفـر في ميـاه عمقـها 1168 م، وبلغ عمـقه 3065 م، وذلـك في امتياز WA-365-P على بعد 280 كم شمال مدينة Exmouth قبالة السواحل الغربية لأستراليا، وقد اخترق البئر 75 م من السماكة الفعالة ضمن تشكيلة Mungaroo الرملية من عصر الترياسي[iv]. وهو يعتبر الاكتشاف العشرين للشركة قبالة السواحل الغربية لأستراليا منذ منتصف عام 2009.

وفي **تنزانيا**، حقق ائتلاف مكون من شركتي BG، وOphir Energy اكتشافهما الرابع للغاز قبالة سواحل جنوب تنزانيا عبر البئر Joradi-1، واستناداً إلى الدراسات الأولية قدرت المصادر المكتشفة القابلة للإنتاج بحوالي 70 - 125 مليار متر مكعب. وقد حفر البئر في مياه عمقها 1150م على بعد 39 كم من الشاطئ. وكان الائتلاف قد حقق ثلاثة اكتشافات سابقة منذ مطـلع عام 2012، هي Chaza-1 في القـاطع 1،

---

i Oil Voice, 28/8/2012

ii وزارة البترول المصرية، الموقع الرسمي، 20/7/2012

iii Oil and Gas Journal, 22/10/2012

iv Offshore Magazine, 7/2/2013.

و Chewa-1 وPweza-1 في القاطع 4. وقدر مجموع المصادر المكتشفة في الآبار الأربعة بحوالي 198 مليار متر مكعب من الغاز[i].

وفي **الهند**، حققت شركة Oil & Natural Gas Corp. Ltd (ONGC) اكتشافاً لثالث أكبر مكمن نفطي في مرتفع Mumbai في حقل D1 حيث كانت قد قدرت الاحتياطي الجيولوجي في الحقل بحوالي 600 مليون برميل، لكن اكتشافها الجديد رفع الاحتياطي الجيولوجي إلى 1 مليار برميل. يقع الحقل D1 في مياه يتراوح عمقها بين 85 – 90 متراً، ويبعد قرابة 200 كيلومتر عن سواحل مدينة مومباي. كما حققت الشركة اكتشافاً آخر للنفط عبر البئر BH-86 قبالة سواحل مومباي، والذي أنتج عند وضعه على الاختبار بمعدل 280 برميل من النفط يومياً، إضافة إلى 113 ألف متر مكعب يومياً من الغاز[ii].

وفي **ماليزيا**، أعلنت شركة Petronas عن تحقيق اكتشافين كبيرين للغاز في المغمورة قبالة سواحل Sarawak، حفر البئر الاستكشافي Kuang North-2 في القاطع «SK316» إلى عمق 3223 متر واخترق عموداً من الصخور الحاملة للغاز بسماكة 636 متر، وأشارت التقديرات الأولية إلى أن الاحتياطي الجيولوجي للحقل يبلغ 65 مليار متر مكعب. أما الاكتشاف الثاني فكان عبر البئر Tukau Timur Deep-1 الذي حفر إلى عمق 4830 متر واخترق 12 مكمناً حاملاً للغاز تبلغ السماكة الإجمالية لها 183 متر، وقدر الاحتياطي الجيولوجي في هذا الاكتشاف بحوالي 60 مليار متر مكعب، وهو يعتبر أول بئر عالي الضغط والحرارة يتم إكماله في Sarawak، كما يعتبر أعمق بئر حفرته الشركة[iii]. كما حققت شركة Lundin Petroleum اكتشافاً كبيراً للغاز في المغمورة ضمن القاطع PM 307 وذلك عبر البئر Tembakau-1 الذي يقع على بعد 30 كم إلى الغرب من أقرب بنية تحتية متوفرة للنفط والغاز. حفر البئر في مياه عمقها 67 م، وبلغ عمقه 1565 م. ولم توفر الشركة معلومات عن تقديراتها للاحتياطي المكتشف[iv].

وفي **النرويج**، حقق ائتلاف تقوده شركة Statoil ما يعتبر ثاني اكتشاف عملاق للنفط والغاز في بحر الشمال في حقل Havis في النرويج، ويقع على بعد 7 كم إلى الجنوب الغربي من اكتشاف Skrugard الذي حققه الائتلاف في مطلع عام 2011 ضمن نفس الترخيص. وقدرت شركة Statoil أن حجم الاحتياطي القابل للإنتاج يتراوح بين

---

i Oil and Gas Journal, 26/3/2012

ii Oil and Gas Journal, 14/8/2012

iii Offshore Magazine, 27/11/2012

iv Offshore Technology, 22/11/2012

400 – 600 مليون برميل مكافئ نفط في الاكتشافين، منها 200 – 300 مليون برميل مكافئ نفط في الاكتشاف الجديد. حفر البئر 7/7220 –1 ضمن منطقة Havis إلى عمق 2200 م ضمن مياه عمقها 365 م، واخترق 48 م من الصخور الحاملة للغاز، و128 م من الصخور الحاملة للنفط. وأكد رئيس الشركة في تصريح له أن حجم الاحتياطي ومواصفات المكمن المكتشف يجعله توأماً للاكتشاف السابق، وأن الاكتشافين فتحا ما يمكن اعتباره إقليماً نفطياً جديداً في بحر الشمال[i]. يذكر أن الشركات البترولية كانت قد وضعت في مخططاتها استثمار 31 مليار دولار في النرويج خلال عام 2012.

وفي **موزمبيق**، أعلنت شركة Eni في الربع الثالث من عام 2012 أن اكتشافاً عملاقاً للغاز عبر البئر Mamba North East–2 أضاف حوالي 283 مليار متر مكعب من الغاز إلى الاحتياطي المحتمل في «المنطقة المأمولة رقم 4» قبالة سواحل موزمبيق. وقد حفر البئر المذكور إلى عمق 5365 مترا في مياه عمقها 1994 مترا على بعد 60 كيلومتر من ساحل مدينة Capo Delgado. اخترق البئر 200 متر من الصخور الرملية المتطبقة الحاملة للغاز والعائدة إلى أدوار الأوليغوسين والإيوسين والباليوسين[ii].

وتبع ذلك في الربع الرابع من عام 2012 إعلان شركة Eni عن تحقيق اكتشافين عملاقين آخرين للغاز (Mamba South–2، وCoral–2) في مجمع Mamba ضمن «المنطقة المأمولة رقم 4». وقد أضاف الاكتشافان 170 مليار متر مكعب إلى الاحتياطي الجيولوجي في المنطقة ليصبح بحدود 651 مليار متر مكعب.

حفر البئر Mamba South–2 في مياه عمقها 1918 متراً، وبلغ عمقه النهائي 4300 متر،حيث اخترق 60 متراً من الصخور الحاملة للغاز في مكمن من دور الأوليغوسين. أما البئر الثاني Coral–2 فحفر في مياه عمقها 1950 متراً، وبلغ عمقه النهائي 4725 متراً، واخترق 140 متراً من الصخور الحاملة للغاز من دور الإيوسين[iii].

ومؤخراً، تم في مطلع عام 2013 تحقيق اكتشاف جديد للغاز على بعد 65 كم قبالة سواحل مدينة Cabo Delgado ساهم في رفع تقديرات الاحتياطي الجيولوجي من الغاز في «المنطقة المأمولة رقم 4» إلى 2 تريليون متر مكعب. حفر البئر Coral–3على بعد 5 كم إلى الجنوب من بئر Coral–1 و 15 كم جنوبي Coral –2 في مياه عمقها 2035 م، وبلغ عمقه النهائي 5270 م. واخترق نطاقاً حاملاً للغاز بسماكة 117 م من صخور دور الإيوسين قدر الاحتياطي الجيولوجي فيه بحوالي 113 مليار متر مكعب من الغاز[iv].

---

i Oil and Gas Journal, 9/1/2012

ii Oil and Gas Journal, 1/8/2012

iii Offshore Magazine, 6/12/2012

iv Oil and Gas Journal, 26/2/2013.

يبين **الجدول-3** بعض الاكتشافات التي تحققت في المياه العميقة والسحيقة عام 2012.

الجدول 3-: بعض الاكتشافات التي تحققت في المياه العميقة والسحيقة عام 2012

الدولة	الاكتشاف	عمق المياه
أستراليا	Satyr-3	1120
أنغولا	Azul-1	923
البرازيل	1-BRSA -1080 -CES	2129
	Carcara	2027
	1-BRSA -925A RJS	1747
	4-GLF-31-ESS	1520
تنزانيا	Zafarani -1	2582
تنزانيا	Joradi-1	1150
ساحل العاج	Paon-1X	2193
غانا	Pecan-1	2513
غانا	Sankofa East-1X	825
فلسطين المحتلة	Tanin	1554
موزمبيق	Mamba North East-2	1994
	Coral-2	1950
	Mamba South-2	1918
الولايات المتحدة الأمريكية	Big Bend	2195

بعض الحقول التي وضعت على الإنتاج عامي 2012 و2013

تم في عام 2012 وضع عدد كبير من حقول النفط والغاز على الإنتاج في مختلف مناطق العالم في أعماق مياه مختلفة، وفيما يلي بعض الأمثلة على ذلك[i]:

في **اسكتلندا**، بدأ الإنتاج من حقل Islay للغاز الطبيعي، والذي يحاذي الحد الفاصل بين بريطانيا والنرويج في بحر الشمال، على بعد 440 كم شمال شرق مدينة Aberdeen. ويتم الإنتاج من بئر واحد حفر في مياه عمقها 120 م، وتم ربطه إلى منصة الإنتاج Alwyn

i هذه البيانات لا تمثل كل الحقول الجديدة التي وضعت على الإنتاج في العالم عام 2012، بل هي الجزء الذي أتيح للمنظمة تتبع بياناته المنشورة عالمياً.

North، وبلغ معدل إنتاجه الوسطي 15 ألف برميل مكافئ نفط في اليوم. ويقدر احتياطي الحقل من الغاز والمتكثفات بحوالي 17 مليون برميل مكافئ نفط[i].

وفي **إندونيسيا**، بدأ إنتاج الغاز من حقل Wortel الواقع في المغمورة شرقي جزيرة جاوا، ويتم نقل الغاز المنتج إلى التسهيلات السطحية في حقل Oyong على بعد 10 كم شمال الحقل الجديد. يقدر الإنتاج من الحقلين معاً بحوالي 2.6 مليون متر مكعب في اليوم[ii].

وفي **أنغولا**، بدأ الإنتاج من المرحلة الأولى من مشروع Kizomba Satellites الواقع في المغمورة ضمن القاطع 15. ومن المتوقع أن يصل معدل الإنتاج من المرحلة الأولى للمشروع إلى 100 ألف ب/ي من النفط، وذلك من احتياطي يقدر بحوالي 250 مليون برميل تتوضع في حقلي Mavacola و Clochas الواقعين على بعد 152 كيلومتراً قبالة سواحل أنغولا، في مياه عمقها 1370 متراً. يذكر أن مرحلة التطوير الأولى تتضمن حفر 18 بئراً تطويرياً يتم ربطها تحت سطح البحر إلى منصتين عائمتين للإنتاج والتخزين والنقل، كما تتضمن نمذجة التسهيلات السطحية المتاحة على المنصتين للوصول إلى معدل الإنتاج المقرر بدون الحاجة للاستعانة بمنصة إضافية[iii].

وفي **بريطانيا**، بدأ إنتاج الغاز الطبيعي من حقل Devenick الواقع في القسم المركزي من بحر الشمال، وبلغ معدل الإنتاج الأولي 2.8 مليون متر مكعب في اليوم. يقدر الاحتياطي القابل للإنتاج في الحقل بحوالي 12.2 مليار متر مكعب، ويتوقع أن يستمر الحقل بالإنتاج حتى عام 2025[iv]. كما تم وضع حقل Clipper South الغازي الواقع في القسم البريطاني من بحر الشمال. وتم الإنتاج عبر البئر الأفقي 19/48 a-C1 الذي حفر في المياه الضحلة (24م) وبلغ الإنتاج الأولي من البئر 1.2 مليون متر مكعب يومياً من الغاز، ومن المخطط أن يصل لاحقاً إلى ذروة تبلغ 2.8 مليون متر مكعب في اليوم، ويقدر الاحتياطي الجيولوجي من الغاز في الحقل بحوالي 14.2 مليار متر مكعب[v].

وفي **تايلاند**، تم وضع حقل الغاز الطبيعي والمتكثفات Greater Bongkot South على الإنتاج، وهو حقل يمتد في المغمورة على القاطعين B16 وB17 على بعد حوالي 200 كم إلى الشرق من مدينة Songkhla. وتتكون مجموعة التطوير من منصة معالجة مركزية، ومحطة لمعيشة الطاقم إضافة إلى 13 منصة معالجة تبلغ استطاعتها 9.9 مليون متر مكعب في اليوم من الغاز وحوالي 15 ألف برميل يومياً من المتكثفات[vi].

---

i Oil and Gas Journal, 24/4/2012

ii Oil and Gas Journal, 2/2/2012

iii Oil Voice, 9/7/2012

iv Oil and Gas Journal, 5/10/2012

v Oil and Gas Journal, 15/8/2012

vi Oil and Gas Journal, 23/4/2012

وفي **الصين**، بدأ الإنتاج من حقل «Yacheng 13-4» الغازي الذي يقع على بعد 27 كيلومتراً جنوب غرب مدينة Sanya في إقليم Hainan في القسم الشمالي من بحر الصين الجنوبي، ضمن منطقة يبلغ متوسط عمق المياه فيها 85 متراً. ومن المتوقع أن يصل الحقل إلى ذروة إنتاجه المقدرة بحوالي 0.35 مليار متر مكعب سنوياً في العام الحالي 2013 [i]. كما وضع على الإنتاج حقل Panyu 4-2/5-1 النفطي الذي يوجد في مياه عمقها حوالي 100 متر، وحقل Liuhua 4-1 الموجود في مياه عمقها 268 متر. يوجد الحقلان في حوض Pearl River Mouth ضمن بحر الصين الجنوبي[ii]، وتختلف أعماق المياه فوق القواطع في ذلك الحوض بين ضحلة إلى عميق وحتى سحيقة، فقد وقعت شركة BP وشركة CNOOC فقي شهر تموز/ يوليو 2013 اتفاقية مشاركة بالإنتاج للقاطع 11/54 الواقع في المياه العميقة في الحوض، يغطي القاطع مساحة 4586 كم مربع[iii] ويتراوح عمق المياه فيه بين 370 – 2300 م، وهو قريب من قاطعين مجاورين حصلت BP على حقوق التنقيب فيهما بين عامي 2010 و2011.

وفي **النرويج**، تم خلال عام 2012 وضع عدة حقول على الإنتاج، حيث بدأ إنتاج النفط والغاز من حقل Visund South الواقع في بحر الشمال، في منطقة يبلغ عمق الماء فيها 290 م. كما بدأ الإنتاج من حقل Oselvar الواقع في المغمورة جنوبي بحر الشمال قبالة سواحل النرويج وذلك من بئرين أفقيين. وينقل النفط والغاز تحت سطح البحر عبر خط إنتاج بطول 23 كم نحو حقل Ula الذي تديره شركة BP، حيث يتم إعادة حقن الغاز بينما يشحن النفط عبر منصة في حقل Ekofisk إلى مدينة Teesside. ويقدر أن يتراوح الإنتاج بين 16.5 إلى 20 ألف برميل مكافئ نفط في اليوم، وذلك من احتياطي يقدر بحوالي 53 مليون برميل مكافئ نفط نصفها من الغاز[iv]، ومن المتوقع أن يستمر الإنتاج لمدة 20 عاماً. كما بدأ الإنتاج من حقل Gaupe النفطي في جنوبي بحر الشمال. يقع الحقل في المنطقة PL292 على الحد الفاصل بين بريطانيا والنرويج على بعد 225 كم قبالة سواحل النرويج، ومن المتوقع أن يصل إنتاجه إلى 6 آلاف برميل مكافئ نفط في اليوم وذلك من احتياطي قابل للإنتاج يقدر بحوالي 31 مليون برميل مكافئ نفط[v]. إضافة إلى ذلك، بدأ إنتاج الغاز والمتكثفات من حقل

---

i Oil Voice, 3/8/2012

ii Oil and Gas Financial Journal, 28/12/2012

iii BP and CNOOC Sign Agreement for Third Deepwater Block In The South China Sea, 16/7/2013. Website:
http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press -releases/bp -and -cnooc -sign -agreement -for -third -deepwater -block -in -the -sou.html

iv Oil and Gas Journal, 16/4/2012

v Oil and Gas Journal, 2/4/2012

Atlas الواقع في المغمورة قبالة سواحل النرويج، ومن المخطط أن يصل معدل الإنتاج من الحقل إلى 14 ألف برميل مكافئ نفط في اليوم منها 2500 برميل في اليوم من المتكثفات في العام الحالي 2013 [i].

أما في مطلع عام 2013، فقد بدأت شركة Statoil وشركاؤها Eni، وPetoro، في الإنتاج من حقل Skuld في منطقة Norne قبالة سواحل البلاد، وذكرت الشركة أن مشروع تطوير هذا الحقل يعتبر الأكبر ضمن خطة تطوير سريع تشمل اكتشافي آخرين هما Fossekall، وDompap، حيث تقدر الاحتياطيات القابلة للإنتاج في الحقل بحوالي 90 مليون برميل مكافئ نفط، يشكل النفط قرابة 90% منها ويوجد الباقي على شكل غاز طبيعي[ii].

وفي **نيجيريا**، بدأ الإنتاج من امتداد حقل Okoro النفطي الواقع قبالة سواحل البلاد[iii]، وبلغ معدل الإنتاج 5 آلاف برميل في اليوم من النفط الذي تبلغ جودته 38° API.

وفي كولومبيا، بدأ الإنتاج من حقل Azor، الواقع في قاطع Arrendajo ضمن حوض Llanos، وذلك عبر البئر Azor-1X وبمعدل 1181 برميل في اليوم من النفط[iv] الذي بلغت جودته 35.5° API.

وفي **هولندا**، بدأ إنتاج الغاز من حقل Golf- K18 الذي يعتبر أول حقل للغاز الكتيم ضمن القسم الهولندي من بحر الشمال. وقد جرى وضع بئر واحد على الإنتاج بمعدل 1 مليون متر مكعب يومياً من الغاز وذلك من تشكيلة Rotliegend العائدة للعصر البيرمي، بينما وضعت خطط لحفر بئر آخر للحفاظ على معدل إنتاج يتراوح بين 0.9 - 1.4 مليون متر مكعب في اليوم[v]. كما تم البدء بالإنتاج من بئر Van Ghent كجزء من المرحلة الأولى من مشروع تطوير حقل Medway في بحر الشمال. ومن المتوقع أن يصل إنتاج البئر إلى 4000 برميل مكافئ نفط في اليوم[vi].

وفي **الولايات المتحدة الأمريكية**، وضع حقل Chinook الواقع في خليج المكسيك على الإنتاج، وتم ربط الإنتاج إلى سفينة الإنتاج العائمة BW Pioneer التي تعتبر أول سفينة من نوعها لإنتاج النفط والغاز في القسم الأمريكي من خليج المكسيك. حفر البئر

---

i Oil and Gas Journal, 8/10/2012

ii Offshore Technology, 20/3/2013.

iii Oil and Gas Journal, 31/10/2012

iv Oil and Gas Journal, 8/2/2012

v Oil and Gas Journal, 6/3/2012

vi Oil and Gas Journal, 18/1/2012

Chinook-4 وجرى إكماله إلى عمق 8 آلاف متر[i]. كما بدأ الإنتاج من حقل Cascade الواقع في المياه العميقة في خليج المكسيك، حيث بدأت سفينة الإنتاج والتخزين والتفريغ العائمة The BW Pioneer في استقبال الإنتاج من القاطع 425 الواقع على بعد حوالي 266 كم قبالة سواحل ولاية لويزيانا. يذكر أن سفينة الإنتاج يمكنها أن تتعامل مع 80 ألف برميل في اليوم من النفط، وحوالي 0.5 مليون متر مكعب في اليوم[ii].

إن البيانات المتاحة عن احتياطيات بعض الحقول السابقة (**الجدول-4**)[iii]، توضح أن سبعة حقول منها فقط تحتوي لوحدها على احتياطيات مؤكدة تقارب 0.6 مليار برميل مكافئ نفط، أي أنها حقول صغيرة الحجم، وينتج 14 حقلاً من بينها حوالي 160 ألف برميل مكافئ نفط في اليوم، وهي كمية قد تعتبر صغيرة نسبياً مقارنة بعدد الحقول التي تنتجها، لكنها البداية فقط بالنسبة لهذه الحقول، حيث سيرتفع إنتاجها بالتدريج مع سير عملية التطوير قدماً.

وربما يكون من المناسب الإشارة هنا إلى أن تجربة اليابان التي تعتبر مستورداً للنفط والغاز، حيث تعمل منذ سنوات على التنقيب في سواحلها في محاولة لإنتاج هيدرات الميثان، فقد أعلنت شركة Japan Oil, Gas & Metals National Corp في الربع الأول من عام 2013 أنها قد بدأت بإنتاج غاز الميثان من بئر حفر مقابل شبه جزيرة Atsumi في مياه عمقها 1000 م، وقالت الشركة إن ذلك أول اختبار تقوم به لإنتاج غاز الميثان من الهيدرات من بئر في المغمورة.

وقد أنتج البئر الذي تديره شركة .Japan Petroleum Exploration Co عن طريق تخفيض الضغط عن طبقات تتوضع على أعماق تتراوح بين 270 – 330 م تحت سطح البحر، ولم تعلن الشركة عن معدل الإنتاج خلال الاختبار والذي وصفته بأنه غير تجاري، لكنها بينت أنه يأتي كجزء ثان من المرحلة الثانية ضمن أبحاث اليابان حول هيدرات الغاز، حيث استمرت المرحلةً الأولى من عام 2001 حتى عام 2008. وقالت JOGMEC أنها ستقوم باختبار آخر ضمن المرحلة الثانية من أبحاثها ضمن مشروع ترعاه وزارة الاقتصاد والتجارة والصناعة اليابانية. وتوقعت الشركة أن يبدأ الإنتاج التجاري للغاز ضمن المرحلة الثالثة من المشروع[iv] بين عامي 2016 – 2018.

---

i Oil and Gas Journal, 14/9/2012

ii Oil and Gas Journal, 2/3/2012

iii تقرير الأمين العام السنوي التاسع والثلاثون، أوابك، 2013.

iv Oil and Gas Journal, 12/3/2013.

الجدول 4-: بعض البيانات الفنية للحقول التي وضعت على الإنتاج في المغمورة عام 2012

الدولة	الشهر	الحوض/الحقل	نوع الإنتاج	الكمية	الاحتياطي
اسكتلندا	أبريل	Islay	غاز/ متكثفات	15 ألف ب م ن/ي	17 مليون ب م ن
إندونيسيا	فبراير	Wortel + Oyong	غاز	2.5 مليون م^3/ي	
أنغولا	يوليو	Kizomba Satellites	نفط	-	250 مليون برميل
بريطانيا	أغسطس	Devenick	غاز	2.8 مليون م^3/ي	12.7 مليار متر مكعب
	أكتوبر	Clipper South	غاز	1.2 مليون م^3/ي	14.2 مليار متر مكعب
تايلاند	أبريل	Greater Bongkot South	غاز/ متكثفات	-	-
الصين	أغسطس	Yacheng 13 -4	غاز	0.96 مليون م^3/ي	-
	ديسمبر	Panyu 4 -2/5 -1	نفط	-	-
		Liuhua 4 -1	نفط	-	-
كولومبيا	فبراير	Azor	نفط	1181 ب/ي	-
النرويج	أبريل	Oselvar	نفط/ غاز	16.5 - 20 ألف ب م ن/ي	53 مليون ب م ن
		Gaupe	نفط/ غاز	6000 ب م ن/ي	31 مليون ب م ن
	أكتوبر	Atlas	نفط/ متكثفات	14 ألف ب م ن /ي	-
	نوفمبر	Visund South	نفط/ غاز	-	67 مليون ب م ن
نيجيريا	أكتوبر	Okoro	نفط	5000 ب/ي	-
هند	يناير	Bhagyam	نفط	40 ألف ب/ي	-
هولندا	يناير	Medway	غاز	4000 ب م ن/ ي	-
	مارس	K18 -Golf	غاز كتيم	1 مليون م^3/ي	-
الولايات المتحدة	يناير	Kenai Loop -1	غاز	0.14 مليون م^3/ي	
	مارس	Cascade	نفط/ غاز	-	-
	سبتمبر	Chinook	نفط/ غاز		

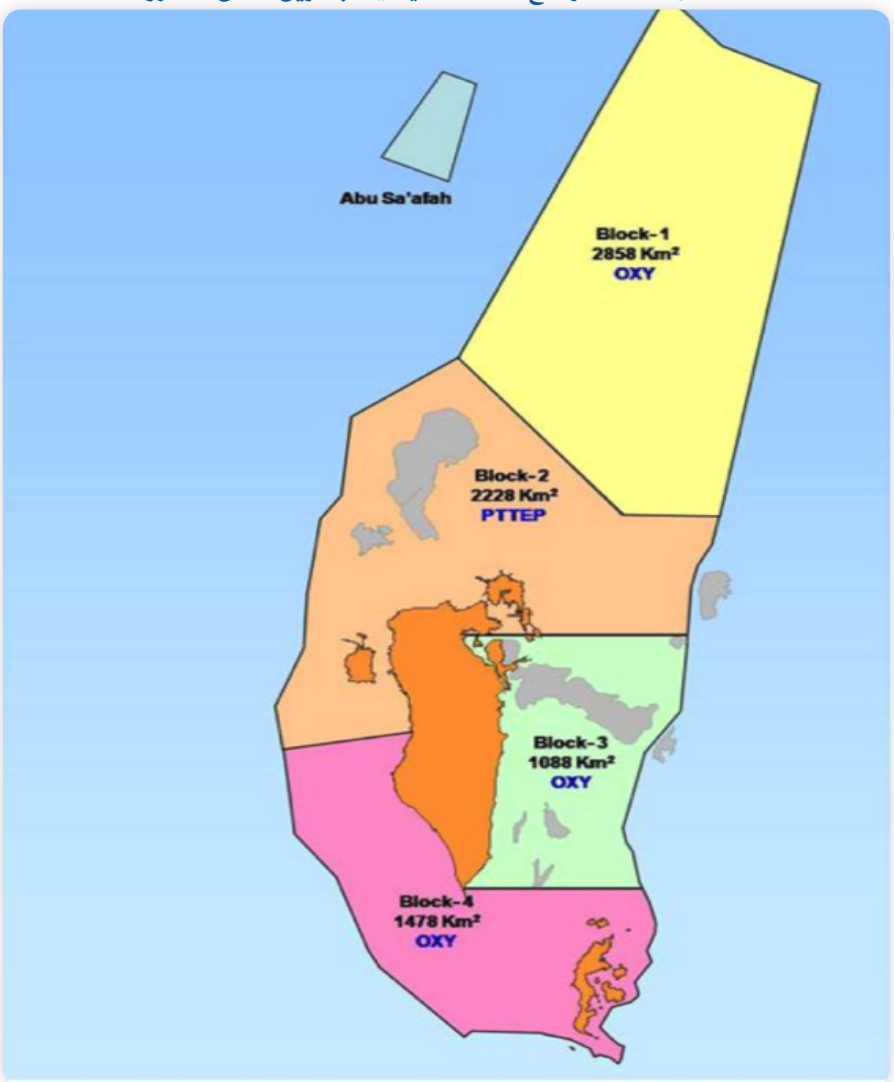
الفصل الثالث
أهم المشاريع في المغمورة

أولا: المشاريع في بعض الدول العربية

تسعى العديد من الدول العربية كحال باقي دول العالم إلى تطوير مصادرها البترولية في المغمورة، ويختلف حجم هذه المشاريع حسب موقعها واحتياطياتها، ومنها على سبيل المثال: بعض المشاريع الإستراتيجية في **البحرين**، وتتضمن:

1. مشروع استكشاف للقاطع 2 في المغمورة، حيث تم توقيع اتفاقية استكشاف ومشاركة بالإنتاج لهذا القاطع مع شركة PTTEP التايلندية في 2007/10/31، وصدقت الاتفاقية في 2008/2/14، ثم بدأت الشركة بعدها في مرحلة الاستكشاف الأولى التي تبلغ مدتها 3 سنوات. وفي 2009/5/10 منحت الشركة عقداً للقيام بمسح زلزالي ثنائي الأبعاد إلى شركة BGP الصينية، وبدأت في 2009/7/1 بعمليات المسح الزلزالي في «فشت الجارم» والمياه المحيطة به، وانتهت منها خلال شهرين، بينما بدأت عمليات معالجة وتفسير البيانات في عام 2010. تبلغ مساحة القاطع المشار إليه 2228 كيلو متر مربع، وحتى نهاية عام 2010 كانت العمليات في طور التقييم .
2. شهد عام 2007 توقيع اتفاقية استكشاف ومشاركة بالإنتاج للقاطعين 3 و4 بين البحرين، وبين شركة أوكسيدنتال (الشكل-23)، وقد تم التصديق على الاتفاقية في 2008/2/14، وتم في نفس العام بدء تنفيذ الدراسة الجيولوجية والجيوفيزيائية، ثم دخلت الشركة في مرحلة الاستكشاف الأولى للقاطعين في 2009/2/25، وتبع ذلك إنجاز الالتزام التعاقدي لعملية إعادة معالجة المسوحات الزلزالية، كما أنجز المسح الجيولوجي في ذلك العام.
3. تم في عام 2008 توقيع اتفاقية استكشاف ومشاركة بالإنتاج (EPSA) بين البحرين، وبين شركة أوكسيدنتال ضمن مشروع استكشاف القاطع 1 في المغمورة، وصدر في 2009/4/1 القانون رقم (6) بالموافقة على الاتفاقية. وبدأت مرحلة الاستكشاف الأولي التي تمتد لثلاث سنوات في 2009/2/25، بينما بدأت مرحلة تنفيذ الدراسة الجيولوجية والجيوفيزيائية في 2009/4/3، وتلاها في عام 2010 إجراء مسح جيوكيميائي للحقل.

الشكل- 23: القواطع الاستكشافية في البحرين ضمن المغمورة



أما **تونس**، فقد منحت 49 ترخيصاً استكشافياً في المغمورة لعدد من الشركات بين عامي 2007 و2009، وفي عام 2008 حصلت شركتان فيتناميتان على امتيازين للتنقيب عن البترول والغاز في خليج قابس جنوبي تونس تبلغ مساحتهما 3976 كيلو متر مربع، وقدرت الاستثمارات التي ستنفق على عمليات التنقيب في هذه المساحة بحوالي 2 مليون دولار كحد أدنى. وفي عام 2010 تم منح ترخيصي تنقيب لشركة Shell وذلك لقاطعي رفرف (2160 كيلو متر مربع) وأزمور (3416 كيلو متر مربع) شمال السواحل

التونسية. وفي نفس العام حصلت شركة Gulfsands على حق التنقيب في امتياز كركوان الواقع في المغمورة قبالة سواحل تونس، إضافة إلى الامتياز المسمى G.R15. PU، والواقع إلى الجنوب من سواحل صقلية في إيطاليا، حيث يشكل الامتيازان مع بعضهما جزءاً واحداً تبلغ مساحته 4500 كيلو متر مربع. يحتوي امتياز كركوان على عدة مناطق مأمولة مثل منطقة Lambouka، التي تشكل محدباً توجد فيه عدة مكامن متطبقة. تقع المنطقة المذكورة في مياه يبلغ عمقها حوالي 400 م، وتقدر الاحتياطيات المأمولة فيها بحوالي 270 مليون برميل مكافئ نفط. وفي منتصف عام 2011 وقعت شركة NZOG (New Zealand Oil & Gas Ltd.) النيوزيلندية على عقد يعطيها حق التنقيب عن الهيدروكربونات في قاطع ديودور الواقع في خليج قابس قبالة سواحل تونس. تبلغ مساحة القاطع 1236 كيلو متر مربع ويقع في مياه يقل عمقها عن 100 م، وهو محاط من كل جهاته باكتشافات نفطية وغازية منتجة.

وتمتلك **السعودية** عدة مشاريع، من بينها مشروع «واسط»، حيث يتضمن برنامج المشروع إنتاج الغاز الحر من حقلي العربية وحصباة الواقعين في المغمورة ضمن الخليج العربي، ومن المخطط أن يبدأ إنتاج الغاز من المشروع في عام 2014. وتقدر كلفة المشروع بقرابة 4.7 مليار دولار. بدأت أعمال الحفر في كلا الحقلين عام 2011، و تتضمن فعاليات تطوير الحقلين، نصب 15 منصة منها 12 منصة تستخدم للآبار وخدماتها، ومنصتا ربط (Tie backs) ومنصة سوف تستخدم لعمليات الحقن. كما تتضمن الخطة إنشاء محطة معالجة مركزي متكامل على اليابسة لمعالجة 71 مليون متر مكعب يومياً من الغاز من الحقلين، لإنتاج نحو 50 مليون متر مكعب في اليوم من غاز البيع. وسوف تثبت منصة إنتاج الغاز عند فوهة البئر في المغمورة ويتم وصلها مع منصات الربط وخطوط الأنابيب لتوفير لقيم الغاز لمرفق المعالجة المركزي. ويتضمن هذا البرنامج تركيب مرافق فصل سوائل الغاز الطبيعي داخل محطة المعالجة المركزي في واسط للسماح بمعالجة 240 ألف برميل في اليوم من سوائل الغاز الطبيعي المنتجة من حقل الخرسانية[i].

وتمثلت أهم الصعوبات التي واجهت المشروع في وجود نسبة عالية من الكبريت في الغاز المنتج من الحقلين، مما هدد بتأخير وضع المشروع على الإنتاج.

إضافة إلى ذلك تمتلك السعودية مشروعين هامين هما مشروع «كران» ومشروع «منيفة»، وفيما يلي بعض التفاصيل حول هذه المشروعين:

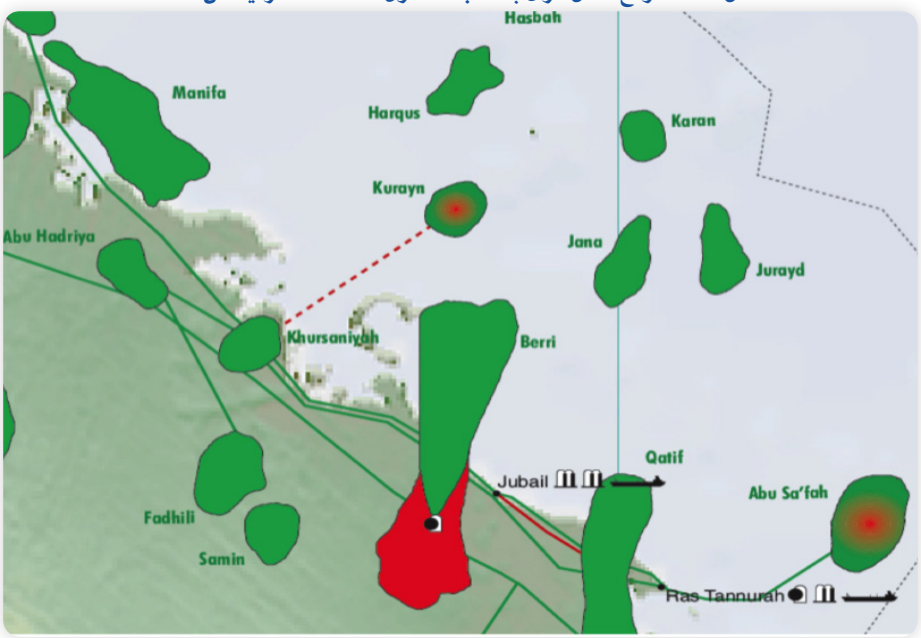
---

i الموقع الرسمي لشركة أرامكو السعودية، المشاريع، برنامج واسط.

مشروع كران

اكتشف حقل كران عام 2006 في مياه يتراوح عمقها بين 40 - 60 م، عن طريق البئر كران -6. يقع الحقل على بعد 160 كم إلى الشمال من مدينة الظهران في المنطقة الشرقية بالمملكة العربية السعودية (**الشكل -24**)، ويعتبر أول حقل للغاز غير المرافق يتم تطويره في المملكة. ينتج الحقل من تشكيلة الخف التي تعود للعصرين البرمي والترياسي والتي تتكون من الصخور الكلسية والدولوميتية وتعتبر من أهم التشكيلات المنتجة للغاز من حقب الباليوزويك في دول الشرق الأوسط، كما تعتبر من ضمن التشكيلات المولدة للبترول في السعودية[i]. تبلغ السماكة الإجمالية للتشكيلة الحاملة للغاز في الحقل حوالي 330 م، وتقع على أعماق تتراوح بين 3261 - 4175 م.

الشكل- 24: موقع حقل كران بالنسبة لحقول المنطقة الشرقية من المملكة



وكانت شركة أرامكو السعودية قد وقعت في عام 2009 على عقدين مع شركة Hyundai الكورية للهندسة والإنشاء، وشركة Petrofac البريطانية الدولية لخدمات النفط والغاز، وذلك لتطوير مرافق حقل غاز كران. حيث فازت Hyundai بعقد مقاولة (تسليم المفتاح باليد) لتنفيذ الأعمال الهندسية وأعمال التوريد والإنشاء لمرافق غاز كران، ويشمل العقد بناء منظومة لمعالجة الغاز ومناولته، إضافة إلى إنشاء المرافق

i تركي حمش،جيولوجية بعض الأحواض الترسيبية في الشرق الأوسط وإمكاناتها البترولية، الكويت، 2010.

والخدمات اللازمة لاستقبال الغاز. أما Petrofac فقد فازت بعقد مقاولة (تسليم المفتاح باليد) يشمل مد خط أنابيب الغاز المسوق بطول 47 كيلومتراً، بالإضافة إلى عقد إنشاء معمل طاقة إضافي، وتحديث أنظمة التحكم في عمليات المعمل وكذلك الأنظمة الكهربائية ومرافق المساندة[i].

تتكون مرافق المشروع من خمس منصات إنتاج بحرية تتصل بمنصة رئيسة مجهزة بمصادر الطاقة الكهربائية ووسائل الاتصال وأحدث مرافق المراقبة والتحكم القادرة على تنفيذ أعمال التشغيل في المنطقة المغمورة بصورة مأمونة وموثوقة[ii].

يرتبط حقل كران بسلسلة خطوط أنابيب لنقل الغاز إلى مرافق المعالجة على اليابسة في معمل الغاز في الخرسانية على بعد 50 كم شمال غرب مدينة الجبيل، حيث تتم معالجة الغاز عبر عدد من منظومات المعالجة التي تتضمن مرافق لتحلية الغاز، وتحسين جودة الغاز. تتضمن المرافق المقامة على اليابسة معملاً للتوليد المشترك للطاقة الكهربائية، ووحدة لاستخلاص الكبريت مع صهاريج تخزين، ومحطات فرعية، وخط أنابيب لنقل الغاز المنتج يتصل بشبكة الغاز الرئيسة في المملكة. صمم المشروع لإنتاج 51 مليون متر مكعب من الغاز الجاف يومياً بحلول عام 2013 م من أجل مساندة شبكة الغاز الرئيسة.

يتكون الحقل من 21 بئراً من آبار الإنتاج موزعةً على المنصات الخمس، وقد بدأ الإنتاج الفعلي من خمسة آبار في عام 2011، وبمعدل بلغ حوالي 3.4 مليون متر مكعب في اليوم لكل بئر. يستهدف الإنتاج المبكر تلبية الطلب على الغاز في أوقات الذروة في فصل الصيف من قبل شركة الكهرباء والمستهلكين الآخرين، ووصلت الطاقة الإنتاجية إلى أكثر من 11.3 مليون متر مكعب في اليوم. وتتابعت الأعمال في حينها لحفر 14 بئراً آخر على ثلاث منصات، بهدف رفع الطاقة الإنتاجية إلى 42 مليون متر مكعب في اليوم، وتم لاحقاً رفع الطاقة الإنتاجية من الحقل إلى 14.2 مليون متر مكعب في اليوم.

وفي منتصف عام 2012 تم تشغيل المرافق الخاصة بالمرحلة الثانية من المشروع، وأضافت أرامكو بذلك 28 مليون متر مكعب من الغاز يومياً إلى إنتاج الحقل بعد إنشاء ثلاث منصات إنتاج ومنصة ربط واحدة لها. يتم تشغيل هذه المنصات والتحكم فيها عن بعد من الخرسانية، حيث يرسل الغاز من منصة الربط عبر خط أنابيب رئيسي تحت الماء إلى مرافق المعالجة على اليابسة في الخرسانية، وهناك تتم إزالة كبريتيد الهيدروجين H_2S وثاني أكسيد الكربون CO_2 والماء من لقيم الغاز في وحدات معالجة الغاز، ليصبح الغاز المعالج جاهزاً للاستخدام، بينما يتم إرسال كبريتيد الهيدروجين وغاز ثاني أكسيد الكربون اللذين تم فصلهما عن الغاز إلى وحدة استخلاص الكبريت،

i نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة التاسعة والعشرون 2009– – العدد الأول

ii أرامكو السعودية تطلق مشروع تطوير حقل كران المغمور لإنتاج الغاز غير المصاحب، الموقع الرسمي لشركة أرامكو السعودية.

ليتم تحويل كبريتيد الهيدروجين إلى عنصر الكبريت[i]. ومن المخطط أن يصل المشروع إلى طاقته التصميمية في الربع الثاني من عام 2013.

مشروع منيفة

يعتبر هذا المشروع من المشاريع المتميزة في المنطقة العربية، بدأ التخطيط للمشروع في عام 2006، وأنجزت تصاميمه الهندسية في الربع الثالث من عام 2007، وبدأت عمليات الحفر فيه في عام 2010، ويهدف إلى تطوير حقل منيفة العملاق الذي اكتشف عام 1957 على بعد 200 كم شمال غرب مدينة الظهران، ويقدر احتياطيه من النفط الثقيل بحوالي 11 مليار برميل[ii].

يتراوح محتوى الكبريت في النفط بين 2.97% - 3.66% وتبلغ جودته الوسطية 28o API، وقد سجلت أرامكو السعودية رقماً قياسياً جديداً في هذا الحقل[iii] عبر وصول عمق الحفر في أحد آباره إلى حوالي 9800 م. جرى تطوير الحقل عبر بناء 27 جزيرة صناعية (**الشكل -25**) تربطها مجموعة من الطرق بأطوال يبلغ مجموعها 41 كم، إضافة إلى 3 كم من الجسور، و 13 منصة حفر، وخمسة عشر موقع حفر على اليابسة، مع معدات الحقن ومجموعة متنوعة من الأنابيب ومحطة توليد للكهرباء بطاقة 420 ميغاواط.

الشكل- 25-: الجزر الصناعية في حقل منيفة

وكان من المتوقع انتهاء أعمال المشروع المخططة في عام 2011، ثم جرت تعديلات توقعت أن يكتمل المشروع في عام 2014، ثم عدل الموعد إلى شهر تموز/يوليو 2013،

---

i أرامكو السعودية، الموقع الرسمي، 19/5/2012.

ii تركي حمش، تطوير المصادر الهيدروكربونية في الدول العربية، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 38، العدد 141، ربيع عام 2012.

iii Oil and Gas Journal, 23/2/2011.

لكن الشركة أعلت في منتصف شهر نيسان/أبريل 2013 عن بدء الإنتاج من المشروع قبل ثلاثة أشهر من الموعد المقرر، متوقعة إنتاج 500 ألف ب/ي، ومن المخطط أن يصل المشروع إلى طاقته الإنتاجية التصميمية مع نهاية عام 2014، والتي تبلغ 900 ألف ب/ي من النفط، وحوالي 65 ألف ب/ي من المتكثفات، إضافة إلى معالجة 90 مليون قدم^3/ي من الغاز المرافق[i].

ومن الأمثلة الأخرى يمكن الإشارة إلى **قطر**، حيث اتفقت شركة قطر للبترول، وشركة Total على تمديد اتفاقية تطوير حقل «الخليج» النفطي الواقع في المغمورة لمدة 25 عاماً. وكانت الشركتان قد وقعتا على اتفاقية استكشاف ومشاركة في الإنتاج EPSA في عام 1989 لتطوير الحقل الواقع على بعد 130 كم إلى الشرق من سواحل قطر، حيث تنتهي الاتفاقية في عام 2014. وكانت شركة توتال قد اكتشفت الحقل عام 1991، بينما بدأ الإنتاج منه في عام 1997. وبموجب الشروط الواردة في التمديد ستحصل قطر للبترول على 60% من حصص الحقل، بينما تحصل توتال على باقي الحصة حتى انتهاء مدة الاتفاقية[ii].

وفي **دولة الكويت**، وقعت الشركة الكويتية لنفط الخليج KGOC عقداً مع شركة Technip لبناء منشآت للغاز في حقل الخفجي ضمن خطة لتعزيز إنتاج الغاز لتلبية الطلب المحلي المتنامي[iii]. يمتد المشروع على اليابسة وفي المغمورة ضمن المنطقة المقسومة بين الكويت والسعودية، ويهدف إلى نقل مزيج من الغاز الجاف والمتكثفات والغاز الحامض عبر خط واحد بقطر 12 بوصة يمتد من منشآت عمليات الخفجي المشتركة في السعودية وصولاً إلى منشآت الربط في شركة نفط الكويت وبالتحديد المرقّد الوسطي Slug Catcher الذي يتم بناؤه قرب الأحمدي. وسوف يعزز هذا الخط من قدرة مؤسسة البترول الكويتية وعمليات الخفجي المشتركة على تحقيق الهدف الرئيسي المتمثل في الوصول إلى حرق 1% فقط من الغاز على الشعلة والاستفادة قدر الإمكان من الهيدروكربونات المنتجة.

يبلغ طول الخط 110 كم منها 4 كم على اليابسة في السعودية، يليها 47 كم في المغمورة و59 كم على اليابسة في الكويت، ويتوقع إنجاز المشروع في النصف الثاني من عام 2014.

كما بدأت شركة Damen المسجلة في هولندا بمرحلة بناء 14 قارب قطر لصالح شركة نفط الكويت[iv]، وذلك في حوض Galati في رومانيا، حيث ستكون 9 قوارب منها

---

i Oil and Gas Journal, 15/4/2013

ii Oil Review Middle East, 14/11/2012

iii Oil Voice, 14/2/2012

iv Energy Business Review, Damen starts construction work on 14 terminal tugs for Kuwait Oil

بقوة سحب تبلغ 80 طن، بينما تبلغ قوة سحب القوارب الباقية 50 طن، ومن المقرر أن يبدأ توريد هذه القوارب إلى الكويت في عام 2014.

وفي **مصر**، دعت الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية EGAS، الشركات العالمية إلى جولة عروض عرضت بموجبها خمسة عشر قاطعاً للاستكشاف، منها ثلاثة عشر قاطعاً في المغمورة[i].

وفي **لبنان**، تم التوقيع على اتفاقية مع شركة Spectrum البريطانية لتقوم بإجراء مسح زلزالي على اليابسة، إضافة إلى مسح زلزالي في المغمورة لمنطقة تقدر مساحتها بحوالي 3000 كيلومتر مربع، وتأتي هذه الخطوة بالتماشي مع نتائج الدراسات الأولية التي أعلنتها شركة Beicip-Franlab والتي بينت وجود كميات كبيرة وواعدة من الغاز في المياه اللبنانية[ii].

وفي **موريتانيا**، وقعت الحكومة على اتفاقية ترخيص استكشافي مع شركة Total لقاطعين أحدهما على اليابسة والثاني في المياه العميقة. وتحصل توتال بموجب الاتفاقية على 90% من حصص القاطعين C9 و Ta 29 في حوض «تودينى» (Taoudeni). تبلغ مساحة القاطع C9 أكثر من 10 آلاف كم مربع، ويقع في مياه يتراوح عمقها بين 2500 - 3000 م على بعد 140 كم من الشاطئ.

وفي **اليمن**، أطلقت وزارة النفط والمعادن اليمنية جولة تراخيص استكشافية لقواطع في أحواض: سبعتين، ومسيلة، و مكلا - سيحوت، وذلك ضمن خطة تهدف إلى جذب الاستثمار الأجنبي وزيادة أنشطة التنقيب. ويبلغ مجموع المساحات المعروضة حوالي 20132 كم مربع، وتتوزع على خمسة قواطع، أربعة منها على اليابسة، وواحد في المغمورة[iii].

ثانياً: المشاريع العالمية

يوجد على الصعيد العالمي عدد كبير من مشاريع إنتاج النفط والغاز من المغمورة، ويمكن بالنظر إلى ناحية استخدام الابتكارات الجديدة في طرق الإنتاج والتطبيقات التكنولوجية ومواجهة التحديات إضافة إلى الاهتمام بالسلامة والبيئة والحماية ومستوى التنفيذ، ذكر أهم المشاريع التالية[iv]:

Company, 17/5/2013

i الموقع الرسمي للشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية، 2/7/2012

ii Reuters, 30/3/2012

iii Deloitte, 3/10/2012

iv Offshore's Top 5 for 2010, volume, 70,issue -12, 2010.

1. مشروع Kashagan في كازاخستان، وتدير عملياته شركة North Caspian Operating Company.
2. مشروع Perdido في خليج المكسيك، وتدير عملياته شركة Shell.
3. مشروع Cascade and Chinook في خليج المكسيك وتدير عملياته شركة Petrobras.
4. مشروع North Amethyst قبالة سواحل Newfoundland في كندا.
5. مشروع Jubilee قبالة سواحل غانا.
6. مشروع Gjøa قبالة سواحل النرويج.
7. مشروع Pazflor في أنغولا.
8. مشروع Peregrino في البرازيل.
9. مشروع Who Dat td في خليج المكسيك.

وهنا ربما يكون من المفيد التطرق إلى بعض هذه المشاريع بشيء من التفصيل.

مشروع Kashagan / كازاخستان

يقع الحقل تحت المياه الضحلة (4 – 6 م) في القسم الكازاخي شمال بحر قزوين، ويمتد على 75 كم طولاً و45 كم عرضاً، ويقدر الاحتياطي الجيولوجي من النفط في الحقل بحوالي 35 مليار برميل، منها 13 مليار برميل قابلة للإنتاج[i].

يعتبر تطوير الحقل نموذجاً للعوائق التقنية المعقدة والتحديات الهندسية والبيئية، مما جعل الحقل أحد أضخم المشاريع الصناعية في العالم، وأهم هذه العوائق هي:

1. تتوضع المكامن المنتجة في الحقل على عمق 4200 م تحت ضغط مرتفع يبلغ 760 ضغط جوي (أكثر من 1600 رطل/البوصة المربعة).
1. تحتوي الموائع في الحقل على نسبة مرتفعة من غاز كبريتيد الهيدروجين H2S تبلغ 15%، وحوالي 4% من غاز ثاني أكسيد الكربون.
1. المياه الموجودة في محيط الحقل منخفضة الملوحة بسبب تدفق المياه إلى البحر من نهر الفولغا، وهذا ما يساهم مع انخفاض درجة الحرارة في الشتاء إلى ما دون 30 درجة مئوية، في وجود الجليد في المنطقة لفترة خمسة أشهر في السنة على أقل تقدير.
1. تعتبر المنطقة الشمالية من بحر قزوين منطقة شديدة الحساسية لأي تغيرات بيئية بسبب التنوع الكبير للحياة النباتية والحيوانية فيها، ووجود فصائل حياتية مختلفة مستوطنة في البحر وعلى الشاطئ.
1. تعتبر المنطقة من ضمن المناطق التي يصعب إيصال المعدات لها، خاصة وأن الممرات المائية تتجمد بدورها لفترة قد تصل إلى ستة أشهر في السنة، مثل نهر

i الموقع الرسمي لشركة North Caspian Operating Company.

الفولغا، وممر بحر البلطيق - الفولغا.

وعندما وضعت الشركة مشروع تطوير الحقل، تبين لها لهذه الأسباب ولغيرها، أن من المستحيل استخدام التقنيات التقليدية للحفر والإنتاج مثل البنى الخرسانية أو المنصات ذاتية الرفع، بسبب المياه الضحلة من جهة، وبسبب الشتاء الشديد البرودة من جهة أخرى الذي يتسبب بوجود كتل ضخمة من الجليد المتحرك تهدد وجود المنشآت في ذلك الجزء من البحر، وهذا ما جعل الشركة تقرر ضرورة وجود جزر تتوضع عليها المعدات اللازمة لتطوير الحقل.

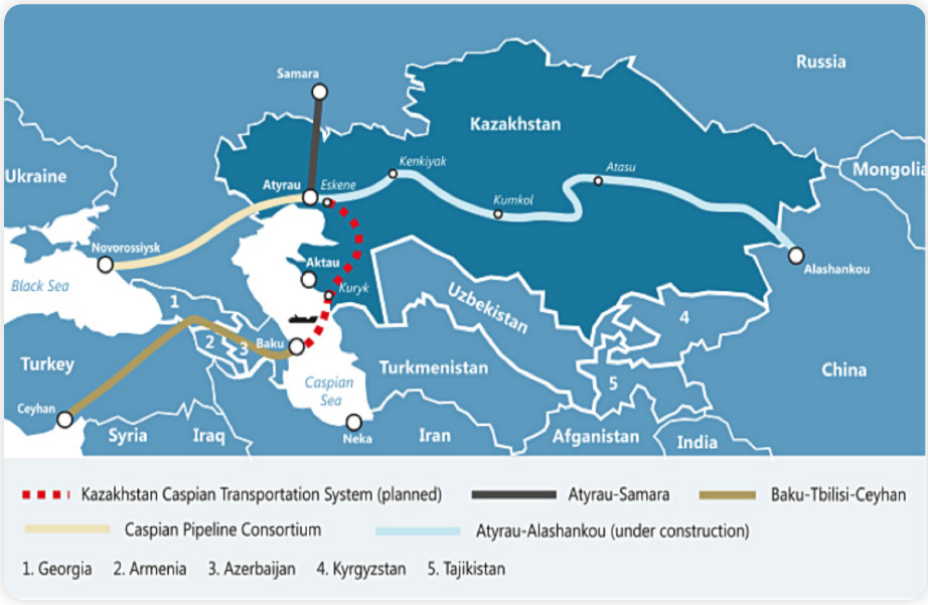
بناء على ذلك جرى العمل على استخدام نوعين من الجزر، جزر طبيعية صغيرة، وجزر صناعية كبيرة دعيت بمحور الجزر (الشكل -26)، حيث سيتم نقل الهيدروكربونات المنتجة من جزر الحفر إلى محور الجزر باستخدام خطوط أنابيب، ويحتوي محور الجزر على منشآت المعالجة لفصل الماء والنفط عن الغاز، إضافة إلى نظم توليد الطاقة ونظم إعادة حقن الغاز. وسوف يتم خلال المرحلة الأولى من عمليات التطوير حقن حوالي نصف كمية الغاز المنتج في المكمن، بينما سيؤخذ قسم من الغاز الناتج في محطة المعالجة ليستخدم في الحقل كوقود في المحطة وفي الحقل.

الشكل- 26: توزع الجزر الصناعية في حقل Kashagan

تعتمد خطة تطوير الحقل الحالية على استخدام عدة خطوط أنابيب للتصدير، وتوجد عدة طرق لذلك (الشكل -27)، هي:

1. خط أنابيب قزوين الغربي، وهو خط يربط بين مدينة Atyrau ويمر من مدينة Novorossiysk وصولاً إلى البحر الأسود.
2. خط أنابيب Atyrau الشمالي وصولاً إلى Samara في روسيا، ويتصل مع خط Transneft الروسي.
3. خط شرقي من Atyrau إلى Alashankou شمال الصين.
4. وهناك خط أنابيب آخر وضعت له خطة تخضع لتطوير نظام النقل من كازاخستان مروراً ببحر قزوين، لنقل النفط من منطقة Eskene إلى محطة تصدير جديدة في Kuryk، ثم ينقل النفط لاحقاً باستخدام الصهاريج إلى محطة أخرى في Baku، ومنها إلى خط أنابيب Baku -Tbilisi -Ceyhan إلى الأسواق العالمية.

الشكل- 27: خطوط تصدير النفط من حقل Kashagan



وفي النصف الثاني من عام 2013، بدأت شركة NCOC بعمليات ضغط تسهيلات المعالجة في Bolashak باستخدام الغاز الحلو الذي يتم تأمينه من مصادر محلية قريبة، ومن المقرر أن يبدأ الإنتاج من 8 آبار على الجزيرة A، حيث تم تحضير خطوط الأنابيب الجاهزة لنقل الإنتاج، أما معدات معالجة المنتجات الموجودة على الجزيرة D فهي في المرحلة الأخيرة من التحضير. وقد تم التخطيط لحفر 20 بئراً

من مجموع 40 بئراً صممت لتتوج المرحلة الأولى من التطوير، حيث تم الانتهاء جزئياً من حفر 11 بئراً من تلك الآبار. ومن المخطط أن يصل الإنتاج في بداية المرحلة الأولى إلى الطاقة التصميمية البالغة 180 ألف ب/ي بين عامي 2013 و2014، ثم يرتفع لاحقاً إلى 370 ألف ب/ي.

يحتوي الحقل على حوالي 52 تريليون قدم مكعب من الغاز المرافق والذي سيجري إعادة حقنه لرفع معامل الاستخلاص من الحقل، لكن المرحلة الأولى لن تشهد إعادة حقل كل كمية الغاز، حيث سيرسل قسم منه إلى منشآت معالجة على اليابسة لتخليصه من غاز كبريتيد الهيدروجين (تحلية الغاز)، وسوف يستخدم الغاز الحلو لتوليد الطاقة في محطات الشركة على اليابسة وفي الحقل، كما قد يتم تحويل جزء منه إلى غاز للبيع.

عملية التحلية هذه سوف تنتج حوالي 1.1 مليون طن من الكبريت سنوياً، والتي جرى التخطيط لتسويقها، لكن الواقع يفرض ضرورة وجود مخازن للكبريت سوف تكون مغطاة ومعزولة عن المحيط الخارجي حيث سيصب الكبريت السائل في حاويات محكمة الإغلاق توضع في مستودعات تحت المراقبة الإلكترونية، وقبل بيع الكبريت سوف تتم إعادة إذابته بدلاً من طحنه، ويتم تشكيله على هيئة حبيبات، وهذا ما سوف يساهم في تجنب صدور الغبار الكبريتي.

مشروع Perdido / خليج المكسيك

يقع مشروع Perdido على بعد 354 كم قبالة تكساس في خليج المكسيك، وتمتلك شركة Shell 35% من حصص المشروع. ينتج المشروع من ثلاثة حقول، هي: Great White، و Silvertip، وTobago. وتتوضع الحقول الثلاثة في المغمورة على حزام طي Perdido في المياه العميقة على أطراف الرصيف القاري، وتتراوح أعماق المياه في حزام الطي بين 2300 – 3000 متر، وهي من ضمن أكثر المناطق عمقاً في خليج المكسيك، وهذا ما شكل تحدياً للشركات المساهمة في المشروع تمثل في تطوير الحقول في هذه المياه السحيقة بالترافق مع تحجيم النفقات قدر الإمكان. يذكر أن المكسيك بدورها أعلنت في أكتوبر 2012 عن تحقيق اكتشاف للنفط في حقل مرتبط بنفس حزام الطي عبر البئر Supremus-1، وتراوحت تقديرات الاحتياطي المكتشف بين 75 – 175 مليون برميل من النفط الخفيف[i].

بدأت عمليات الحفر في هذا المشروع في شهر يوليو عام 2007، عبر منصة نصف عائمة (شبه عائمة)[ii]، وفي شهر ديسمبر عام 2008 سجلت شركة Shell رقماً قياسياً

i World Oil, 27/11/2012.

ii semisubmersible -drilling rig

لأعمق بئر إنتاجي يتم إكماله في العالم، وكان تحت 2852 متراً من سطح الماء[i].

يقع حقل **Great White** في القاطع 857 ضمن مياه يصل عمقها إلى 2438 متراً، وتمتلكه وتدير عملياته شركة شل بحصة تبلغ 33.34%، بينما تتقاسم كل من بي بي وشيفرون باقي الحصص بالتساوي. اكتشف الحقل في شهر مايو عام 2002، وحفر البئر الاستكشافي الأول فيه إلى عمق 6068 متراً. وحتى شهر مارس عام 2004 كانت شل قد حفرت خمسة آبار تقييمية في الحقل بلغ عمق أحدها 4586 متراً.

ويقع حقل **Silvertip**، الذي اكتشف في شهر أغسطس عام 2004، ضمن القاطع 815، فيبلغ عمق المياه فيه 2804 متراً، أما أعمق آباره فوصل إلى 4504 متر. تمتلك شيفرون 60% من حصص الحقل، بينما تمتلك شل التي تدير العمليات فيه باقي الحصص البالغة 40%.

أما حقل **Tobago**، فيعتبر أعمق حقل تم إجراء عملية إكمال فيه في العالم كما تقدم، ويقع في القاطع 859 في مياه يصل عمقها إلى 2926 متر، وقد وصل أحد آباره إلى عمق 5642 متر، ثم جرى حفر جذع جانبي منه إلى عمق 5616 متر. تتوزع حصص الحقل بين شل بنسبة 32.5%، وشيفرون بنسبة 57.5%، وشركة Nexen بنسبة 10% من الحصص، وقد وضع هذا الحقل على الإنتاج في شهر نوفمبر عام 2011. ويبين **الشكل -28** موقع المشروع في خليج المكسيك.

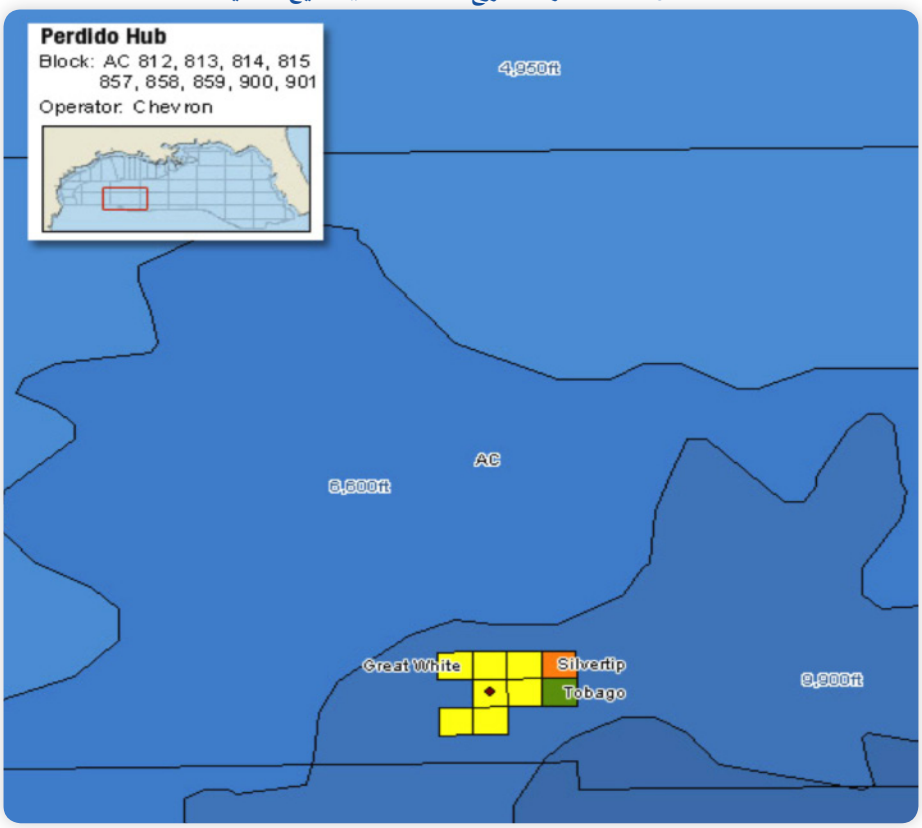
عمليات تطوير المشروع

بسبب وجود الحقول في مياه أعمق من أي مكان آخر في العالم، وبسبب الحاجة لحفر عدد كبير من الآبار لتطوير الحقول الثلاثة، فقد قررت الشركات المساهمة في المشروع استخدام منصة حفر من نوع الصاري المغمور (Spar) بدلاً من المنصات التقليدية، حيث تعتبر أسطوانة الصاري نموذجية للحفر والإنتاج في المياه السحيقة، بسبب وجود كم كبير من معداتها تحت سطح البحر عملياً، مما يساهم في زيادة ثباتيها في المياه لمواجهة الظروف الجوية القاسية والأعاصير. وكان أول استخدام لهذا النوع من المنصات في متصف التسعينات من القرن الماضي في حقل Neptune في خليج المكسيك.

تعتبر منصة المشروع من ضمن أكبر البنى الإنشائية المعدنية في العالم، حيث يبلغ طول الصاري (الأسطوانة) فيها 173 متر، وقطرها 34 متر، بينما يبلغ وزن المنصة كاملة أكثر من 45 ألف طن، وتثبتها إلى قاع البحر تسع سلاسل معدنية وحبال من البوليستر يبلغ طول كل منها 3000 متر. وهي مصممة لإنتاج 100 ألف برميل في اليوم

i Offshore Field development Projects, http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=125&AspxAutoDetectCookieSupport=1

الشكل - 28: حقول مشروع Perdido في خليج المكسيك



من النفط و 5.6 مليون متر مكعب يومياً من الغاز، ويبلغ عمرها لافتراضي 25 عاماً.

بعد تأمين التسهيلات المطلوبة بدأ العمل في تطوير الحقول، حيث تعاقدت شل مع عدد من الشركات لتصنيع معدات تحت سطحية خاصة بالمشروع مثل خطوط التدفق ورؤوس الآبار ومعدات التحكم وغيرها، ذلك أن الأعماق الكبيرة التي يتم العمل فيها استدعت وجود معدات خاصة بالمشروع، فبعض المضخات المستخدمة لنقل النفط إلى السطح تبلغ استطاعتها 1500 حصان، وهذا يفوق استطاعة العديد من طائرات الهليكوبتر. بدأ المشروع بالإنتاج في نهاية شهر مارس عام 2010، وذلك من خمسة آبار في حقل Great White، وقد سمحت هذه المنصة وللمرة الأولى في تاريخ حقول خليج المكسيك بالإنتاج من صخور عصر الباليوجين، مما يفتح آفاقاً جديدة لعمليات الإنتاج المستقبلية، خاصة وأن المنصة تحتوي على فواصل تحت سطحية، ومعدات لرفع الضغط، مما يساهم في إنتاج النفط من الطبقات ذات الضغط المنخفض[i]. وفي شهر نوفمبر عام 2011 وضع حقل Tobago الذي

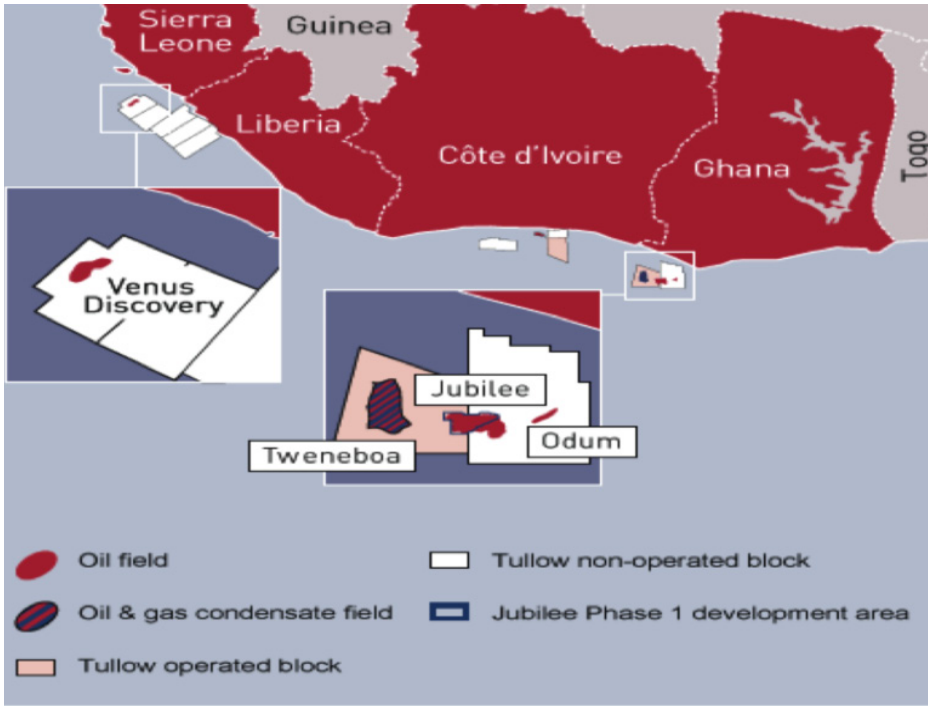
i نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة الثلاثون - 2010 - العدد الثاني.

يبعد 322 كم عن الشاطئ على الإنتاج[i] بينما يتوقع أن توضع كافة آبار المشروع على الإنتاج بحلول عام 2016، حيث تتضمن خطة الاستثمار وجود 22 بئراً وثلاثة عشر خطاً عائداً للمنصة تمر جميعا عبر أسطوانة الصاري.

مشروع Jubilee / غانا

يقع حقل Jubilee في المحيط الأطلسي على بعد 60 كم من سواحل غانا بين قاطع Tano، وقاطع West Cape Three Points، وتوجد حوله عدة حقول منتجة للنفط والغاز والمتكثفات (**الشكل-29**). تم اكتشاف الحقل عام 2007 من قبل شركة Tullow Oil التي تمتلك 49.95% من حصص منطقة الترخيص، وتشاركها كل من Kosmos Energy، وAnadarko ، بحصة تبلغ 18% لكل منهما، كما تشاركها Sabre Oil & Gas بحصة تبلغ 4.05%، بينما تؤول بقية الحصة البالغة 10% إلى مؤسسة البترول الوطنية الغانية[ii]. بدء إنتاج النفط من المشروع بشكل فعلي في أواخر عام 2010 وقدرت الاحتياطيات المؤكدة فيه بحوالي 600 مليون برميل.

الشكل - 29: حقل Jubilee في غانا



i نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة الحادية والثلاثون 2011- -العدد الرابع.

ii Oil and Gas Journal, 22/8/2007

تم اكتشاف النفط عبر البئر الاستكشافي Mahogany-1، الذي حفر في قاطع West Cape Three Points، في مياه بلغ عمقها 1320 متراً، وبلغ عمق البئر المحفور 3683 متراً، و اخترق حوالي 95 من الرمال الحاملة للنفط والعائدة لعمر الكريتاسي[i].

وهذا ما عزز احتمال وجود قبعة غازية عند حفر البئر Mahogany -2، لكن عمليات الحفر لم تكتشف وجود هذه القبعة، مما دفع الشركة للتفكير بالحفر إلى مجالات أعمق. ثم تم لاحقاً اكتشاف النفط عبر البئر التقييمي Hyedua-1 الذي حفر في مياه يبلغ عمقها 1530 متراً والذي اعتبر مؤشراً على أن حقل Jubilee ربما يكون أحد أهم اكتشافات النفط الحلو في العالم[ii].

وفي شهر شباط/فبراير عام 2008 حققت الشركة اكتشافاً آخر للنفط الخفيف (29° API) في قاطع West Cape Three Points ، وقد اخترق البئر الاستكشافي Odum-1 مصيدة ستراتيغرافية من دور الكامبانيان من العصر الكريتاسي، و حفر في مياه عمقها 955 متراً، وبلغ عمقه النهائي 3387 متراً.

وشهد مطلع عام 2009 اختبار البئر Hyedua-2 الذي أنتج حوالي 16750 ب/ي من النفط الخفيف، وأكثر من 21 مليون قدم^3/ي من الغاز، وكانت شركة Tullow قد حفرت البئر المذكور إلى عمق 3663 متراً، وذلك ضمن خطة لتقييم الحقل، واعتبرت نتائج الاختبار إشارة إلى مكمن ذي مواصفات استثنائية، خاصة وأن البئر بعيد عن مركز الحقل[iii].

وفي منتصف عام 2008، وافقت غانا رسمياً على المرحلة الأولى من تطوير الحقل النفطي العملاق، وأعيد تقدير الاحتياطي القابل للإنتاج فيه ليصل إلى حوالي 800 مليون برميل، كما وضعت خطط الإنتاج في ذلك الحين على افتراض أن يبلغ متوسط إنتاج اليومي للحقل حوالي 120 ألف ب/ي، معززة باستخدام إحدى تقنيات الإنتاج المحسن للنفط، حيث خطط لحقن 230 ألف ب/ي من الماء فيه. وذكر معاون وزير الطاقة في ذلك الحين أنه من المتوقع أن يصل إنتاج الحقل إلى 240 ألف ب/ي عام 2013.

كما نقلت Wall Street Journal عن نائب مدير شركة Anadarko لشؤون الاستكشاف، أن الإنتاج من الحقل سيكون مجدياً اقتصادياً حتى لو هبط سعر النفط إلى 25 دولاراً للبرميل[iv].

---

i Oil voice, 18/6/2007

ii نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة السابعة والعشرون 2007- - العدد الثالث.

iii Oil and Gas Journal, 12/1/2009

iv Wall Street Journal, 18/11/2009

وقد توالت الاكتشافات في الحقل حتى تم العثور على الغاز في الاكتشاف الثامن في شهر تشرين الأول/أكتوبر 2009، عبر البئر التقييمي Mahogany-4، الذي حفر في قاطع West Cape Three Points واخترق 43 م من الصخور الرملية الحاملة للنفط والغاز[i]، وبينت الاختبارات الإنتاجية أن كثافة النفط في الاكتشاف تبلغ 35° API.

وفي قاطع Tano تم اكتشاف النفط عبر البئر الاستكشافي Owo-1، الذي حفر في مياه عمقها 1428م، وبلغ عمقه النهائي 3891 م، واخترق حوالي 154م من الصخور الحاملة للنفط، بلغت السماكة الفعالة فيها حوالي 53 م. وبينت الاختبارات[ii] أن درجة الجودة للنفط في الاكتشاف الجديد تتراوح بين 33-36° API. ثم تم تحقيق اكتشاف للغاز والمتكثفات عبر البئر التقييمي Tweneboa-3 في نفس القاطع ضمن مياه عمقها 1601 م، وبلغ العمق النهائي للبئر 3906 م. وقد حفر البئر عبر جذعين مائلين لتقييم البيانات التي تم الحصول عليها من المسوحات الزلزالية، حيث اخترق الجذع الأول حوالي 9 م من تشكيلة حاملة للغاز والمتكثفات، بينما اخترق الجذع الثاني الذي حفر من ضمن الجذع الأول حوالي 30 م من السماكة الفعالة ضمن نطاقين يتمتعان بخواص خزنية ممتازة ويحملان الغاز والمتكثفات أيضاً[iii].

تبع ذلك تحقيق اكتشاف جديد للنفط والغاز عبر البئر Teak-1 الذي ضمن قاطع West Cape Three Points في مياه عمقها 869 م، وبلغ عمقه النهائي 3170 م. اخترق البئر حوالي 33م من السماكة الفعالة الحاملة للنفط، و33 م من السماكة الفعالة الحاملة للغاز، و20 م من السماكة الفعالة الحاملة للغاز والمتكثفات[iv]. وتم اكتشاف المزيد من النفط عبر البئر Teak-2 في الربع الأول من عام 2011.

وساهمت النجاحات التي تحققت في هذا القاطع في تشجيع عمليات الحفر في المناطق المجاورة له، حيث حققت مجموعة تقودها شركة Eni اكتشافاً جديداً للنفط والغاز والمتكثفات في المغمورة في قاطع Cape Three Points الواقع على بعد 50 كيلومتر قبالة السواحل الغانية ضمن مياه عمقها 825 م، وبلغ عمق البئر 3650م. وقد اخترق البئر الاستكشافي Sankofa East-1X 28 م من الصخور الحاملة للغاز والمتكثفات، و76 متراً من الصخور الحاملة للنفط ضمن طبقات تعود للعصر الكريتاسي. وأنتج البئر عند وضعه على الاختبار بمعدل 5000 برميل في اليوم من النفط عالي الجودة[v]. كما حفرت شركة Eni أول آبارها التقييمية SE2A ضمن اكتشاف Sankofa East للنفط في حوض Tano

i Offshore magazine, 15/10/2009
ii Anadarko, official website, 26/7/2010
iii Oil and Gas Journal, 10/1/2011
iv Petroleum Economist, 17/2/2011
v Oil and Gas Journal, 20/9/2012

على بعد حوالي 50 كم قبالة السواحل الغانية، وعلى بعد 8 كم إلى الجنوب الشرقي من البئر الاستكشافي Sankofa East X1، وقدرت أن القاطع Cape Three Points يحتوي على احتياطي يقارب 450 مليون برميل من النفط، منها 150 مليون برميل قابلة للإنتاج. حفر البئر في مياه عمقها 990 م، وبلغ عمقه النهائي 4050 م[i].

وحققت شركة Hess Corp اكتشافاً للنفط في المياه العميقة عبر البئر الاستكشافي Pecan-1، وذلك ضمن ترخيص Tano/Cape Three Points. اخترق البئر 75 م من السماكة الفعالة ضمن تداخلين من دور التورونيان،وقد حفر إلى عمق 4700 م في مياه عمقها 2513 م. وقد عملت شركة Hess في تلك المنطقة بحصة 90% ضمن اتفاقية خاصة مع المؤسسة الغانية الوطنية.

وفي مطلع عام 2012 حققت شركة Tullow اكتشافاً للنفط الخفيف عبر البئر التقييمي Ntomme-2A الذي حفر في المياه العميقة (1730 م) ضمن قاطع Tano إلى عمق 3904 م، واخترق 39 م من السماكة الفعالة ضمن مكمن رملي ذو مواصفات خزنية ممتازة. وذكرت الشركة أن عينات السوائل التي تم جمعها من البئر بينت أن النفط ذو جودة تبلغ 35° API [ii].

وقد أعلن في مطلع عام 2013 أن إنتاج الحقل وصل إلى 110 آلاف ب/ي في نهاية عام 2012، بينما حقق ما اعتبر إنتاجاً قياسياً في شهر شباط/فبراير 2013 حيث بلغ معدل الإنتاج 112.5 ألف ب/ي من النفط، وذلك بعد إجراء عمليتي تحميض ووضع بئرين جديدين على الإنتاج، أما متوسط إنتاج الحقل خلال عام 2012 فقد بلغ حوالي 72 ألف ب/ي. مما يعني أن التوقعات السابقة لمعدل الإنتاج المتوقع لم يتم الوصول لها بعد[iii].

استخدمت العديد من المنصات في الحقل، بدءاً من Blackford Dolphin، و Eirik Raude اللتان تستعملان لعمليات التطوير، وتبعتهما عام 2009 منصة Attwood Hunter وتستخدم في عمليات الاستكشاف والحفر التقييمي، وفي نهاية عام 2009 أضيفت منصة Aban Abraham للعمليات في الحقل.

مشروع Pazflor / أنغولا

يتميز هذا المشروع بعدد من المزايا التي يأتي في مقدمتها أنه أول مشروع في العالم يعتمد على استخدام تقنية الفواصل تحت السطحية (Subsea Separation System) لفصل الغاز عن باقي السوائل، وهو ما سمح بإنتاج النفط الثقيل واللزج من أربعة مكامن منفصلة ضمن المياه العميقة قبالة سواحل أنغولا. كما تعتبر سفن الإنتاج

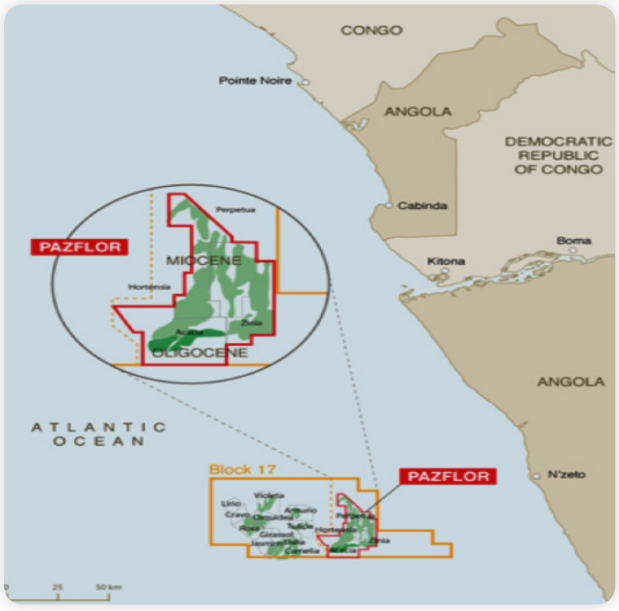
i Energy Business Review, 22/1/2013

ii Oil and Gas Journal, 18/1/2012

iii Offshore Magazine, 13/2/2013

والتخزين والتحميل العائمة (FSPO) الأكبر من نوعها في العالم بطول يصل إلى 325م، وعرض 62 م، ويزيد وزنها عن 120 ألف طن متري، (الشكل-30)، وتحتوي على أماكن تكفي لاستيعاب طاقم من 140 شخصاً.

الشكل- 30: سفينة إنتاج وتخزين وتحميل في مشروع Pazflor



الشكل - 31: موقع مشروع Pazflor

يقع حقل Pazflor الذي تدير عملياته شركة Total الفرنسية، على بعد 150 كم من سواحل Luanda في مياه يتراوح عمقها بين 600 - 1200 م، (الشكل -31)، ويقدر الاحتياطي المؤكد والمحتمل فيه بحوالي 590 مليار برميل، وتبلغ طاقة الحقل الإنتاجية 220 ألف برميل يومياً.

وضع المشروع على الإنتاج في شهر آب/أغسطس عام 2011، وذلك قبل أسابيع من المخطط[i]، وهو يحتوي على شبكة تجميع تحت سطحية ضخمة تعتبر الأعقد من نوعها في أنغولا، وتتضمن 180 كم من الأنابيب التي تربط 49 بئراً مع مع ألف طن من المعدات وثماني سفن إنتاج وتخزين عائمة عملاقة. يتم تثبيت السفن في أماكنها باستخدام 16 مرساة عملاقة، ويمكن للسفن تخزين 1.9 مليون برميل من النفط الذي يتم لاحقاً ضخه إلى الناقلات. أما الغاز المرافق المنتج من المشروع فيتم إعادة حقنه في المكامن، كما تتوفر إمكانية نقله إلى محطة الغاز الطبيعي المسال في أنغولا عندما تكون جاهزة. وقد صممت السفن لتتمكن من معالجة 200 ألف برميل يومياً من النفط و4.2 مليون متر مكعب من الغاز، كما يبلغ العمر التصميمي للمعدات المستخدمة عشرين عاماً.

المكامن المكتشفة في حقل Pazflor

يتكون حقل Pazflor الذي يمتد على مساحة 600 كيلومتر مربع من أربعة مكامن كما تقدم، تم اكتشاف مكمن Perpetua في عام 2000، أما مكمني Acacia، و Ziniaفقد اكتشفت عام 2002، وتبع ذلك اكتشاف مكمن Hortensia في عام 2003.

ورغم الإمكانيات التقنية المتطورة التي تم استخدامها في التصميم والتنفيذ، إلا أن أهم التحديات التي واجهت المشروع تمثلت في وجود نوعين مختلفين من النفط في المكامن، النوع الأول نفط ثقيل لزج موجود في ثلاثة مكامن من دور الميوسين، وهذا النوع يمثل حوالي ثلاثة أرباع الاحتياطي المكتشف في الحقل، مما يجعل من جريان النفط المنتج مشكلة بحد ذاتها، كما أنه لابد من فصل الغاز عن السوائل عند قاع البحر حتى يمكن لاحقاً ضخ النفط نحو السطح، لذلك تم تصميم فواصل ومضخات خاصة بهذا المشروع. يحتوي مكمن Acacia على نفط خفيف ذو نوعية جيدة، بينما تحتوي باقي المكامن على النفط الثقيل اللزج، وعندما قررت شركة توتال ضم النوعين خلال الإنتاج ظهرت الحاجة لنوعين من الفواصل تحت السطحية يتم توصيلها مع سفينة الإنتاج[ii].

ومن الملاحظ أن احتياطي أنغولا قد ارتفع من 9.5 مليار برميل عام 2008، إلى 10.47 في عام 2012، ويمكن أن يعزى ذلك جزئياً إلى الاكتشافات المتوالية التي تحققت فيها خلال تلك الفترة، فقد حققت 11 اكتشافاً للنفط عام 2007، و3 اكتشافات عام 2008، و5 اكتشافات عام 2009، و13 اكتشاف عام 2010، و2 اكتشاف عام 2011، و2 اكتشاف عام 2012. يبين **الشكل 32-** توزع الحقول في المغمورة قبالة سواحل أنغولا، حيث يلاحظ انتشارها على مستويين موازيين للساحل الجنوبي الغربي للبلاد[iii].

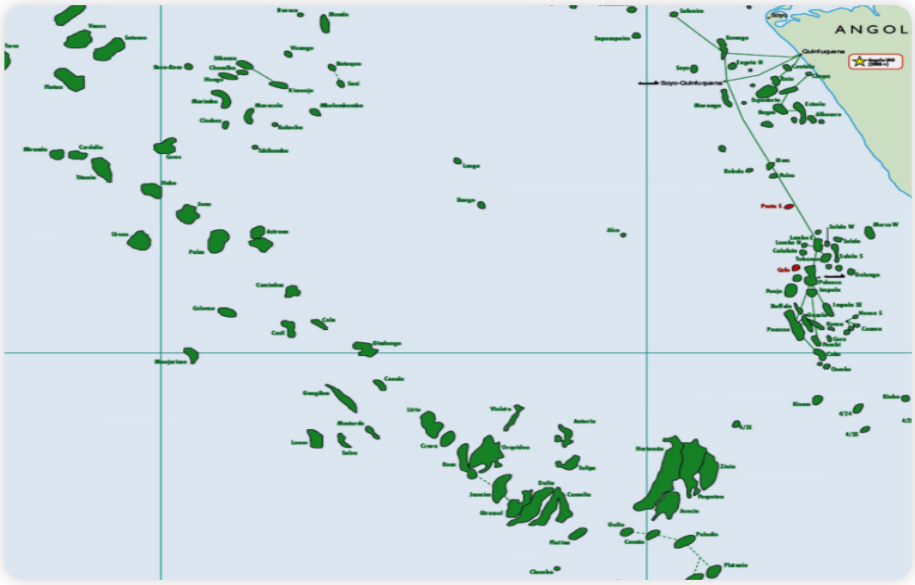
---

i Offshore Magazine, 28/6/2011

ii Eldon Ball, Pazflor development relies on subsea separation system handling four reservoirs, Offshore Magazine Articles, 1/12/2011.

iii World Energy Atlas, The Petroleum Economist Ltd, 2009.

الشكل- 32: توزع الحقول قبالة سواحل أنغولا



ولابد هنا من الإشارة أيضاً إلى أن شركة BP بدأت في مطلع عام 2013 بالإنتاج من مشروع (PSVM)[i] الذي يتضمن حقول Pluto، وSaturn، وVenus، و Mars في القاطع 31 قبالة سواحل أنغولا. حيث بدأ الإنتاج الأولي من ثلاثة آبار في حقل Pluto ويتوقع أن يصل معدل الإنتاج إلى 70 ألف ب/ي، بينما يستهدف الإنتاج من كامل المشروع الوصول إلى معدل 150 ألف ب/ي بعد وضع حقلي Saturn، و Venusعلى الإنتاج في عام 2013، ووضع حقل Mars على الإنتاج عام 2014. يمتد القاطع 31 على مساحة 5348 كم مربع، في مياه يتراوح عمقها بين 1500و 2500 م.

الإنتاج من تحت طبقات الملح في البرازيل

برهن التقدم التقني على إمكانية الوصول إلى مناطق كان النفط فيها يعتبر غير اقتصادي بسبب بعض التحديات الخاصة بهذه المناطق، كالمياه السحيقة كما تقدم، أو كالمكامن الموجودة تحت طبقات الملح، ومع أنه قد التغلب منذ زمن على مسألة المياه السحيقة وخاصة في خليج المكسيك، إلا أنه من الهام النظر إلى أن 85% من الرصيف القاري في خليج المكسيك (سواء المناطق في المياه الضحلة أو العميقة) تقع تحت طبقات من الرسوبيات الملحية، وهي مناطق تحتوي على إمكانيات هيدروكربونية لا يستهان بها. وتعتبر شركة Phillips Petroleum أول من طور اكتشافاً تحت طبقات الملح في خليج المكسيك في منتصف عام 1996 وبينت وجود مصائد تركيبية

i Oil and Gas Journal, 31/1/2013.

(Structural Traps) تقع تحت طبقات من الملح تزيد سماكتها عن 1200 متر. أما أول الحقول التي وجدت تحت طبقات الملح فقد تم اكتشافها عبر الحفر الأفقي، وساهمت الخبرات المتراكمة من تطوير الحقول القريبة من طبقات الملح في التأكيد على أن هذه الطبقات لا تأخذ دوماً شكل القبة البسيط (Dome) أو شكل الصفائح الصلبة (Sheets). كما تشير الكثير من الدراسات الجيولوجية إلى أن التركيب الملحي ينتج عن جريان الرسوبيات الملحية التي امتدت أفقياً فوق الصخور الرسوبية التي يمكن أن تحتوي على الهيدروكربونات، حيث يمكن للملح أن يشكل حاجزاً يمنع هجرة هذه الهيدروكربونات ويساهم في احتجازها ضمن تجمعات يمكن أن تشكل مكامن هامة[i].

وينظر إلى تحديد التراكيب الموجودة تحت طبقات الملح كأول مشكلة ينبغي التغلب عليها عند التنقيب في أماكن يحتمل وجود النفط أو الغاز فيها، حيث تشكل طبقات الملح أحد العوائق التي تقف في وجه التحاليل الجيوفيزيائية، وخاصة في المسوحات الزلزالية وتفسيرها. لكن التقدم الكبير في سرعة المعالجة العالية للبيانات وتقنيات تكديس القراءات (Stacking) والمسح الزلزالي ثلاثي الأبعاد، ساهمت في الحصول على صورة أكثر دقة للمكامن. كما ساهم التطور في تقنيات الحفر والتغليف في تشجيع العمل في مناطق من هذا النوع، حيث يعتبر الحفر خلال طبقات الملح أحد التحديات التي تواجهها الصناعة البترولية، إذ يتطلب هذا النوع من الحفر تقنيات وخطط معينة، بل ومعدات حفر خاصة.

وربما تكون البرازيل أحد أهم الأمثلة التي تستحق الوقوف عندها بشيء من التفصيل.

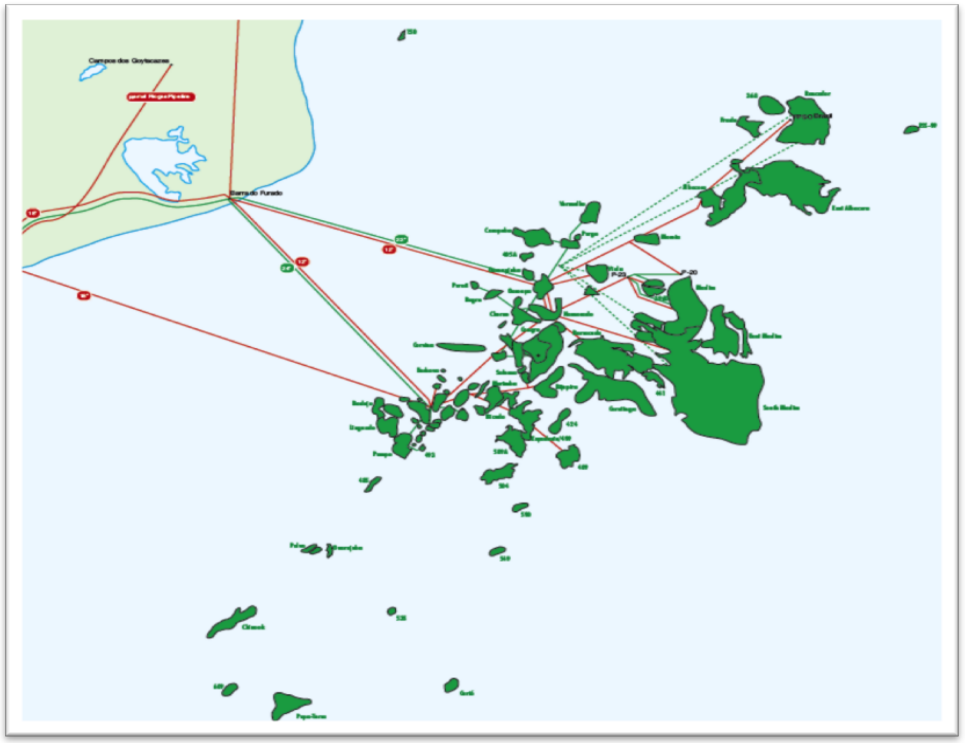
ساهمت الاكتشافات البترولية المتوالية تحت طبقات الملح على بعد 300 من السواحل في وضع البرازيل على خارطة الطاقة العالمية، وقد تم إجراء إصلاحات وتعديلات على قطاع الطاقة في البلاد منذ عام 1997، كان من ضمنها خصخصة شركة Petrobras بشكل جزئي.

وتعتبر البرازيل إحدى الدول القليلة في العالم التي كان معدل اكتشاف الاحتياطيات فيها أكبر من معدل الإنتاج لمدة طويلة، وتوجد أكثر من 90% من الاحتياطيات النفطية فيها ضمن المغمورة، وخاصة منطقة Rio de Janeiro التي يحتوي حوضا Campos وSantos فيها على 80% من تلك الاحتياطيات. ويأتي قسم كبير من إنتاج البلاد من المغمورة بعد وضع عدد من الاكتشافات على الإنتاج، فالاحتياطيات العملاقة في منطقة Rio de Janeiro ساهمت في دفع عجلة الإنتاج البرازيلي قدماً، كما يتوقع للحقول الجديدة التي اكتشفت مثل Tupi، وAzualo أن تساهم بدورها في إضافة كميات كبيرة إلى معدلات إنتاج البرازيل خلال السنوات القليلة القادمة، حيث قدر احتياطي حقل Azualo على سبيل المثال بحوالي 8 مليارات برميل. ويحتوي حوض

i Craig et al, Brazil's Presalt Play, Oilfield Review, Autumn 2010.

Espírito Santo على حقلين كبيرين هما Golfinho، وGolfinho Southwest، وتبلغ الاحتياطيات فيهما 500 مليون برميل، و150 مليون برميل على التوالي، ويوضح الشكل -33)توزع الحقول في حوض Campos في البرازيل[i].

الشكل- 33: توزع الحقول في حوض Capmos في البرازيل



أما حقل Tupi العملاق فقد شهد دراسات مكثفة، خاصة من شركة البترول البريطانية BP التي تمتلك ربع حصصه، فقد قامت الشركة في مطلع عام 2008 بإعادة تقييم الاحتياطي المكتشف في الحقل، لتصل تقديراتها إلى حدود 12 – 30 مليار برميل مكافئ نفط، منها قرابة 198 مليار متر مكعب من الغاز، وذلك بعد أن كانت تقديراتها للاحتياطي الجيولوجي تتراوح بين 1.7 – 10 مليار برميل مكافئ نفط في عام 2007. وذكرت الشركة أنه يمكن إنتاج حوالي 1 مليون ب/ي من هذا الحقل بعد تطويره بشكل كامل[ii].

يعمل في البرازيل عدد كبير من الشركات منها تسعة عشر شركة تمتلك حقوق التنقيب والإنتاج في قواطع مختلفة يتراوح عددها 8 إلى 43 قطاعاً لكل شركة، بينما

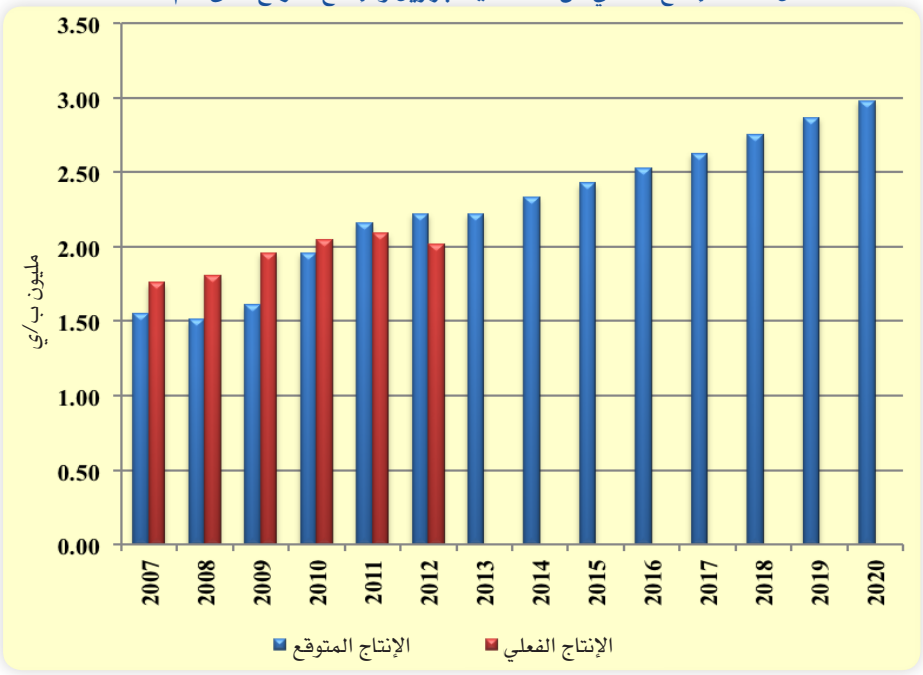
i World Energy Atlas, The Petroleum Economist Ltd, 2009.

ii Oil and Gas Journal, 7/2/2008.

تعمل Petrobras لوحدها ضمن 284 قاطعاً، وهذا ما جعلها أكبر منتج للنفط في البلاد، حيث وصل إنتاجها لوحدها عام 2008 إلى 17.4 مليون برميل.

يظهر **الشكل- 34** مقارنة بين توقعات الإنتاج في البرازيل منذ عام 2007 وحتى عام 2020 حسب تقديرات GBI Research، مع مقارنتها بالأرقام الفعلية حتى نهاية عام 2012.

الشكل- 34: الإنتاج الفعلي من النفط في البرازيل والإنتاج المتوقع حتى عام 2020

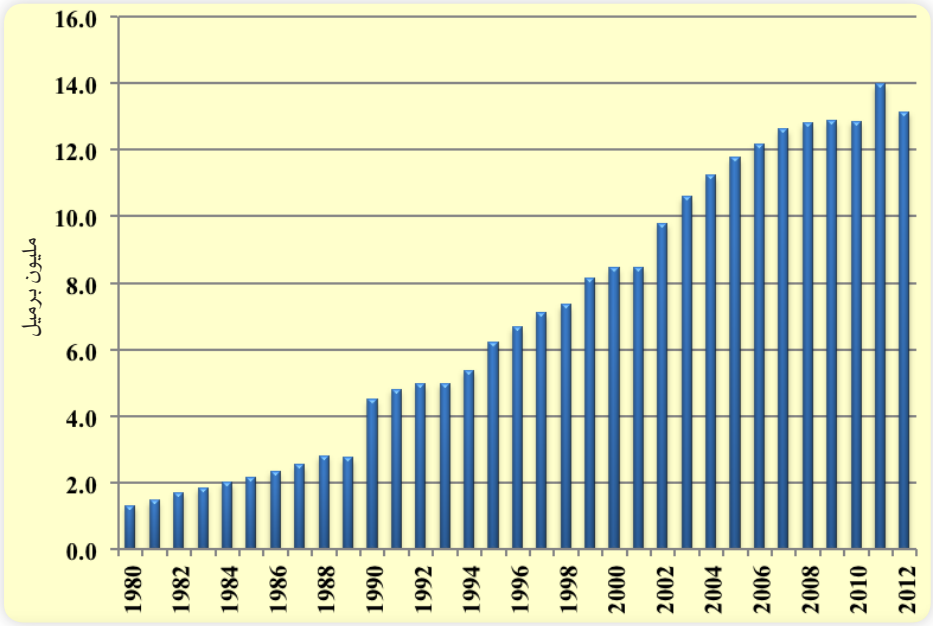


كما يظهر **الشكل- 35** تطورات الاحتياطي في البرازيل منذ عام 1980، حيث يلاحظ الارتفاع المستمر في الاحتياطي الذي بدأ بشكل واضح منذ عام 1990.

وقد راعت شركة Petrobras أهمية تطوير تلك الاكتشافات وكانت من أولى خطواتها في هذا المجال إقرار ميزانية ضخمة بلغت 8 مليارات دولار كنفقات رأسمالية في عام 2007 لمشروع زيادة طاقتها الإنتاجية وطاقة نقل الغاز، وشمل ذلك المشروع في حينها منصة إنتاج بحرية، وتسعة خطوط لنقل الغاز، وسبع محطات ضخ إضافة إلى خمس وحدات معالجة للغاز، وأنجز المشروع في عام 2009.

وفي نهاية عام 2012 كان معدل إنتاج النفط في البلاد قد سجل معدلات قياسية وصلت إلى 2.24 مليون برميل/يوم، مرتفعاً بشكل واضح عن معدلات عام 2006 التي بلغت 1.9 مليون ب/ ي، وذلك بعد أن وضعت ست منصات جديدة على الإنتاج في حقول Roncador

الشكل- 35: تطورات الاحتياطي النفطي في البرازيل خلال 22 عاماً



وGolfinho وEspadarte ، وبلغ مجموع الإنتاج من خلالها حوالي 590 ألف ب/ي.

وقد حققت البرازيل[i] في تلك الفترة عدة اكتشافات للنفط والغاز، فقد أعلنت Petrobras عن تحقيق اكتشاف للغاز في المغمورة على بعد 37 كم جنوب شرق البرازيل في حقل Camarupim، الواقع ضمن حوض Espirito Santo. وقد حفرت الشركة المذكورة بئراً استكشافياً صادف الغاز على عمق 3378 متراً، كما عثرت على الغاز في نطاق يبلغ عمقه 2461 متراً.

وكان لنجاح الاختبار الذي قامت به شركة Petrobras على البئر 1-RJS-628A في حوض سانتوس دور هام في فتح نافذة أمل جديدة في إنتاج النفط الخفيف من المغمورة، حيث أنتج البئر أثناء الاختبار بمعدل 4900 ب/ي (API30°) إضافة إلى 150 ألف متر مكعب من الغاز الطبيعي يومياً. يبلغ عمق المياه في المنطقة التي حفر فيها البئر حوالي 2140 متراً، وتبع ذلك اكتشاف النفط الخفيف في حقل Pirambu، ضمن حوض Campos في المياه العميقة، وأنتج أول بئر استكشافي في الحقل عند اختباره حوالي 1250 ب/ي[ii].

ومع حلول نهاية عام 2007، حققت Petrobras اكتشافاً للغاز في المغمورة على بعد 37 كم جنوب شرق البرازيل في حقل Camarupim، ضمن حوض Espirito Santo.

i Oil & Gas Journal, Vol 105 Issue 17, 7/5/ 2007.

ii Schlumberger, real time news, 11/6/2007.

حيث عثرت على الغاز على عمق 2461 متراً، كما عثرت على الغاز في نطاق آخر على عمق 3378 متراً. وترافق ذلك مع اكتشاف جديد للنفط (API 28°) والغاز في القاطع BM-A-11، ضمن حوض سانتوس على بعد 250 كم من السواحل البرازيلية[i]. تبع ذلك اكتشاف عملاق للغاز في حقل Jupiter الذي تراوحت تقديرات الاحتياطي فيه بين 1.1-1.7 تريليون متر مكعب، ثم تلاه اكتشاف عملاق للنفط في حقل Carioca قدر الاحتياطي فيه بحوالي 33 مليار برميل نفط مكافئ. ولاحقاً تم اكتشاف النفط في حقل Lara، في المغمورة على بعد 215 كم جنوب شرق سواحل البرازيل، ووصلت تقديرات الاحتياطي المكتشف في الحقل إلى ما يتراوح بين 3-4 مليار برميل[ii].

وتتابع نشاط الشركات العالمية التي رأت في البرازيل فتحاً بترولياً متميزاً، وسرعان ما حققت شركتا Anadarko، وDevon Energy اكتشافاً آخر للنفط في القاطع BM-C-30 عبر البئر APL-1-ESS-1، الذي حفر في مياه يبلغ عمقها حوالي 1417 متراً، وذلك ضمن حوض Campos على بعد حوالي 38 كم جنوب شرق حقل Jupiter العملاق. وأشارت النتائج الأولية للدراسات التي أجريت على الاكتشاف المذكور في حينها، إلى أن مواصفاته مماثلة لمواصفات حقل Jupiter، حيث قدر الاحتياطي المكتشف بحدود 2 مليار برميل مكافئ نفط[iii]. وسبق ذلك اكتشاف للنفط في القاطع BM-S-22 الواقع في حوض سانتوس، والذي أتى بعد أسبوع من إعلان شركة Repsol YPF SA، عن تحقيقها لاكتشاف من النفط في القاطع BM-S-48 الواقع في نفس الحوض.

ومنذ عام 2008 بدأت بوادر تطور الإنتاج البرازيلي تظهر للعيان، فقد وضعت عدة حقول على الإنتاج، ومنها حقل Frade الذي اكتشف منذ عام 1986 وتديره شركة شيفرون، ويقع في مياه عمقها 1128 متراً على بعد 370 كم قبالة سواحل مدينة «ريو ديجانيرو»، يحتوي الحقل على 200-300 مليون برميل من النفط الثقيل القابل للإنتاج، وكانت شيفرون قد رأت أن الحقل سينتج بمعدل 30 ألف برميل مكافئ نفط يومياً في نهاية عام 2009، بينما خططت لرفع المعدل إلى 90 ألف برميل مكافئ نفط يومياً بحلول عام 2011. وقد وصل إنتاج الحقل فعلياً إلى 65 ألف برميل في اليوم في شهر أيلول/سبتمبر 2010، بينما وصل في عام 2011 إلى 79 ألف برميل يومياً من النفط وسوائل الغاز الطبيعي[iv].

---

i Oil Voice, 8/11/2007.

ii Oil Voice, 12/9/2008.

iii Oil Voice, 23/11/2008.

iv Offshore Technology Projects, Frade Field Gas and Oil Project, Campos Basin, Brazil, website: http://www.offshore -technology.com/projects/fradefieldcamposbasi/

وفي منتصف عام 2009 بدأت منصة إنتاج عائمة في تلقي أول إنتاج نفطي يأتي من اختبار حقل Tupi العملاق بمعدل بلغ 14 ألف ب/ي خلال فترة الاختبار[i]، وقد وصلت أول شحنة من الحقل إلى مصفاة Henrique Lage في شهر تشرين الأول/ أكتوبر 2009 ليتكون بذلك أول شحنة نفط من الحقل يتم تكريرها، وبلغت 264 ألف برميل.

وقد وصل معدل إنتاج الحقل اليومي في نهاية عام 2009 إلى 216 ألف ب/ي، يتم إنتاجها عبر ثلاث منصات إنتاج تبلغ استطاعتها الفعلية 460 ألف ب/ي[ii]. وذكر المدير التنفيذي للشركة أن معدل الإنتاج من الحقل والحقول المجاورة له سوف يصل إلى 1.8 مليون ب/ي في عام 2020.

وفي تلك الفترة حققت شركة Petrobras اكتشافاً جديداً للنفط الخفيف في القاطع BM-S-7 في حوض سانتوس، وقدرت الشركة الاحتياطي الجيولوجي المكتشف بحوالي 550 مليون برميل[iii]. وتبع ذلك ببضعة أشهر تحقيق اكتشاف للنفط في حوض كامبوس، عبر البئر RJS-1-66-1 الواقع في المغمورة على بعد 120 كم قبالة سواحل ريو ديجانيرو، ضمن القاطع الاستكشافي BM-C-36، وقدر الاحتياطي المكتشف بحدود 280 مليون برميل من النفط الخفيف[iv]. وفي شهر شباط/فبراير 2010 حققت Petrobras اكتشافاً جديداً للنفط في حوض كامبوس، عبر البئر PM-53-4، وذلك في مياه يبلغ عمقها 200 م، واخترق البئر 128 م من السماكة الفعالة الحاملة للنفط (API 20°)، وقدر الاحتياطي المكتشف بحوالي 25 مليون برميل[v]. تبع ذلك اكتشاف جديد للنفط والغاز، عبر البئر Wahoo-1 الواقع في القاطع BM-C-30 في حوض كامبوس، وقد أنتج البئر عند وضعه على الاختبار حوالي 7500 ب/ي من النفط، و4 ملايين قدم^3/ي من الغاز. وذكرت شركة «أنادارکو» التي حققت الاكتشاف أن نتائج الاختبار تعد فريدة من نوعها، حيث من المتوقع أن يصل معدل إنتاج البئر إلى أكثر 15 ألف ب/ي عند وضعه على الإنتاج[vi].

ثم تحقق اكتشاف جديد للنفط ضمن حقل Marlim الواقع قبالة العاصمة ريو ديجانيرو على الساحل الجنوبي الشرقي للبرازيل، وذكرت Petrobras أن التقديرات الأولية تشير إلى أن الاحتياطي القابل للإنتاج في الاكتشاف المذكور يبلغ حوالي 380

---

i Oil and Gas Journal, 1/5/2009

ii Oil and Gas Journal, 13/11/2009

iii Oil and Gas Journal, 8/4/2009

iv China View, 31/7/2009

v Oil Voice, 11/2/2010

vi Business Standard, 11/4/2010

مليون برميل مكافئ نفط[i]. وفي شهر أيلول/سبتمبر من عام 2010 أعلنت وزارة المناجم والطاقة البرازيلية، أن Petrobras حققت اكتشافاً جديداً للنفط هو «حقل Libra»، وأكدت الوزارة أن دراسة قامت بها شركة Gaffney & Cline المستقلة، بينت أن حجم الاحتياطي المكتشف القابل للإنتاج يبلغ 7.9 مليار برميل من النفط، بينما كانت تقديرات سابقة لشركة Agencia Nacional do Petroleo قد قدرت الاحتياطي المكتشف بحدود 5.5 مليار برميل. يقع الحقل الجديد في المغمورة إلى الشمال الشرقي من حقل Lara، على بعد 230 كم قبالة سواحل مدينة ريو ديجانيرو، وقرب منطقة Franco التي يقدر الاحتياطي فيها بحوالي 4.5 مليار برميل، وتعتبر الأخيرة أكبر مناطق البرازيل من حيث كمية النفط التي تنتج بموجب عقود تقاسم الإنتاج[ii]. وفي نهاية عام 2010 صرحت وكالة البترول البرازيلية الوطنية ANP أن الاحتياطي القابل للإنتاج في حقل «ليبرا» يتراوح بين 3.7 – 15 مليار برميل[iii].

ثم حققت Petrobras اكتشافاً جديداً للنفط عبر البئر الاستكشافي Barra الذي حفر على بعد 58 كم من الساحل في مياه يبلغ عمقها 2341 م في حوض Alagoas-Sergipe، واكتشافاً آخر عبر البئر الاستكشافي Igarape Chibata-1 الذي حفر في قاطع SOL-T-171 ضمن حوض Solimoes في إقليم الأمازون إلى عمق 3485 م، وأنتج عند وضعه على الاختبار 2500 ب/ي من النفط الذي بلغت درجة جودته 46° API[iv]، كما شهد شهر كانون الأول/ديسمبر تحقيق اكتشاف نفطي جديد في حوض Espirito Santos، عبر البئر BRSA-882-ESS-1، الذي حفر في مياه عمقها 2100 م، وبلغ عمق البئر 3850 م. وتراوحت درجة جودة النفط المكتشف بين 25° – 30° API[v].

وفي مطلع عام 2011 ذكرت شركة Maersk Oil، أنها عثرت على شواهد هيدروكربونية في طوابق Santonian، وAlbian، وAptian العائدة للعصر الكريتاسي، وذلك ضمن بئر استكشافي حفر في قاطع BM-C-37 ضمن حوض كامبوس في مياه يبلغ عمقها 137 م، وتبعتها شركة OGX بتحقيق اكتشاف للنفط على بعد 80 كم من سواحل ريو ديجانيرو، وذلك عبر البئر OGX-1-RJS-28D، الذي حفر في قاطع BM-C-41 ضمن مياه يبلغ عمقها 126 م في حوض كامبوس، واخترق 24 م من السماكة الفعالة ضمن الصخور الكربوناتية من طابق Albian[vi]. وفي شهر أيار/مايو من نفس العام حققت شركة Statoil اكتشافاً للنفط جنوبي حقل

i Bloomberg Business, 4/5/2010
ii World Oil, 14/9/2010
iii Oil and Gas Journal, 5/11/2010
iv Latin America Herald Tribune, 28/10/2010
v Istockanalysit, 17/12/2010
vi PennEnergy, 24/1/2011

Peregrino الذي ينتج النفط الثقيل في حوض كامبوس ضمن مياه عمقها 120 م ضمن تركيب Peregrino الجنوبي، حيث حفر بئر استكشافي اخترق 130 متراً من السماكة الكلية الحاملة للنفط ضمن صخور تشكيلة Carapebus الرملية العائدة للحقب الثالث . وكان حقل Peregrino قد وضع على الإنتاج قبل ذلك بشهر واحد في مطلع شهر نيسان/أبريل 2011، حيث بلغ معدل إنتاجه حوالي 100 ألف برميل مكافئ نفط في اليوم، وأشارت الدراسات الأولية إلى أن الاحتياطي القابل للإنتاج فيه يتراوح بين 300–600 مليون برميل مكافئ نفط[i]. وتتابعت مسيرة الاكتشافات الجديدة لتعلن شركة Videocon Industries عن اكتشاف للنفط عبر البئر Barra وهو أول بئر استكشافي تحفره الشركة في المياه العميقة (2311 م) في حوض Sergipe–Alagoas. ولم تعلن الشركة عن حجم الاحتياطي الذي تم اكتشافه[ii]، إلا أنها ذكرت أن المكمن المكتشف يتمتع بمسامية ممتازة عند عمق يتراوح بين 5050 و5400 م.

وفي منتصف عام 2011 أعلنت شركة OGX أن إنتاجها من بعض القواطع الواقعة في المياه الضحلة حوض كامبوس وحوض Parnaiba الواقع على اليابسة سيصل إلى 1.9 مليون ب م ن/ي في عام 2019، حيث يصل حجم المصادر المتوقع في هذه القواطع إلى 10.8 مليار برميل مكافئ نفط. وكانت الشركة قد اكتشفت حتى ذلك التاريخ 4.2 مليار برميل مكافئ نفط في الحوضين المذكورين، وهذا الاحتياطي قد يسمح بإنتاج 730 ألف ب م ن/ي في نهاية عام 2015. وذكرت الشركة أنها قد حفرت 52 بئراً في المنطقة خلال أقل من سنتين بمعدل إصابة بلغ 90%، وبينت الشركة أن معدل الغاز إلى النفط GOR سيكون منخفضاً وهو ما سيجعلها تستخدم كل الغاز المنتج في تشغيل وحدات توليد الطاقة الكهربائية على منصاتها. كما توقعت الشركة أن تبلغ الكلفة الرأسمالية (Capex) طيلة فترة حياة الحقول حوالي 2 دولار للبرميل، بينما تصل الكلفة التشغيلية (Opex) إلى 16 دولاراً للبرميل[iii].

وفي تلك الأثناء أعلن مدير الإنتاج في شركة Petrobras أن شركته تستعد لبيع باكورة إنتاجها من الغاز من حقل Lula الواقع في المياه العميقة في حوض سانتوس، حيث ذكر أن القيود التنظيمية تحد من حجم الغاز المنتج الذي يتم حرقه بينما سيسمح خط أنابيب يصل الحقل إلى منصة Mexilhao برفع معدل إنتاج الغاز من الحقل الذي بلغ إنتاجه في أواخر عام 2011 حوالي 30 ألف ب/ي من النفط ضمن مشروع إنتاج تجريبي.

أما شهر تشرين الثاني/نوفمبر 2011 فشهد تحقيق اكتشاف جديد للنفط في منطقة Carioca الواقعة في القاطع BM–S–9، وذلك عبر البئر «4–SPS–81A»

i Oil and Gas Journal, 15/4/2011

ii The Economic Times, 22/9/2011

iii Oil and Gas Journal, 21/6/2011

وهو ما اعتبر تأكيداً جديداً على الإمكانيات البترولية الموجودة في الطبقات ما تحت الملحية في حوض سانتوس[i]. حفر البئر المذكور على بعد 293 كم قبالة سواحل مدينة سان باولو، وبينت القياسات الكهربائية البئرية وجود نفط تبلغ جودته API 28° ضمن مكمن كربوناتي يقع على عمق 4830 م.

وفي الربع الأول من عام 2012 أعلنت Petrobras [ii] أن القياسات الكهربائية البئرية أكدت أن بئرها الاستكشافي 1-BRSA-925A RJS قد اخترق مكمناً كربوناتياً عالي الجودة تحت طبقة الملح على عمق 5660 متراً في حقل Lula وذلك في مياه عمقها 1747 متراً.

ومع اقتراب عام 2012 من نهايته، حققت Petrobras اكتشافاً جديداً للنفط في المياه العميقة ضمن حوض Ceara قبالة الساحل الشمالي الشرقي للبلاد. حفر البئر Pecem (BRSA-1-1080-CES) في مياه عمقها 2129 متراً على بعد 76 كيلومتراً من مقاطعة Paracuru، حيث بينت تحاليل العينات وبيانات القياسات الكهربائية البئرية وجود النفط في صخور تشكيلة Paracuru العائدة للعصر الكريتاسي[iii].

تبع ذلك اكتشاف آخر للنفط عبر البئر Carcara الذي حفر في مياه عمقها 2027 متراً، في القاطع BM-S-8 في حوض سانتوس على بعد 232 كيلومتراً قابلة سواحل مدينة Sao Paolo. وقد اخترق البئر 400 متر من الصخور الحاملة للنفط، وهو ما اعتبر أكثر النطاقات المكتشفة سماكة في الحوض المذكور حتى ذلك الوقت[iv].

أما عام 2013، فقد تميز بعدة اكتشافات في المياه العميقة والسحيقة، حيث حققت Petrobras اكتشافاً للنفط في المياه السحيقة ضمن منطقة تم الحصول عليها من الحكومة، وهو تطور يتوقع أن يساهم في تسليط الضوء على بعض المناطق الاستكشافية المشابهة والتي من المخطط أن تطرح في مزاد للمهتمين خلال عام 2013. تم حفر البئر Florim وصولاً إلى ما تحت طبقات الملح السميكة حيث تم تحقيق اكتشافات سابقة تعتبر الأكبر خلال ثلاثين هاماً من تاريخ الاكتشافات في البرازيل[v].

ثم تم العثور على النفط في المياه العميقة فوق طبقات الملح في حقل Marlim Sul ضمن حوض كامبوس، وقد اخترق البئر 4-MLS-105D-RJS حوالي 30 متراً من السماكة الفعالة الحاملة للنفط الذي تراوحت جودته بين 13- API 16°. حفر البئر في مياه عمقها

---

i Industry News, 16/11/2011

ii Oil and Gas Journal, 13/4/2012

iii Oil and Gas Journal, 3/8/2012

iv Oil and Gas Journal, 15/8/2012

v World Oil, 19/2/2013

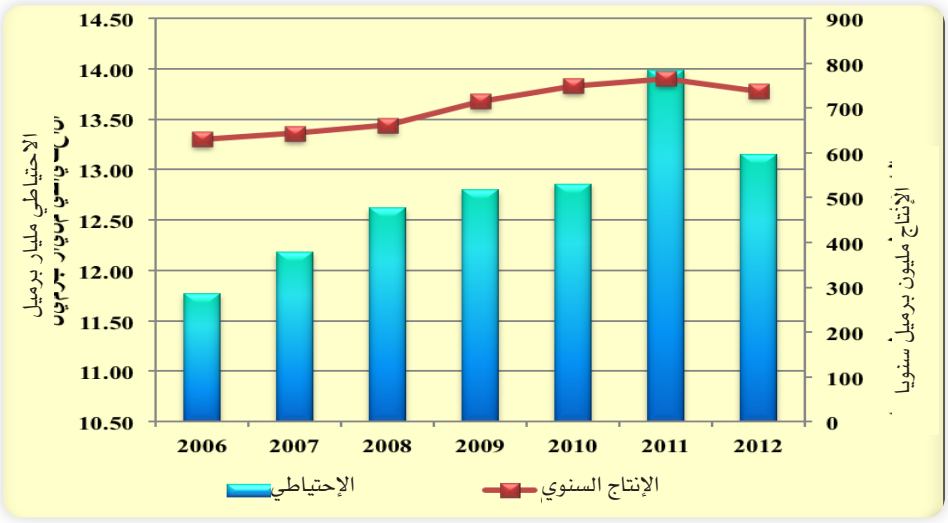
1874 متر على بعد 126 كم قبالة سواحل ريو ديجانيرو، قريباً من منصة P-56 العاملة في حقل Marlim Sul حيث تتوفر معدات الإنتاج والنقل[i]، مما قد يسهل وضع الاكتشاف الجديد على الإنتاج في عام 2014.

كما اكتشفت شركة HRT وجود تركيب بنيوي يمتد نحو الجنوب والجنوب الشرقي من موقع البئر ضمن القواطع التي تعمل فيها الشركة في حوض Solimoes. وأشارت اختبارات تشكيلة الحفر ضمن البئر 1-HRT-192/02-AM إلى وجود الغاز ضمن تشكيلة Jurua، وقد أنتج البئر عند وضعه على الاختبار 0.52 مليون متر مكعب في اليوم من الغاز من نطاق يمتد بين 2254- 2260 متر، وأنتج 0.14 مليون متر مكعب في اليوم من نطاق آخر يمتد بين 2208-2217 متر.

وقد توجت Petrobras جهودها بإعلانها عن وصول إنتاجها من المكامن الواقع تحت طبقات الملح إلى معدل 300 ألف برميل في اليوم بتاريخ 2013/2/20، ويأتي هذا المعدل بعد سبع سنوات على اكتشاف النفط تحت تلك الطبقات[ii].

وحتى مطلع عام 2013 (**الشكل - 36**)، ارتفع احتياطي النفط المؤكد في البرازيل إلى 13.15 مليار برميل، بينما قدر بحدود 11.7 مليار برميل في عام 2006، مما يعني أن البلاد تمكنت من إضافة حوالي 1.5 مليار برميل إلى الاحتياطي المؤكد فيها خلال سبع سنوات رغم أن إنتاجها التراكمي خلال تلك الفترة زاد عن 4.8 مليار برميل .

الشكل- 36: تطور الاحتياطي والإنتاج النفطي السنوي في البرازيل



i Oil and Gas Journal, 4/1/2013

ii World Oil, 28/2/2013

وعلى وجه العموم، فإن عمليات تطوير الاحتياطيات في المغمورة، ساهمت في تحويل البرازيل من مستورد للنفط إلى مصدر له، كما ساهم إنتاج الغاز المرافق من حقول النفط في تقليل اعتماد البلاد على استيراد الغاز الطبيعي الذي كان يصلها بشكل رئيسي من جارتها بوليفيا.

مشاريع غرب أفريقيا

في غضون السنوات الخمس المقبلة (بين عامي 2013 - 2017)، تتوقع مؤسسة Infield Systems أن يوضع 224 حقلاً جديداً على الإنتاج في دول غرب أفريقيا ، مقابل 63 حقلاً وضعت على الإنتاج في الأعوام الخمسة السابقة (2008 - 2012)، وكان لنيجيريا قصب السبق من بينها حيث وضعت 21 حقلاً على الإنتاج خلال تلك الفترة، بينما يتوقع أن تطور 84 حقلاً آخراً لاحقاً. ويبين **الشكل - 37** توزع الحقول قبالة سواحل نيجيريا[i].

الشكل- 37: توزع الحقول البترولية قبالة سواحل نيجيريا

كما يتوقع أن تتوسع عمليات التطوير في دول أخرى غير نيجيريا وأنغولا، مثل الكاميرون والكونغو وغانا وغينيا الاستوائية، مع تحقيق عدد كبير من اكتشافات النفط والغاز في تلك الدول سواء في المياه الضحلة أو المياه العميقة، ومنها على سبيل المثال اكتشاف الغاز والمتكثفات في حوض Douala قبالة سواحل الكاميرون عام 2007 عبر البئر التقييبي1-D، والذي أنتج عند وضعه على الاختبار حوالي 0.7 مليون متر مكعب من الغاز، إضافة لحوالي 1400 برميل

i World Energy Atlas, The Petroleum Economist Ltd, 2009.

في اليوم من المتكثفات. وفي عام 2011 تم تحقيق اكتشاف آخر للنفط عبر البئر الاستكشافي Sapele-3 الذي حفر في نفس الحوض[i] في مياه عمقها 30 م.

كما حققت الكاميرون اكتشافاً للغاز غير التقليدي في الصخور الرملية الكتيمة، ضمن مشروع Logbaba في عام 2009. وحققت شركة Bowleven PLC اكتشافاً للنفط عبر البئر التنقيبي Sapele-1 الذي حفر في المياه الضحلة (20 م) ضمن القاطع MLHP-5 الواقع في امتياز Etinde الذي تبلغ مساحته 2316 كم مربع. وقدر الاحتياطي المكتشف بحوالي 217 مليون برميل[ii].

وفي الكونغو تم في عام 2007 اكتشاف النفط في منطقة تنقيب تبعد 80 كم عن الساحل في مياه عمقها 1000م، حيث حفر البئر Moho Nord 1 إلى عمق 2645 متراً، وصولاً إلى تشكيلة تعود لدور الميوسين، كما حفر بئر آخر Moho Nord 2 إلى عمق 2340 متراً واخترق تشكيلتين من نفس العمر[iii]. وتبعهما في نهاية عام 2008 اكتشاف النفط عبر البئر Moho Nord 3، الذي أنتج عند وضعه على الاختبار حوالي 3 آلاف ب/ي من النفط.

كما حققت شركة Eni Congo في عام 2007، اكتشافاً للنفط في مياه يزيد عمقها عن 2000 م، وذلك على بعد 170 كم عن الساحل ضمن امتياز Mèr Très Profonde Sud. وقد حفر البئر الاستكشافي Marine-1، لعمق بلغ 3330 متـراً، و أنتج عند اختباره 5600 برميل من النفط في اليوم. وفي نهاية عام 2007 تم اكتشاف مكمن متطبق على 6 مستويات في صخور عصر الميوسين، عبر البئر الاستكشافي Persee Nord Est Marine-1، على بعد 185 كم عن الشاطئ، والذي حفر في مياه عمقها 2120 متراً. وفي منتصف عام 2009 حققت شركة Murphy Oil اكتشافاً للنفط في المغمورة قبالة شواطئ الكونغو، عبر البئر Turquoise Marine-1، الذي حفر في مياه يبلغ عمقها 1610 م، وبلغ عمقه النهائي 3675 م، كما بدأت الشركة في منتصف عام 2010 بالإنتاج من حقل Azurite الواقع في المياه العميقة ضمن القاطع Mer Profond Sud قبالة سواحل الكونغو. وفي مطلع عام 2011 تم تحقيق اكتشاف جديد للنفط في المياه العميقة[iv] عبر البئرين Bilondo Marine-2، و Bilondo Marine-3 اللذان حفرا إلى عمق 1800 م على بعد 70 كم من الشاطئ في مياه زاد عمقها عن 800 م.

وقد ساهمت هذه الاكتشافات المتوالية في تشجيع أعمال التنقيب في دول مجاورة، مثل تنزانيا التي أعلنت منذ عام 2007 عن نجاح عمليات الحفر في اكتشاف الغاز على

---

i I stock analyst, 17/10/2011.

ii Oil and Gas Journal, 10/1/2011.

iii Oil and Gas Journal, 13/4/2007.

iv Oil and Gas Journal, 25/1/2011.

سواحلها الغربية، وفي عام 2010 تم تحقيق اكتشاف جديد للغاز عبر البئر الاستكشافي Pweza-1 الذي حفر بعد 85 كم قبالة سواحل تنزانيا، وفي عام 2012 حقق ائتلاف مكون من شركتي BG، وOphir Energy الاكتشاف الرابع للغاز قبالة سواحل جنوب تنزانيا عبر البئر Joradi-1، واستناداً إلى الدراسات الأولية قدرت المصادر المكتشفة القابلة للإنتاج بحوالي 70-125 مليار متر مكعب. حفر البئر في مياه عمقها 1150م على بعد 39 كم من الشاطئ. وكان الائتلاف قد حقق ثلاثة اكتشافات سابقة منذ مطلع عام 2012، هي Chaza-1 في القاطع 1، و Chewa-1 وPweza-1 في القاطع 4. وقدر مجموع المصادر المكتشفة في الآبار الأربعة بحوالي 198 مليار متر مكعب من الغاز[i].

كما تم في عام 2012 أيضاً تحقيق اكتشاف للغاز في الحوض الفرعي Mafia Deep عبر البئر التنقيبي Zafarani-1 الذي حفر إلى عمق 5150 م، وذلك ضمن مياه عمقها 2582 م. وقد بينت القياسات الكهربائية البئرية التي أجريت على البئر أن الاحتياطي الجيولوجي من الغاز فيه يقدر بحوالي 141 مليار متر مكعب[ii]. وفي الربع الأول من عام 2013، حققت شركة Statoil، وشريكتها ExxonMobil اكتشافاً جديداً للغاز في القاطع 2 قبالة سواحل تنزانيا عبر البئر Tangawizi-1 الذي حفر في مياه عمقها 2300 متر، وبين وجود حوالي 170 مليار متر مكعب من الغاز الطبيعي في صخور رملية من الحقب الثالثي[iii].

وعموماً فإن عشرة حقول في منطقة Moho Nord في الكونغو ستكون من ضمن الحقول الرئيسية التي ستساهم في رفع سوية الإنتاج الغرب أفريقي، كما تدخل ساحل العاج في الصورة مع خطط لتطوير تسعة حقول بين عامي 2013 و2017، ويذكر هنا أن شركة Tullow أعلنت في منتصف عام 2012 عن تحقيق اكتشاف للنفط قبالة شواطئ ساحل العاج عبر البئر الاستكشافي Paon-1X الواقع في ترخيص CI-103، والذي يعتبر البئر الأول الذي يحفر لاستكشاف المياه العميقة في ساحل العاج حيث حفر في مياه عمقها 2193 متراً، وزاد عمقه النهائي عن 5090 متراً، وبينت معلومات الضغط والعينات التي تم تحليلها أن الصخور تحمل نفطاً عالي الجودة (41° API)[iv]. أما أكبر الحقول المتوقع أن يساهم في رفع معدلات الإنتاج خلال الفترة القادمة فهو حقل Gazelle الذي قدرت احتياطياته الوسطية بقرابة 50 مليون برميل من النفط، وحوالي 48 مليار متر مكعب من الغاز، وكان من المخطط أن يصل معدل إنتاجه اليومي

i Oil and Gas Journal, 26/3/2012.

ii Oil and Gas Journal, 17 & 24/2/2012.

iii Energy Business Review, 19/3/2013.

iv Tullow Oil, Official Website, 2/6/2012.

إلى 80 ألف برميل من النفط، إضافة إلى 2.8 مليون متر مكعب من الغاز[i]، لكنه حتى مطلع عام 2013 كان ينتج بمعدل 32 ألف برميل في اليوم، وقد جرى تحقيق اكتشافين لاحقين للنفط الخفيف في الحقل[ii]، وهذا ما سمح بوضع خطط تطوير لاحقة يتوقع أن ترفع معدل إنتاجه إلى 200 ألف برميل يومياً.

إضافة إلى ما سبق، فمن المتوقع أن توضع حقول أخرى على الإنتاج خلال السنوات الخمس المقبلة مثل حقل Egina المكتشف على عمق 1550 م قبالة سواحل نيجيريا، وحقل Cameia المكتشف على عمق 1682 م قبالة سواحل أنغولا.

يبين **الجدول -5** أهم الاكتشافات الرئيسية في غرب أفريقيا، وأعماق المياه التي تم الحفر فيها خلال عام 2011، مرتبة حسب التاريخ من الأحدث إلى الأقدم، حيث يلاحظ أن أعماق المكامن التي تحققت الاكتشافات فيها تراوح بين 1800 م إلى ما يقارب 5000 م، بينما تراوحت أعماق المياه بين 444 م إلى 1836 م **(الشكل -38)**.

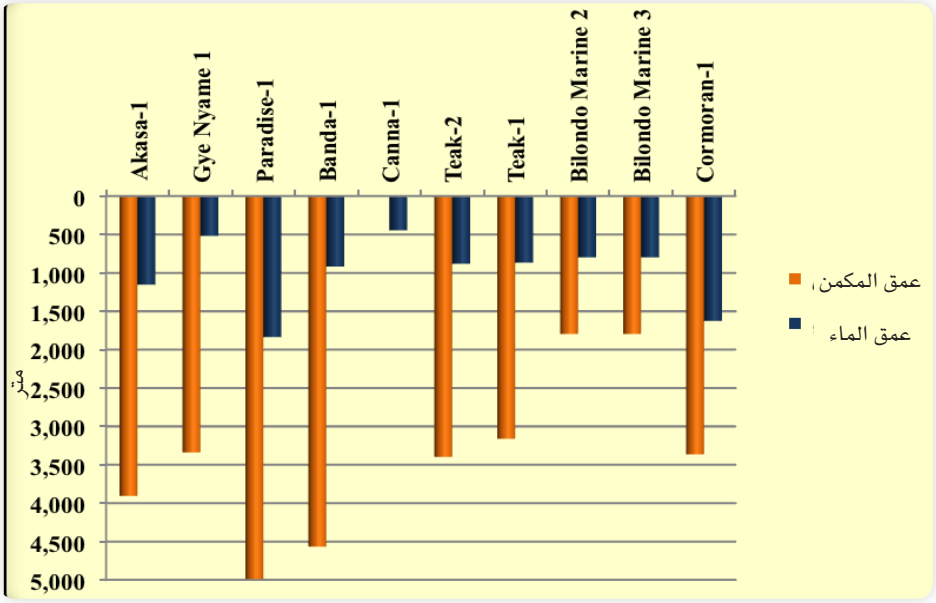
الجدول -5: أهم الاكتشافات في المغمورة في غرب أفريقيا عام 2011

التاريخ	الدولة	القاطع	الاكتشاف	نوع الاكتشاف	عمق الماء متر	عمق المكمن متر
ديسمبر	الكونغو	Marine XIV	Makouala Marine -1	نفط/غاز	غ م	غ م
أغسطس	غانا	West Cape Three Points	Akasa -1	نفط	1،155	3,906
يوليو	غانا	Offshore Cape Three Points	Gye Nyame 1	نفط/غاز	517	3,339
يوليو	غانا	West Cape Three Points	Banda -1	نفط	918	4,567
يونيو	غانا	Tano\Cape Three Points	Paradise -1	نفط/غاز	1،836	4,997
مايو	أنغولا	06\Block 17	Canna -1	نفط	444	غ م
مارس	غانا	West Cape Three Points	Teak -2	نفط/غاز	882	3,399
فبراير	غانا	West Cape Three Points	Teak -1	نفط/غاز	865	3,161
يناير	الكونغو	Bilondo license- Moho	Bilondo Marine 2	نفط/غاز	798	1,795
يناير	الكونغو	Bilondo license- Moho	Bilondo Marine 3	نفط/غاز	798	1,795
يناير	موريتانيا	Block 7	Cormoran -1	غاز	1،625	3,366

i Oil and Gas Journal, 16/3/2012.

ii Upstream online, 3/1/2013.

الشكل- 38: أعماق المياه والمكامن التي اكتشفت عام 2011 في غرب أفريقيا



الفصل الرابع

مخاطر العمل في المغمورة

يعتبر التنقيب عن النفط والغاز عملاً خطراً بحد ذاته بغض النظر عن مكان الحفر أو الإنتاج، فالحفر يعني «عملياً» اختراق مكمن يحتوي على مواد سريعة الاشتعال موجودة تحت ضغط وحرارة أعلى من الضغط والحرارة على سطح الأرض، ومن الجلي أن التعامل مع أي أمر طارئ سيكون أكثر صعوبة عندما تكون السبيل الوحيدة للوصول إلى موقع الحفر هي سفينة أو طائرة حوّامة.

لا يزال الجدال قائماً بين أنصار البيئة الذين يرون أن كل عمليات التنقيب عن البترول هي عمليات ضارة بالبيئة، وبين المفهوم الواقعي الذي يقول إن التخوف من احتمال حصول تأثيرات بيئية نتيجة استخراج واستخدام البترول، يعني أن كميات هائلة من النفط والغاز يجب أن تبقى في مكامنها بعيداً عن الحفارات وأنابيب الإنتاج رغم الطلب المتنامي على الوقود الهيدروكربوني.

تنتج أكثر مخاطر العمل ضمن المغمورة عن: الظروف المناخية، والمشاكل الفنية، فسرعة وعدم انتظام التيارات المائية تحت السطحية، والضغوط الهائلة وتغيرات درجات الحرارة تضع المزيد من الأعباء على المعدات وعلى الطاقم. وعندما يذكر

في الحفر في المغمورة تتبادر إلى الأذهـان حوادث الاندفاعات قبل غيرها، وربما كان لاندفاع Macondo في خليج المكسيك عام 2010 دور هام في تغيير منظور مخاطر العمل في المغمورة، فقبل ذلك الاندفاع كان الكثيرون يرون أن الحفر في المياه العميقة أكثر أمنا على البيئة من العمل في المياه الضحلة، حيث أن المياه العميقة تكون عادة بعيدة عن السواحل مما يعني أن التسربات أو الاندفاعات ستحتاج لوقت أطول حتى تصل إلى الشواطئ، وهذا ما قد يتيح المزيد من الوقت أمام تحلل النفط المتسرب أو على الأقل القسم الأكبر منه بفعل العوامل الطبيعية، ويتيح في نفس الأوان الفرصة للتحضير مسبقاً لمواجهة ما سوف يصل منه إلى السواحل. لكن ذلك الاندفاع جعل الصناعة البترولية تنظر إلى الأمر من الزاوية الأخرى، وهي الصعوبة الهائلة في السيطرة على الاندفاعات ضمن المياه السحيقة، والآثار البيئية المترتبة عن تلك الاندفاعات، حيث تبين أن المجتمعات الحيوية الموجودة في الأعماق الكبيرة تتأثر أكثر بكثير من تلك الموجودة في المياه الضحلة في حال حصول اندفاع نفطي[i].

وهناك عملياً مخاطر بيئية تشترك فيها كل الشركات العاملة في المغمورة بغض النظر عن حجمها، ومنها المياه المنتجة من آبار النفط والغاز. فمن المعروف أن المياه المنتجة من هذه الآبار هي مياه طبقية تجتمع تحت الطبقات الحاملة للنفط أو الغاز، أو ربما تكون من المياه التي يجري حقنها للحفاظ على الضغط الطبقي للمكمن.

تنتج الصناعة البترولية يومياً كميات كبيرة جداً من هذه المياه التي غالباً ما يتم تصريفها إلى البحر، وتمثل النسبة الأكبر من مخلفات العمل في المغمورة. تحتوي هذه المياه على عناصر مختلفة تتمايز حسب الحقل المنتج، وعادة ما يكون فيها آثار من المعادن الثقيلة والمواد المشعة والكبريت والمواد الكيميائية المستخدمة في البئر نفسه، كما تحتوي على جزء من الهيدروكربونات المنتجة. وتتضمن المواد العضوية الموجودة في المياه المنتجة ثلاثة أشكال من النفط: النفط المتشتت، والنفط المنحل، والنفط الحر. النفط المتشتت هو قطرات صغيرة جداً معلقة ضمن المياه، ويجري فصله عن المياه المنتجة قبل تصريفها.

أما المكونات الموجودة في النفط المنحل والنفط الحر فتشكل جزءاً من المواد السامة في هذا النفط، ومنها:

- **الحموض العضوية.**
- **المواد العطرية متعددة الحلقات.**
- **الفينولات.**
- **المركبات الطيارة.**

i تركي حمش، اندفاعات الآبار وآثارها البيئية، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 39، العدد 144، شتاء 2013

وهذه المركبات يصعب إزالتها بالمعالجة العادية، وغالباً ما يجري تصريفها مع المياه المنتجة إلى البحر. وتختلف القوانين التي تحد من النسبة المسموح بها من النفط ضمن المياه المنتجة حسب الدول وحسب مكان العمل، حيث أوصت مفوضية أوسلو - باريس عام 2001 بأن لا تزيد نسبة النفط في هذه المياه في بحر الشمال عن 30 ملغم/اللتر شهرياً، وبحيث يتم العمل بهذه التوصيات بدءاً من عام 2006، بينما أوصت الوكالة الأمريكية لحماية البيئة عام 2004 بأن لا تزيد تلك النسبة عن 29 ملغم/اللتر شهرياً، أما توجيهات هيئة معالجة النفايات البحرية في كندا فقد سمحت عام 2002 بأن تصل نسبة النفط في المياه المنتجة إلى 40 ملغم/اللتر شهرياً، وفي عام 2007 عدلت النسبة إلى 30 ملغم/اللتر في الشهر[i].

إضافة إلى ما سبق، كان ينظر إلى الشركات الكبرى التي تعمل عادة في المياه العميقة على أنها تمتلك أحدث التقنيات التي قد لا تمتلكها الشركات الأصغر العاملة في المناطق الأقل تكلفة، وكانت بالتالي تعتبر محصنة ضد الظروف الطارئة. ولا شك أن النظر في تأثير الظروف الجوية المفاجئة والعودة لتاريخ العمل في المياه العميقة لهذه الشركات يبين أنها كانت آمنة نسبياً رغم حصول عدد من الحوادث التي تسبب بعضها في موت العديد من أفراد الطاقم، إلا أن الأضرار التي نتجت عن الحوادث كانت أقل من المتوقع. وقد عملت العديد من هذه الشركات على مشاريع تستهدف جعل الأضرار أقل ما يمكن ليس في حالة الاندفاعات فحسب بل وفي حالات العواصف والأعاصير أيضاً، لكن هذا لا ينفي وجود حالات اعتبرت في حينها كارثية، فحادثة تسرب النفط من ناقلة Exxon Valdez عام 1989 تركت سواحل خليج ألاسكا تحت رحمة ما يتراوح بين 260-750 ألف برميل من النفط، واستمرت عمليات تنظيف البحر والشاطئ مدة أربع سنوات، وأنفقت الشركة في سبيل ذلك أكثر من 2 مليار دولار، بينما رصدت BP1مليار دولار لتمويل مشاريع معالجة البيئة في خليج المكسيك[ii]، نفذ منها خلال فترة قصيرة 38 مشروعاً بكلفة بلغت 665 مليون دولار، منها 18 مشروعاً في فلوريدا بكلفة 84 مليون دولار، و7 مشاريع في ألاباما بكلفة 108 مليون دولار، و7 مشاريع في منطقة الميسيسيبي بكلفة 84 مليون دولار، و4 مشاريع في لويزيانا بكلفة 370 مليون دولار، و5 مشاريع في تكساس بكلفة 18 مليون دولار.

ومن النقاط الأخرى التي تواجه التقدير الصحيح للمخاطر عدم التمحيص الدقيق في

i Gail S. Fraser, Janet Russell & W.M. Von Zharen, Produced Water from Offshore Oil and Gas Installations, on the Grand Banks, Newfoundland and Labrador: Are the Potential Effects to Seabirds Sufficiently Known? Marine Ornithology, 2006.

ii BP's $1 billion pledge to accelerate restoration efforts in the Gulf of Mexico, Early Environmental Restoration. Website: http://www.bp.com/en/global/corporate/gulf -of -mexico -restoration.html

الأسباب التي سببت الحوادث، مثل فشل موانع الاندفاع، أو مشاكل الضغط المرتفع أو المنخفض الذي يسبب فقدان التحكم بالبئر، كما حصل في خليج المكسيك في حزيران/ يونيو عام 1979 عند اندفاع البئر الاستكشافي Ixtoc I في خليج Campeche لفترة زادت عن ثلاثة أشهر، حيث أن فقدان الضغط الهيدروستاتيكي ضمن البئر جعل القائمين عليه يخفضون من سرعة تدوير سائل الحفر في محاولة للحد من تهريبه إلى الطبقات المخترقة، وهذا ما سمح للنفط بالتدفق إلى جذع البئر بكميات كبيرة اندفعت نحو السطح واشتعلت متسببة في زعزعة أساسات منصة الحفر. وقد بلغ معدل اندفاع النفط حوالي 30 ألف برميل يومياً، وكان إجمالي ما تسرب من النفط حوالي 3.3 مليون برميل.

وعموماً تصادف هذه النقاط وغيرها في الآبار المحفورة في المياه العميقة كما هو الحال في الآبار المحفورة في المياه الضحلة، لكن المياه العميقة تبقى مختلفة حتى أن بعض الباحثين شبهوا دقة المعدات التي تستخدم فيها بدقة معدات الفضاء، وخاصة ما يتعلق بالمركبات المائية التي يتم التحكم بها من بعد (Remote Operated Vehicles)، كما يمكن النظر إلى بعض المعدات كمعجزة تقنية، مثل موانع الاندفاع التي تركب على أعماق قد تزيد عن 3000 م، وتواجه ضغوطاً ربما تصل إلى 25 ألف رطل على البوصة المربعة، كما تواجه فروقاً حرارية هائلة، فدرجة حرارة الموائع ضمن البئر تزيد عن 200 درجة مئوية، بينما درجة حرارة مياه البحر قد تقارب الصفر مئوية[i].

كما ينظر بكثير من الأهمية إلى العمر الافتراضي للمعدات المستخدمة، والتي تتعرض لشروط جوية ومناخية قاسية جداً في بعض الأحيان، وتتبع الشركات العاملة في المغمورة أنظمة صارمة تتعلق بالعمر التشغيلي للمنصات أو للوحدات المختلفة الملحقة بها، حيث يجري تفحص العديد من النقاط مثل:

- **تكامل بنية منصة الحفر نفسها.**
- **تكامل برنامج سير العمل في الوحدات المختلفة.**
- **كفاءة أنظمة مكافحة الحريق والانفجارات.**
- **كفاءة المعدات الكهربائية وأنظمة التحكم.**

لكن أهم التحديات التي قد تظهر في العمل ضمن المغمورة هي الآبار نفسها، فبعض هذه الآبار ينتج بمعدلات مرتفعة جداً، وهو أمر ممتاز من الناحية الفنية والاقتصادية، لكن فقدان التحكم بهذا النوع من الآبار يحولها إلى عدو تصعب السيطرة عليه بسبب اندفاع النفط والغاز إلى المياه. وهذا ما يؤكد للعاملين في الصناعة البترولية قبل غيرهم أنه يمكن الحد كثيراً من الحوادث، لكن تلافيها كلياً قد يكون أمراً آخر.

i Melvyn Whitby, Design Evolution of a Subsea BOP: Blowout Preventer Requirements Get Tougher as Drilling Goes Ever Deeper, Drilling Contractor, May, 2007.

ومن ضمن المخاطر التي تتعرض لها الصناعة البترولية في المغمورة أمور يصعب التنبؤ بها أو توقعها رغم التطور التقني في مختلف مناحي هذه الصناعة، ومنها على سبيل المثال ما تعرضت له منصة الحفر ذاتية الرفع Perro Negro 6 العائدة لشركة Saipem البرتغالية. تعتبر هذه المنصة من الجيل المتطور حيث تم تزويدها بمعدات تجعلها قابلة للعمل في البيئات عالية الضغط والحرارة، ويمكنها الحفر حتى عمق 9144 م، وقد وضعت في الخدمة منذ نهاية عام 2009.

غرقت هذه المنصة في شهر تموز/ يوليو 2013 قبالة السواحل الغربية لأفريقيا، وبينت التحقيقات أن سبب غرقها عائد لتداعي قاع البحر تحت أحد قوائمها الثلاث مما تسبب بدورانها حول محورها وانغمارها بالمياه أثناء تثبيتها في منطقة تقع بين أنغولا والكونغو في مياه يبلغ عمقها 40 م[i].

وفي خليج المكسيك المتميز بنشاطات تنقيب وحفر وإنتاج كثيفة، تعرضت منصة Hercules 265 ذاتية الرفع إلى حريق في الثالث والعشرين من تموز/ يوليو 2013 نتيجة تسرب للغاز من البئر A-3 في قاطع South Timbalier 220 (**الشكل -39**).

كانت المنصة قد ثبتت من قبل شركة Walter Oil & Gas Corp على بعد 88 كم قبالة سواحل لويزيانا في مياه عمقها 48 م. وخلال أعمال تحضير البئر للإنتاج، اندفع الغاز نحو السطح ولم تفلح محاولات السيطرة عليه، فشب حريق بعد بضع ساعات أتى على المنصة، لكن الطاقم كان قد تم إخلاؤه فلم تسجل إصابات بشرية.

وتشير البيانات الأولية عن الموضوع إلى أن احتراق المنصة وتداعيها مع المعدات الموجودة في البئر ساهم في تهدم النطاق العلوي من البئر مما شكل جسراً أوقف الغاز عن الاندفاع، إلا أنه لا يزال يتسرب نحو السطح بكميات قليلة مما يشكل خطراً داهماً جعل خفر السواحل يضربون طوقاً أمنياً للسلامة حول البئر يبلغ قطره 500 م. وقد حصلت الشركة العاملة على البئر على ترخيص من «إدارة السلامة وفرض المعايير البيئية» لحفر بئر إنقاذ سوف يستهدف جذع البئر ثم سيجري حقن سال حفر مثقل لقتل البئر وإيقاف تسرب الغاز نهائياً واستعادة التحكم به[ii].

إضافة إلى ما سبق، هناك نقاط أخرى قد لا تقل خطراً عن الأمور الميكانيكية والتقنية، وهي تتعلق بالعنصر البشري. فغالباً ما يكون العمل في المغمورة على هيئة مناوبات (ورديات) تختلف مدتها بحسب الشركات والمواقع التي تعمل بها، وإن كانت لا تقل عادة عن خمسة

---

i Offshore Magazine, Saipem jackup sinks offshore West Africa, 3/7/2013

ii Bureau of Safety and Environment Enforcement, Preparations Continue for Well Intervention Work at South Timbalier 220, 28/7/2013. Website: http://www.bsee.gov/BSEE -Newsroom/Press -Releases/2013/Press07282013z.aspx

الشكل - 39: احتراق منصة Hercules 265 في خليج المكسيك

عشر إلى ثلاثين يوماً. خلال هذه الفترة يكون الماء أو الجليد هو المنظر الوحيد الذي يراه العاملون على منصات الحفر، وهو ما قد يسبب تغيرات نفسية عند الطاقم ربما تؤدي إلى ارتفاع معدل الخطأ البشري وما قد ينجم عنه من نتائج. لذلك تزود منصات الحفر بكل ما يمكنها استيعابه من معدات الترفيه مثل صالات المعدات الرياضية، وصالات الألعاب المختلفة، وأقنية التلفزيون الفضائية. ويمنع عموماً تناول الكحول على هذه المنصات، كما تقوم بعض الشركات بإجراء اختبارات مفاجئة لتحري استخدام المخدرات كالحشيش والماريغوانا بين أفراد الطاقم، ولا تنطلق في ذلك من مبدأ قانوني بقدر ما ترغب في إلغاء

أي احتمال لوجود شخص لا يتحكم بنفسه بشكل كامل في تلك البيئة الخطرة.

ويمكن هنا الإشارة إلى تقرير القوى البشرية الذي أعدته Oil and Gas UK، والذي بينت فيه أن عدد العاملين في صناعة النفط والغاز في بريطانيا الذين تنقلوا من وإلى منصات الحفر العاملة في المغمورة عام 2012 بلغ 56982 عاملاً، وهو أعلى رقم بلغته الصناعة منذ عام 2006، ويشكل زيادة بنسبة 9% عن العدد في عام 2011 والذي بلغ 52300 عاملاً. وأشار التقرير إلى أن 25760 من أفراد الطواقم قضوا أكثر من 100 ليلة على المنصات في عرض البحر أي ما يشكل حوالي 45% من العد الكلي[i].

وقد نشرت الوكالة الكندية لمنتجي البترول منذ عام 2001 دليلاً حول الخطوط العريضة للتقييم الطبي للعاملين في المغمورة، وتضمن القسم النفسي من ذلك الدليل ضرورة تقصي وجود أية علامات تدل على الإصابة بالذهان أو الشك أو الاكتئاب أو الرهاب أو فصام الشخصية أو الوسواس القهري أو الخوف من الأماكن الضيقة، وغيرها من الأمراض النفسية التي قد تشكل خطراً على العامل نفسه وعلى بقية الطاقم[ii].

نفقات تطوير الحقول في المياه العميقة

تتميز مشاريع التنقيب والاستكشاف والإنتاج عموماً بأنها ذات عامل مخاطرة مرتفع سواء كانت هذه المشاريع على اليابسة أو في المياه الضحلة، شاهد ذلك أن أقل من 22% من هذه المشاريع تلتزم فعلاً بالميزانية المخصصة لها. أما المشاريع في المياه العميقة والسحيقة فتحمل في طياتها كماً أكبراً من عوامل المخاطرة تضاف إلى ما يحيط بها أساساً من العوامل التقنية المعقدة. وهذا ما يحدو بالشركات التي تدير مثل تلك المشاريع إلى تقييم وإعادة تقييم كل التقنيات التي تستخدمها، إضافة إلى أهمية انفتاحها على أية مستجدات أو تقنيات حديثة تدخل إلى معترك الصناعة البترولية. ورغم أن هذه الشركات تطبق معايير صارمة فيما يخص آلية عملها، إلا أن معظمها يصل في مرحلة ما إلى نقطة تتطلب اتخاذ قرارات جريئة تتماشى مع الظروف العملية التي توجهها عمليات التشغيل[iii]، حيث أن نشاطات الاستكشاف والإنتاج في المياه العميقة تتأثر بعدد كبير من المتغيرات والتي من أهمها:

1. **العرض والطلب على الهيدروكربونات.**
2. **الحاجة إلى تعويض الاحتياطيات التي يتم إنتاجها من الحقول المعروفة.**
3. **تراجع عدد الاكتشافات العملاقة أو الكبيرة على اليابسة وفي المياه الضحلة.**
4. **التقدم التكنولوجي الذي يساهم في رفع الجدوى الاقتصادية من المياه العميقة.**

---

i UKCS Offshore Workforce Demographics Report 2013.

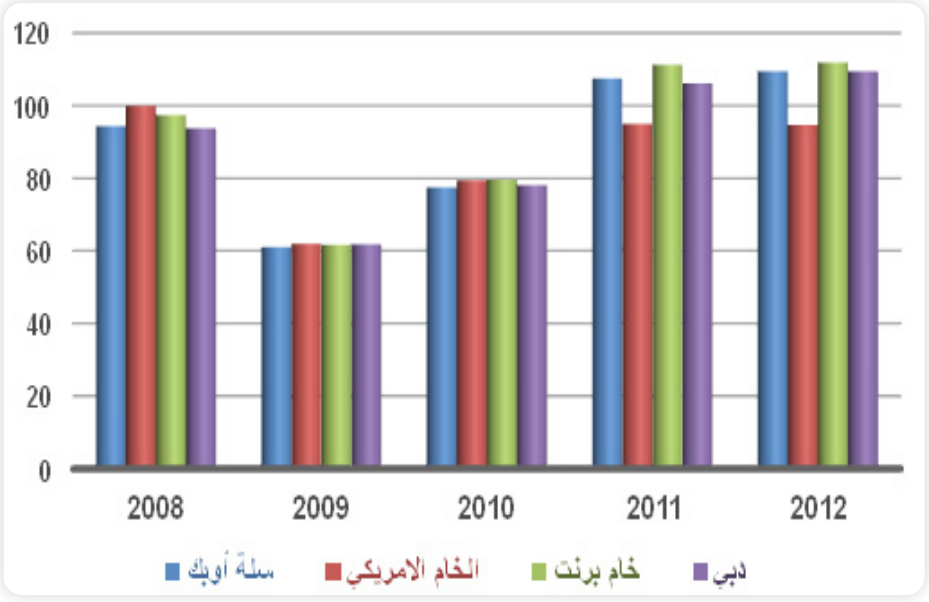
ii CAPP, East Coast Medical Assessment For Fitness to Work Offshore, May, 2001.

iii Mark Thomas, Majors drive search for solutions to Deep Water Challenge, Senior Editor, Offshore, EPmag, 2013.

لقد شهد العالم في السنوات الأخيرة عدة صدمات من تذبذب أسعار النفط نتيجة لعدة عوامل كان من بينها تراجع الطاقة الإنتاجية الاحتياطية، فبالرغم من رفع عدة دول لطاقاتها الاحتياطية، إلا أن نمو الطلب على الطاقة لا يزال يمتص جزءاً كبيراً من هذه الطاقات الاحتياطية بشكل أسرع من نموها، ويبدو أن المنظور المستقبلي للعرض والطلب قد يكون مؤشراً على احتمال عودة سيناريوهات تذبذب الأسعار مرة أخرى، رغم أن سوق النفط العالمية تميزت خلال عام 2012 بحالة من التوازن النسبي، واستقرت المعدلات الشهرية لسعر سلة خامات أوبك متراوحة ضمن نطاق محدد (108 و 118) دولار/ برميل خلال معظم أشهر السنة، وحقق المتوسط السنوي للسلة مستوى قياسياً بلغ 109.5 دولار/برميل خلال العام مرتفعاً بحدود 2 دولار/برميل[i].

يوضح المخطط في **الشكل -40** الاستقرار النسبي في المعدلات السنوية لسعر سلة خامات أوبك والنفوط المرجعية الرئيسية في العالم خلال عامي 2011 و2012، ويمكن اعتبار هذا الاستقرار عامل تشجيع لخوض غمار التطوير في المغمورة.

الشكل- 40: المعدلات السنوية لسعر سلة خامات أوبك و النفوط المرجعية الرئيسية في العالم



وعند النظر في الحوافز التي تدفع بالصناعة البترولية إلى تطوير الحقول في المغمورة، لابد من النظر ملياً إلى سوق الاستهلاك، فقد ارتفع الطلب العالمي على النفط خلال عام 2012 بمقدار 800 ألف برميل في اليوم، وبمعدلات نمو مساوية لتلك

i التطورات الدولية في مجال النفط والطاقة ، تقرير الأمين العام السنوي التاسع والثلاثون، أوابك، 2013.

في عام 2011، وشهد استهلاك الطاقة في الدول العربية خلال الفترة 2009– 2012 تقلبات ملحوظة في معدلات التزايد إذ تصاعد هذا الاستهلاك بمعدل 8.5% في عام 2010 ليقارب 13 مليون برميل مكافئ نفط يوميا مقابل حوالي 12 مليون برميل مكافئ نفط يوميا في عام 2009 ثم تراجع معدل النمو ليبلغ 0.2% في عام 2011 حيث استقر حجم الاستهلاك عند ما يربو قليلا عن 13 مليون برميل مكافئ نفط يوميا. وتشير التقديرات الأولية إلى استهلاك الطاقة في الدول العربية في عام 2012 قد عاود النمو بمعدل وصل إلى 4.1% حيث بلغ إجمالي هذا الاستهلاك 13.5 مليون برميل مكافئ نفط في اليوم. كما ازداد استهلاك الغاز الطبيعي بمعدل 6.6% سنويا خلال الفترة 2009–2012 حيث وصل إلى 6.75 مليون برميل مكافئ نفط يوميا في عام 2012 مقابل[i] 5.58 مليون برميل مكافئ نفط يوميا في عام 2009.

ويرى بعض الباحثين[ii] أن موضوع ذروة الإنتاج أمر لا مفر منه عاجلاً أو آجلاً، وبالتالي فإن تأثير العرض على الأسواق العالمية ربما يتجلى في ارتفاع مستمر في أسعار النفط مع تراجع حجم العرض، وهذا ما سوف يؤثر على عمليات التطوير في المغمورة عموماً وفي المياه العميقة خصوصاً، حيث ستصبح الاحتياطيات الصعبة المنال حالياً ذات جدوى اقتصادي هام مع ارتفاع الأسعار. فبعض الاحتياطيات التي كانت تعتبر هامشية عندما كان سعر النفط لا يزيد عن 20 دولار/البرميل، باتت اليوم مربحة مع أسعار تحوم فوق مستوى 100 دولار/البرميل.

وفي هذا المقام يشير تقرير نشرته Douglas-Westwood عن السوق العالمي للمياه العميقة، إلى أن نفقات قطاع النفط والغاز بين 2009 وحتى نهاية عام 2013 ستصل إلى 162 مليار دولار، وهو ما يمثل زيادة بأكثر من 36% عما تم إنفاقه خلال خمس سنوات سابقة. إن معظم عمليات التطوير في المياه العميقة تتم من قبل شركات النفط العملاقة أو بعض الشركات الوطنية الكبيرة التي يصعب عملياً أن تتأثر بالأزمات الاقتصادية أو بالاضطراب في الأسواق المالية بنفس حجم تأثر باقي الشركات الأصغر، لكن هذا لا يمنع من أن تظهر بعض الآثار على الشركات العاملة في المياه العميقة اعتماداً على مصادر تمويل خارجية لعملياتها، وربما يكون التأثير المباشر في هذه الحال هو تأخر إنجاز بعض المشاريع ريثما تستقر الأسواق المالية العالمية.

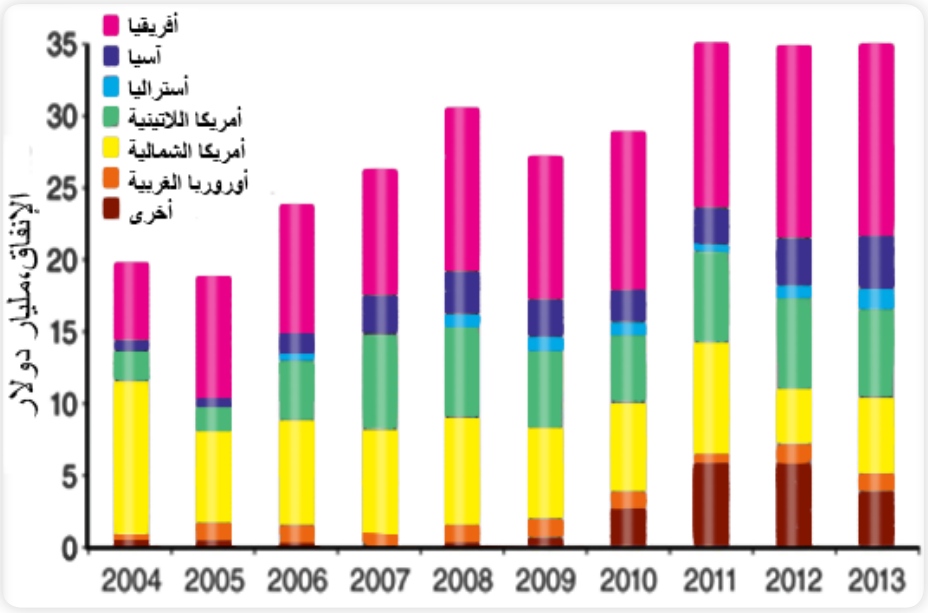
يظهر المخطط في **الشكل -41** نفقات سوق النفط في المياه العميقة، والتي يقدر أن تصل إلى 35 مليار دولار مع نهاية عام 2013، ويلاحظ تراجع الإنفاق في دول أمريكا الشمالية عن قيمته في عام 2004 مقابل ارتفاع واضح للإنفاق في أفريقيا ودول أمريكا اللاتينية.

---

i التطورات الدولية في مجال النفط والطاقة ، تقرير الأمين العام السنوي التاسع والثلاثون، أوابك، 2013.

ii Robertson et al, Deepwater: A robust market in a climate of uncertainty, Offshore Magazine, Vol. 69, Issue 5, 2013.

الشكل - 41: نفقات سوق النفط في المياه العميقة



كما يظهر من الشكل أيضاً أن الإنفاق ارتفع بشكل مستمر منذ عام 2010، ويبدو أن دول أفريقيا والبرازيل وخليج المكسيك سوف تستأثر بأكثر من 75% من الإنفاق العالمي في سوق المياه العميقة. لكن هذا لا يمنع من النظر إلى دول آسيا كسوق هام أيضاً، حيث يتوقع مع نهاية عام 2013 أن يكون حجم إنفاقها على تطوير احتياطيات المياه العميقة قد تضاعف تقريباً عن قيمته السابقة بين عامي 2004 و2009، ويتوقع أن تكون ماليزيا والهند من أكثر الدول إنفاقاً في هذا المجال.

أما أهم العوامل التي تحكم الإنفاق في مجال تطوير الاحتياطيات في المياه العميقة، فهي:

1. **خطوط الأنابيب اللازمة لنقل المنتج.**
2. **عمليات الحفر والإكمال والتطوير.**
3. **توفر المنصات اللازمة بالمواصفات المطلوبة.**

حيث تلعب خطوط الأنابيب دوراً حيوياً في البنية التحتية خاصة وأن العديد من حقول المياه العميقة تقع في مناطق يصعب نقل النفط منها عبر الناقلات سواء لأسباب مناخية أو اقتصادية أو عملية. كما أن تطوير المكامن البعيدة عن الشاطئ وربطها مع باقي الحقول سوف يدفع بالنفقات للارتفاع أكثر. أما المنصات المطلوبة فتشكل حوالي 24% من النفقات المتوقعة وخاصة ما يتعلق منها بتكاليف أنظمة الإنتاج في المياه العميقة، ويتوقع أن يصل عدد المنصات المطلوبة بين 2009 وحتى نهاية 2013 إلى 86 منصة تزيد كلفتها عن 38.2 مليار دولار، وهذا ما يعبر عن زيادة بنسبة 18% عن الفترة الممتدة بين 2004 و2008 والتي بلغت 21.2 مليار دولار.

وقد أشار تقرير Douglas-Westwood إلى نتائج استبيان شمل رؤساء كبار الشركات البترولية في العالم، وتبين من خلال المسح أن هناك العديد من العوائق الأخرى التي تراها هذه الشركات كحجر عثرة أمام عمليات التطوير في المياه العميقة، ومنها:

- **النفقات الرأسمالية المرتفعة.**
- **بعض العوائق التقنية.**
- **تذبذب أسعار النفط.**
- **نقص الطواقم المؤهلة الخبيرة.**

كما تبين أن معظم الشركات تبني توقعاتها على أساس مجالات واسعة لسعر النفط، مما يجعل من موضوع الربح والخسارة أمراً يصعب التكهن به في معظم الأوقات.

وعموماً يعتبر تطوير الحقول في المياه العميقة ذا كلفة مرتفعة مقارنة بباقي المناطق التقليدية إن صح التعبير، وقد تقدم أن شركة Statoil وضعت خطة تزيد قيمتها عن 7 مليارات دولار لإنتاج النفط الثقيل من حقل Mariner الواقع في شمال بحر الشمال[i].

وقدرت كلفة مشروع تطوير حقل زاكوم العلوي في الإمارات بحوالي 15 مليار دولار، حيث تعتزم زادكو استغلال الجزر لإقامة أرصفة الحفر والبنية التحتية للتطوير، معتبرة أن ذلك سيوفر 20 –30 % من التكلفة مقارنة باستخدام الطرق التقليدية.

وفي الربع الثالث من عام 2012 أعلنت شركة BP أنها تعتزم إنفاق 11 مليار دولار في مشاريع مختلفة تنفذها في مناطق امتيازها في مصر تتضمن عدة مشاريع استكشاف، ومن ضمنها مشروع استثمار النفط والغاز في المياه العميقة[ii] في البحر الأبيض المتوسط شمال مدينة الإسكندرية.

أما كلفة منصة مشروع Perdido لوحدها فقدرت بحوالي 4 مليارات دولار، وبلغت كلفة تحميض بئرين ووضعهما على الإنتاج في مشروع Jubilee نحو 160 مليون دولار.

وبلغت كلفة المعدات تحت السطحية في مشروع Pazflor أكثر من 1.1 مليار دولار تم من خلالها منح عقود هندسية تتضمن التصميم وشراء المعدات وتركيبها، وتوصيلها مع أكثر من 80 كم من خطوط التدفق (Flow Lines)، و حوالي 55 كم من معدات حقن الماء وحقن الغاز وخطوط نقل الغاز. وقد وضعت شركة BP خططاً لاستثمار زهاء 3.4 مليار دولار خلال عام 2009، ضمن سعيها لرفع معدل إنتاجها اليومي من القسم النرويجي من بحر الشمال[iii].

وقدر الجيولوجيون تكلفة البئر في حوض Santos في البرازيل بحوالي 50 مليون دولار، قد ترتفع لتصل إلى 150 مليون دولار للآبار التطويرية اللاحقة كون المكمن المكتشف يقع

i Offshore Magazine, 15/2/2013.

ii وزارة البترول المصرية، الموقع الرسمي، 5/9/2012.

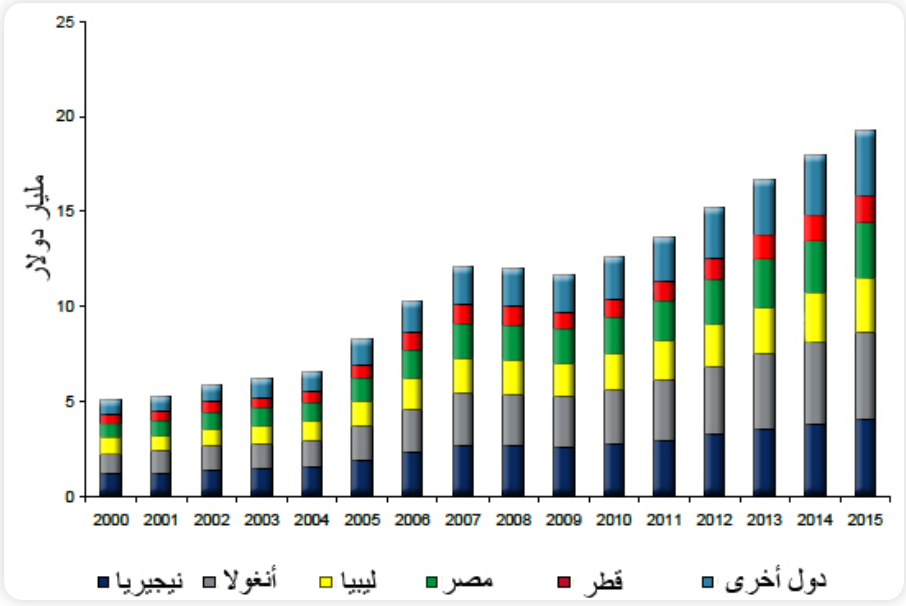
iii Bloomberg, 21/7/2009.

تحت صخور ملحية سميكة. وقد وضعت شركة Petrobras خططاً تطويرية لإنفاق 237 مليار دولار حتى عام 2016 سيخصص معظمها لتطوير حقول ما تحت طبقات الملح، قبالة سواحل «ريو ديجانيرو» و«سان باولو» ويقدر أن تحتوي على 100 مليار برميل من النفط. وقد تم سابقاً الترخيص لعدة قواطع في تلك المناطق، إلا أن النسبة الأكبر منها لا تزال بيد الحكومة التي تعتزم طرحها للاستثمار عبر نظام المشاركة بالإنتاج[i].

لقد بلغ حجم الإنفاق على عمليات الحفر في المغمورة في الشرق الأوسط وأفريقيا حوالي 63.5 مليار دولار بين عامي 2007 و2011، ومنها على سبيل المثال 1.3 مليار دولار رصدتها شركة Noble Energy لتطوير حقل[ii] Aseng في «بابوا نيو غينيا» والذي اكتشف عام 2007 في مياه يزيد عمقها عن 1000م.

ونتيجة زيادة نشاطات عمليات الاستكشاف في المغمورة، يتوقع أن يرتفع الإنفاق إلى أكثر من 77 مليار دولار بين عامي 2012 و2017. ويبين **الشكل -42** التغيرات السابقة والتوقعات المستقبلية لنفقات الحفر في المغمورة في هاتين المنطقتين[iii] من العالم حتى عام 2015، ويلاحظ أن معظم هذه النفقات ستكون في دول أفريقيا، بينما لا يبدو أن هناك تغيراً ملحوظاً في نفقات الحفر في المغمورة في دول الشرق الأوسط.

الشكل- 42: التغيرات السابقة والتوقعات المستقبلية لنفقات الحفر في المغمورة في الشرق الأوسط وأفريقيا



i World Oil, 19/2/2013.

ii Oil and Gas Journal, 22/7/2009.

iii GBI Search, Offshore Drilling Industry in Middle East and Africa to 2016.

وقد أكدت دراسة حديثة[i] نشرتها Wood Mackenzie أن نفقات الحفر في المياه العميقة بلغت 43 مليار دولار عام 2012، بينما يتوقع لها أن تصل إلى 114 مليار دولار عام 2022، وبينت الدراسة أن المساحات التي تم ترخيصها في المياه العميقة شكلت 39% من أعمال أكبر عشرين شركة عاملة في هذا المجال عام 2012. كما بينت أن 41% من الاكتشافات الجديدة خلال العقد الماضي كانت ضمن المياه العميقة، موضحة أن قيمتها حسب الأسعار السائدة تصل إلى 351 مليار دولار، متجاوزة بذلك الاكتشافات على اليابسة وفي المياه الضحلة. ويبدو أن العالم تخطى أزمة اندفاع بئر Macondo ، حيث تشير البيانات أن معدلات الحفر السنوية في خليج المكسيك عادت إلى سابق عهدها، ومن المتوقع أن تنمو معدلات الحفر في المياه العميقة بمعدل 9% سنوياً خلال السنوات العشر القادمة ليرتفع عدد الآبار الاستكشافية والتقييمية والتطويرية من 500 بئر سنوياً إلى 1250 بئراً في السنة. وهذا ما سوف يساهم في تنشيط صناعة منصات الحفر، حيث سيحتاج العالم إلى 95 منصة جديدة حتى عام 2022، باستثمارات تصل إلى 65 مليار دولار.

أما مؤسسة MarketsandMarkets للأبحاث، فقد أكدت في تقرير نشرته مؤخراً أن سوق خدمات الحفر في المغمورة سينمو من 73.1 مليار دولار عام 2013 ليصل إلى 121.1 مليار دولار في عام 2018، وهو ما يعبر عن نمو سنوي بنسبة تتجاوز 10%، ويعزو التقرير ذلك إلى ازدياد عدد الاكتشافات في المغمورة وإلى تنامي الطلب العالمي على الطاقة[ii]. ويتضمن سوق خدمات الحفر عقود الحفر والقياسات الكهربائية البئرية وما يرتبط بعمليات الحفر من خدمات مساندة، ويبدو أن البرازيل وخليج المكسيك ودول غرب أفريقيا ستكون المحرك الرئيسي وراء النشاط المتوقع في سوق الحفر.

وبالرغم من تباين التقديرات بين جهة وأخرى، إلا أنها تشترك في التأكيد على أن سوق الحفر في المغمورة سيشهد نمواً سريعاً ترتبط به صناعات مختلفة سوف تنمو معه، خاصة في كوريا الجنوبية التي تسيطر على أكثر من 90% من سوق تصنيع منصات الحفر في العالم، ومن المخطط أن تقوم بتسليم 10 منصات ذاتية الرفع، و2 منصة شبه غاطسة، و6 سفن حفر في عام 2014.

ومن الطبيعي أن يزداد الطلب على وحدات الحفر في المياه السحيقة بعد العدد الكبير من الاكتشافات التي تحققت وتتحقق، حيث ينتقل العمل من مرحلة التنقيب إلى مرحلة التطوير في عدة منظومات حول العالم. وضمن هذا السياق كان عام 2013

i Wood Mackenzie, Drilling activity in Deepwater Markets to reach unprecedented levels as sector leads in value creation, 27/6/2013.

ii Marketsandmarkets, website:
http://www.marketsandmarkets.com/Market -Reports/offshore -drilling -market -1207.html

مؤشراً هاماً دحض الشكوك التي شاعت عام 2012 من أن الحفر في المياه العميقة مجرد طفرة لن تستمر إلا لبضع سنوات[i]. وبالرغم من تلك الشكوك إلا عام 2012 كان قد شهد عملياً أكثر من 30 طلباً لبناء وحدات حفر قادرة على العمل في مياه يتجاوز عمقها 3000 م، من ضمنها 24 سفينة حفر. كما ارتفع معدل تأجير وحدات الحفر في المياه السحيقة في عام 2012 ليصل وسطياً إلى 600 ألف دولار في اليوم، بينما سجلت عدة عقود بقيمة 650 ألف دولار في اليوم في مطلع عام 2013.

وكمثال على النفقات المختلفة في المغمورة، يمكن النظر في حقول الرصيف القاري في المملكة المتحدة[ii].

الرصيف القاري في المملكة المتحدة

لمحة تاريخية موجزة

اكتشف الغاز في القسم الجنوبي من بحر الشمال في مطلع الستينات من القرن الماضي، وكان تلك فاتحة تطوير النفط والغاز في المملكة المتحدة، حيث بدأ إنتاج الغاز عام 1967 من حقل West Sole، وسرعان ما تم اكتشاف وتطوير حقول غاز أخرى مختلفة الأحجام بين نهاية الستينات ومطلع السبعينات، مثل حقول: Leman، و Indefatigable، و Hewett.

أما النفط فقد اكتشف للمرة الأولى عام 1969 في القسم الشمالي من بحر الشمال، وأنتج للمرة الأولى من حقل Argyll في عام 1975. كما اكتشفت حقول كبيرة أخرى مثل حقل Forties عام 1975، و Brent، و Beryl عام 1976، Ninian عام 1978، وكلها وضعت على الإنتاج خلال بضع سنوات من اكتشافها.

وقد أدت النجاحات المتوالية إلى اكتشاف 25 مليار برميل مكافئ نفط حتى منتصف السبعينات، بينما وصل الرقم إلى 55 مليار برميل مكافئ نفط حتى عام 2013، تتوزع على أكثر من 400 حقل في الرصيف القاري البريطاني، وهناك أقل من 300 حقل من بينها تزال منتجة، ومن بينها أول تلك الحقول West Sole، بينما ينتظر قرابة 100 حقل دوره في عمليات التطوير، كما توجد حقول ربما لا يتم تطويرها أبداً لأسباب اقتصادية وتقنية. أما حقل Brent فمن المتوقع أن يستمر بالإنتاج إلى منتصف العقد الحالي، بينما ستستمر الحقول الكبيرة الأخرى لفترة أطول، بل إن هناك دراسات لإعادة تطوير حقل Argyll الذي توقف عن الإنتاج في مطلع التسعينات، وأعيدت تسميته حالياً باسم حقل Alma.

---

i Richard Mason, Offshore Market Gains Sea Legs as 2013 Gets Underway, E&P, 22/1/2013.

ii استقيت كل المعلومات والأشكال الخاصة بهذا المثال من التقرير الاقتصادي الذي أعدته UK Oil and Gas، في شهر تموز/يوليو 2013.

الاكتشافات الجديدة

الشكل- 43: نسبة الاحتياطيات إلى المصادر في المملكة المتحدة

بالرغم من أن كل المؤشرات تدل على أن معدل اكتشاف مصادر جديدة في المغمورة في بحر الشمال قد تراجع بشكل ملحوظ مع وصول المنطقة إلى مرحلة النضوج، لكن كميات كبيرة من النفط تكتشف كل عام (**الشكل-43**)، ومع وصول الإنتاج البريطاني إلى ذروته في مطلع القرن الحالي، إلا أن 4.1 مليار برميل مكافئ نفط قد اكتشفت منذ ذلك الحين. ولكن لابد من التنويه إلى اختلاف حجوم هذه الاكتشافات، فحقل Buzzard الذي اكتشف عام 2001 يحتوي على 700 مليون برميل مكافئ نفط قابلة للإنتاج، إلا أنه كان استثناءاً كما يبدو، حيث أن معظم الاكتشافات الأخرى يبلغ متوسط حجمها 10 مليون برميل مكافئ نفط فقط. وتعتبر منطقة غرب Shetland التي تبعد 170 كم عن سواحل اسكتلندا آخر المناطق التي تطالها عمليات التطوير، إذ أن الإنتاج فيها لم يبدأ إلا عام 1997، وقد اكتشفت فيها حتى اليوم 7 حقول متوسط حجم كل منها 100 مليون برميل مكافئ نفط.

بشكل عام، تضع الصناعة البترولية البريطانية نصب أعينها ثلاث نقاط تلتقي فيها مع باقي العاملين في هذا المجال، وهي:

1. **تحقيق اكتشافات جديدة.**
2. **رفع معامل الاستخلاص من الحقول المنتجة.**
3. **زيادة العمر الافتراضي للمنشآت والبنى التحتية.**

الأهمية الاقتصادية لقطاع الصناعة البترولية البريطانية

يوفر النفط والغاز نحو 73% من مجموع الطاقة الأولية في المملكة المتحدة، حيث

يهيمن النفط على قطاع النقل، بينما يستخدم الغاز بغرض التدفئة بشكل رئيسي.

لقد أنتج قطاع الصناعة البترولية قرابة 42 مليار برميل مكافئ نفط من الرصيف القاري البريطاني حتى مطلع عام 2013، ويقدر أن الاحتياطيات التي لا يزال بالإمكان إنتاجها من المغمورة تتراوح بين 15- 24 مليار برميل مكافئ نفط. وبالنظر إلى حجم الفرص المتاحة حالياً، فمن الممكن إنتاج 11.4 مليار برميل مكافئ نفط، منها:

- **7.4 مليار برميل مكافئ نفط من الحقول المنتجة حالياً أو تلك التي قيد التطوير.**
- **4 مليار برميل مكافئ نفط من الحقول الجديدة التي لم يتم تطويرها بعد.**

وتشير تقديرات إدارة الطاقة والتغير المناخي (DECC) إلى أنه من المتوقع أن يستمر النفط والغاز في تشكيل 70% من مصادر الطاقة الرئيسية في المملكة المتحدة حتى عام 2030 على الأقل. وفي حال استمر تدفق الاستثمارات عند معدله الحالي، فإن الرصيف القاري البريطاني لديه القدرة على تلبية ما يقارب 50% من الطلب على النفط والغاز في عام 2020. ومع أن الإنتاج انخفض عام 2012 إلى 567 مليون برميل مكافئ مقارنة بعام 2011، إلا أن المملكة المتحدة تبقى ثالث أكبر منتج للنفط وثاني أكبر منتج للغاز في أوربا.

وعند النظر إلى حجم المساهمة الاقتصادية، آخذين بعين الاعتبار أن متوسط سعر برميل النفط المكافئ البريطاني بلغ 89 دولار عام 2012، يلاحظ أن النفط والغاز ساهما في دعم ميزان المدفوعات بحوالي 50 مليار دولار، بلغت حصة الرصيف القاري منها أكثر من 31.2 مليار دولار، مقارنة بحوالي 10.9 مليار دولار ساهم بها تصدير بقية البضائع والسلع، وبذلك يشكل النفط والغاز المنتجان من المغمورة أكبر قطاع استثماري في المملكة المتحدة، كما يعتبران المساهم الأكبر في إجمالي القيمة المضافة مقارنة بباقي قطاعات الصناعة.

إجمالي النفقات

زاد إجمالي النفقات في مجال استثمار النفط والغاز في الرصيف القاري البريطاني عن 31.2 مليار دولار لأول مرة في تاريخ الصناعة البترولية البريطانية، وقد استثمرت هذه الصناعة أكثر من 780.5 مليار دولار منذ عام 1970، منها 213.9 مليار دولار في مجال الاستكشاف والحفر والتطوير، و285.7 مليار دولار على عمليات الإنتاج، و3.1 مليار دولار على عمليات إيقاف تشغيل الحقول الناضبة.

الضرائب

دفعت الصناعة البترولية عموماً في بريطانيا خلال العام المالي 2012 - 2013 أكثر من 10.1 مليار دولار. ومع أن تراجع الإنتاج سبب تراجعاً في العائدات الضريبية على المدى القصير، إلا أن مساهمة هذا القطاع زادت عن 15% من إجمالي الضرائب التي حصلت عليها

الخزانة البريطانية من المؤسسات العاملة في مجالات أخرى، وبلغت حصة الضرائب على الرواتب وبقية المدفوعات في مجال إنتاج النفط والغاز أكثر من 7.8 مليار دولار.

النفقات الرأسمالية

بلغت النفقات الرأسمالية في مجال تطوير بعض المشاريع الكبيرة 17.8 مليار دولار، وتشير بعض التوقعات إلى أن هذه النفقات ستصل إلى أكثر من 21 مليار دولار خلال عام 2013. وبين عامي 2011 و2012، أقرت إدارة الطاقة والتغير المناخي 45 مشروعاً تقدر نفقاتها الرأسمالية بأكثر من 34.3 مليار دولار، ويتوقع لها أن تساهم في إنتاج ما يربو على 2 مليار برميل نفط مكافئ. ويشار هنا إلى أن أكثر من نصف الحقول التي تم اعتماد خطط لتطويرها خلال الفترة الممتدة ما بين 2008 و2012 سوف يتم ربطها إلى بنى تحتية موجودة سابقاً.

أما النفقات الرأسمالية التي اعتمدت لمشاريع قيد الإنتاج أو التطوير الحالي فقد بلغت في مطلع عام 2013 ما يزيد على 68.7 مليار دولار، وهو رقم يزيد بمقدار 20.3 مليار دولار عن النفقات المماثلة في مطلع عام 2012.

النفقات التشغيلية

ارتفعت النفقات التشغيلية في قطاع الصناعة البترولية البريطانية عام 2012 بمقدار 10% عن نظيرتها في عام 2012، لتصل إلى 12 مليار دولار، وبلغت الكلفة التشغيلية 21.5 دولار/البرميل بسبب تراجع معدل الإنتاج، وارتفاع تكلفة المحافظة على الأصول وتجديدها.

نشاطات الحفر

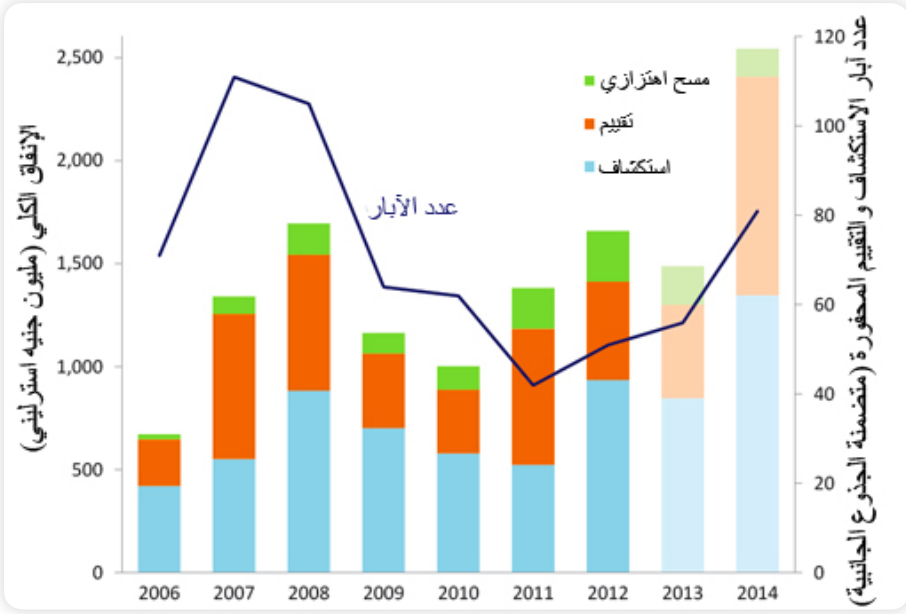
بلغ عدد الآبار التي حفرت عام 2012 في الرصيف القاري البريطاني 173 بئراً موزعة على النحو التالي:

- **26 بئرا استكشافياً.**
- **25 بئر تقييمياً.**
- **122 بئراً تطويرياً.**

ومع أن هذه الأرقام أعلى من نظيرتها لعام 2011، إلا أنها لا تزال تحت المعدل بالنسبة للفترة الممتدة ما بين 2002 – 2012، ومن المتوقع عموماً أن يصل عدد الآبار الاستكشافية حتى نهاية عام 2013 إلى 37 بئراً، بينما سيصل عدد الآبار التقييمة إلى 18 – 20 بئراً.

يبين **الشكل 44** تكاليف عمليات الاستكشاف والتقييم بالعلاقة مع عدد الآبار المحفورة.

الشكل- 44: تكاليف عمليات الاستكشاف والتقييم بالعلاقة مع عدد الآبار المحفورة



وتبرز أهمية زيادة عدد الآبار بالنظر إلى أن عدداً لا يستهان به من المنشآت سوف تتوقف عن العمل تباعاً مع انتهاء عمرها الافتراضي. فهناك 475 منشأة مختلفة، وحوالي 10 آلاف كم من خطوط الأنابيب، و15 محطة على اليابسة، و5000 بئر سوف تخرج من الخدمة في نهاية المطاف. وقد بلغت تكلفة إخراج المنشآت من الخدمة حوالي 780.5 مليون دولار في عام 2012، ويتوقع لها أن ترتفع إلى ما يتراوح بين 1.2 – 1.6 مليار دولار سنوياً خلال الأعوام العشرة القادمة. كما يتوقع أن يبلغ إجمالي نفقات إخراج المنشآت من الخدمة ما بين عام 2013 و2040 أكثر من 48 مليار دولار.

ويمكن بالإضافة إلى ما سبق الإشارة إلى أن الصناعة البترولية في المملكة المتحدة تدعم وجود 450 ألف فرصة عمل معظمها لذوي المهارات العالية، ومن بينها 36 ألف عامل في الشركات العاملة (Operating Companies) منهم 12500 يعملون في المغمورة، و200 ألف عامل ضمن سلسلة التوريدات المؤازرة (المتعاقدون) منهم 45 ألف يعملون في المغمورة، و112 ألف فرصة عمل خلقتها النشاطات الاقتصادية للعمال المذكورين أعلاه، إضافة إلى وجود 100 ألف يعملون في تصدير البضائع والخدمات.

الخلاصة والاستنتاجات

- باتت عمليات الاستكشاف والإنتاج من المغمورة جزءاً لا يتجزأ من الصناعة البترولية، ورافداً هاماً لتلبية الطلب المتنامي على الطاقة، والذي يتوقع أن يصل إلى حدود 99 مليون برميل في اليوم خلال خمسة وعشرين عاماً. حيث يحتل النفط والغاز مركز الصدارة في تلبية هذا الطلب، بينما ترى وكالة الطاقة الدولية أن الفحم قد يكون منافساً في مزيج الطاقة العالمي لتقترب نسبته من نسبة النفط في عام 2017. وقد نجحت عمليات التنقيب في المغمورة في فرض وجودها خلال العقود الأربعة الماضية بسبب التقدم التكنولوجي والتقنيات الجديدة المبتكرة في مجال معدات الإنتاج البحرية، والتطور في تقنيات المسح الزلزالي ثلاثي الأبعاد، وتطور تقنيات الحفر والإكمال.
- يلاحظ أن معدلات الإصابة[i] (عدد الآبار الناجحة) في عمليات الحفر في المغمورة أكبر من معدلات الإصابة مقارنة بعمليات الحفر على اليابسة. وربما يعود السبب في ذلك إلى أن الشركات - بسبب التكاليف الكبيرة جداً - تحفر عادة في المواقع ذات عامل المخاطرة الأقل، مما يدفع إلى الاعتقاد بوجود مناطق مأمولة أخرى لم تنل حظها بعد من عمليات التنقيب، وربما يكون سعر النفط في حال استقراره عند مستويات أعلى في المستقبل، حافزاً يدفع إلى استكشاف المزيد من الموقع المشابهة.
- شكلت الاحتياطيات العالمية المؤكدة في المياه العميقة عام 2000، حوالي 12.3% من مجمل الاحتياطيات الواقعة في المغمورة، وقدر حجم احتياطيات النفط العالمية في المغمورة في مطلع عام 2006 بحوالي 985 مليار برميل، منها 277 مليار برميل من الاحتياطيات المؤكدة، كما قدرت احتياطيات الغاز بحوالي 140 تريليون متر مكعب، منها 40 تريليون متر مكعب من الاحتياطيات المؤكدة. وحتى عام 2007 كانت احتياطيات النفط في المغمورة تشكل 41% من احتياطيات النفط المعروفة في العالم. وقد شكلت اكتشافات المياه العميقة ما بين عامي 2006 و2009 حوالي 54% من إجمالي الاكتشافات على اليابسة وفي المغمورة، وفي عام 2008 تحديداً أضافت الاكتشافات في المياه العميقة حوالي 13.7 مليار برميل مكافئ نفط إلى الاحتياطيات العالمية. وحتى عام 2009 كانت الحقول الواقعة المياه الضحلة تحتوي على معظم الاحتياطيات المؤكدة المعروفة، بينما تغطي المياه العميقة حقولاً تحتوي على 10 مليار طن مكافئ نفط من هذه الاحتياطيات، يتوزع غالبها على خليج المكسيك، والبرازيل، وغرب أفريقيا.
- بلغ متوسط حجم الاكتشاف الواحد في المغمورة عام 2009 حوالي 150 مليون برميل مكافئ نفط، مقابل متوسط بلغ 25 مليون برميل مكافئ نفط على اليابسة، أي ما يمثل ستة أضعاف متوسط حجم الاكتشافات على اليابسة.

---

i Drilling Success Rates.

- بلغ عدد الحقول المنتجة من المغمورة حول العالم 1292 حقلاً في مطلع عام 2012، شكلت أكثر من 18% من الحقول المنتجة في العالم والتي بلغ عددها 7124 حقلاً. وقد تضاعفت طاقة الإنتاج من المغمورة (وخاصة من المياه العميقة) ثلاث مرات بين عامي 2000 و2010، من 1.5 مليون برميل في اليوم عام 2000 إلى أكثر من 5 مليون برميل في اليوم حتى نهاية عام 2009، ومن المتوقع أن تصل إلى 10 مليون برميل في اليوم عام 2015.
- تعمل بعض الدول العربية على عدد من مشاريع إنتاج النفط والغاز من المغمورة، منها مشروع غاز كران الذي ينتج بمعدل 4.2 مليون متر مكعب من الغاز يومياً، ومشروع منيفة في السعودية الذي ينتج حوالي نصف مليون برميل من النفط الثقيل يومياً، بينما سوف تصل طاقته الإنتاجية إلى 900 ألف ب/ي من النفط، وحوالي 65 ألف ب/ي من المتكثفات، إضافة إلى معالجة 2.55 مليون متر مكعب يومياً من الغاز المرافق في عام 2014. هذه المشاريع وغيرها سوف تساهم في رفد الطاقات الإنتاجية الحالية لهذه الدول بكميات جديدة من النفط والغاز لا غنى عنها للاستهلاك المحلي أو للأسواق العالمية.
- تتميز مشاريع التنقيب والاستكشاف والإنتاج عموماً بأنها ذات عامل مخاطرة مرتفع سواء كانت هذه المشاريع على اليابسة أو في المياه الضحلة، حيث أن أقل من 22% من هذه المشاريع تلتزم فعلاً بالميزانية المخصصة لها، ومن المتوقع أن ينمو سوق خدمات الحفر في المغمورة بمعدل 10% بين عامي 2013 و2018، وهذا يرتبط بالنمو المتوقع في معدلات الحفر في المياه العميقة والذي يتوقع أن يبلغ معدل 9% سنوياً خلال السنوات العشر القادمة. كما يتوقع أن تصل نفقات الحفر في المياه العميقة إلى 114 مليار دولار عام 2014، مقارنة بحوالي 43 مليار دولار عام 2012.

المراجع العربية

1. تركي حمش، الاستخلاص البترولي المحسن، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 36، العدد 133، ربيع 2010.
2. تركي حمش، جيولوجية بعض الأحواض الترسيبية في الشرق الأوسط وإمكاناتها البترولية، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 37، صيف 2011.
3. تركي حمش، تطوير المصادر الهيدروكربونية في الدول العربية، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 38، العدد 141، ربيع 2012.
4. تركي حمش، اندفاعات الآبار وآثارها البيئية، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 39، العدد 144، شتاء 2013.
5. التطورات الدولية في مجال النفط والطاقة ، تقرير الأمين العام السنوي التاسع والثلاثون، أوابك، 2013.
6. الموقع الرسمي، أرامكو السعودية، المشاريع، برنامج واسط.
7. الموقع الرسمي، أرامكو السعودية، أرامكو السعودية تطلق مشروع تطوير حقل كران المغمور لإنتاج الغاز غير المصاحب.
8. الموقع الرسمي، أرامكو السعودية، 2012/5/19.
9. الموقع الرسمي، الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية، 2012/7/2.
10. الموقع الرسمي، شركة Kuwait Energy، 3/2012.
11. الموقع الرسمي، وزارة البترول المصرية، 2012/7/20.
12. الموقع الرسمي، وزارة البترول المصرية، 2012/9/5.
13. نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة السابعة والعشرون 2007- - العدد الثالث.
14. نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة التاسعة والعشرون - 2009 - العدد الأول.
15. نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة الثلاثون - 2010 - العدد الثاني.
16. نشرة متابعة نشاطات مصادر الطاقة عربيا وعالميا، السنة الحادية والثلاثون 2011- - العدد الرابع.

المراجع الإنكليزية

1. Anadarko, Official website: www.anadarko.com/
2. Bloomberg Business, 21/7/2009
3. Bloomberg, 4/5/2010
4. BP and CNOOC Sign Agreement for Third Deepwater Block In The South China Sea, 16/7/2013. Website: http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press- releases/bp- and -cnooc- sign- agreement- for- third- deepwater- block- in- the- sou.html
5. BP Energy Outlook 2030, London, January 2012.
6. BP's $1 billion pledge to accelerate restoration efforts in the Gulf of Mexico, Early Environmental Restoration.
   Website: http://www.bp.com/en/global/corporate/gulf- of- mexico- restoration.html
7. Bureau of Safety and Environment Enforcement, Preparations Continue for Well Intervention Work at South Timbalier 220, 28/7/2013.
   Website:http://www.bsee.gov/BSEE- Newsroom/Press- Releases/2013/Press07282013z.aspx
8. Business Standard, 11/4/2010
9. Canadian Association of Petroleum Producers, East Coast Medical Assessment For Fitness to Work Offshore, May, 2001.
   Website: www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=25801
10. Chen Wei, Going Deeper: China's Offshore Oil and Gas Industry, Proceedings of the Nineteenth (2009) International Offshore and Polar Engineering Conference, Osaka, Japan, June 2126-, 2009.
11. China View, 31/7/2009
12. Craig et al, Brazil's Presalt Play, Oilfield Review, Autumn 2010.
13. D. H. Welte, B.P. Tissot, Petroleum Formation and Occurrence, 2nd Edition, 1984.
14. Deloitte, 03/10/2012
15. Eldon Ball, Pazflor development relies on subsea separation system handling four reservoirs, Offshore Magazine Articles, 1/12/2011.
16. Energy Business Review, Oil and Gas UK reports record growth in well services sector in 2012, 24/5/2013
17. Energy Business Review, Damen starts construction work on 14 terminal tugs for Kuwait Oil Company, 17/5/2013
18. Energy Business Review, 19/3/2013
19. Energy Business Review, 22/1/2013
20. Energy Information Administration, Natural Gas 1998: Issues and Trends.
21. Gail S. Fraser, Janet Russell & W.M. Von Zharen, Produced Water from Offshore Oil and Gas Installations, on the Grand Banks, Newfoundland and Labrador: Are the Potential Effects to Seabirds Sufficiently Known? Marine Ornithology, 2006.
22. GBI Search, Offshore Drilling Industry in Middle East and Africa to 2016.

23. GBI Search, The Future of the Offshore Oil and Gas Industry to 2020, November, 2009.
24. Government Services and Information, website
25. https://www.gov.uk
26. Hays Kristen, Going deeper than the rest, Houston Chronicle, May 2, 2009.
27. http://tntenergy.ca/directional -drilling/
28. I stock analyst, 17/10/2011.
29. IHS CERA: The Role of Deepwater Production in Global Oil Supply, 30/6/2010.
30. Website:
31. http://press.ihs.com/press -release/energy -power/ihs -cera -role -deepwater -production -global -oil -supply
32. Industry News, 16/11/2011
33. Istockanalysit, 17/12/2010
34. John Bradbury, Red Hawk showcases first cell spar, 4/11/2002.
35. Website: http://www.epmag.com/EP -Magazine/archive/Red -Hawk -showcases -cell -spar_3086
36. John Whitaker, Striking a Balance: Environment and Natural Resources Policy in the Nixon -Ford Years, American Enterprise Institute/Hoover Institution Policy Studies, 1976.
37. Latin America Herald Tribune, 28/10/2010
38. Mark Thomas, Majors drive search for solutions to Deep Water Challenge, Senior Editor, Offshore, EPmag, 2013.
39. Marketansdmarkets, Offshore Drilling Market By Services (Contract Drilling, Directional Drilling, Logging While Drilling), Applications (Shallow Water, Deepwater, Ultra -Deepwater) And Geography -Global Trends & Forecasts To 2018.
40. Website: http://www.marketsandmarkets.com/Market -Reports/offshore -drilling -market -1207.html
41. Melvyn Whitby, Design Evolution of a Subsea BOP: Blowout Preventer Requirements Get Tougher as Drilling Goes Ever Deeper, Drilling Contractor, May, 2007.
42. Offshore Exploratory Success Rate for the Major U.S. Petroleum Companies, 1985- 1997.
43. Website: http://www.eia.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/ufig05.html
44. Offshore Field development Projects, http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=125&AspxAutoDetectCookieSupport=1
45. North Caspian Operating Company, Kashagan Project.
46. Website: http://www.ncoc.kz/en/kashagan/s_and_e.aspx
47. Offshore Magazine, Several Issues from 2009 - 2013, As Shown in Footnotes.
48. Offshore Magazine, 28/6/2011
49. Offshore Magazine, 22/11/2012
50. Offshore Magazine, 27/11/2012
51. Offshore Magazine, 06/12/2012
52. Offshore Magazine, 13/02/2013
53. Offshore Magazine, 15/2/2013
54. Offshore Magazine, 7/3/2013

55. Offshore Magazine, 14/03/2013
56. Offshore Magazine, 20/3/2013
57. Offshore Magazine, Saipem jackup sinks offshore West Africa, 3/7/2013
58. Offshore Technology Projects, Frade Field Gas and Oil Project, Campos Basin, Brazil.
59. Website: http://www.offshore -technology.com/projects/fradefieldcamposbasi/
60. Offshore's Top 5 for 2010, volume, 70, issue -12, 2010.
61. Oil & Gas Journal, Vol 105 Issue 17, 7/5/ 2007.
62. Oil and Gas Financial Journal, 13/12/2012
63. Oil and Gas Financial Journal, 28/12/2012
64. Oil and Gas Journal, 13/04/2007
65. Oil and Gas Journal, 22/08/2007
66. Oil and Gas Journal, 07/02/2008
67. Oil and Gas Journal, 12/01/2009
68. Oil and Gas Journal, 08/04/2009
69. Oil and Gas Journal, 01/05/2009
70. Oil and Gas Journal, 22/07/2009
71. Oil and Gas Journal, 13/11/2009
72. Oil and Gas Journal, 05/11/2010
73. Oil and Gas Journal, 09/11/2010
74. Oil and Gas Journal, 10/01/2011
75. Oil and Gas Journal, 25/01/2011
76. Oil and Gas Journal, 23/02/2011
77. Oil and Gas Journal, 15/04/2011
78. Oil and Gas Journal, 21/06/2011
79. Oil and Gas Journal, 09/01/2012
80. Oil and Gas Journal, 18/01/2012
81. Oil and Gas Journal, 02/02/2012
82. Oil and Gas Journal, 08/02/2012
83. Oil and Gas Journal, 17/02/2012
84. Oil and Gas Journal, 24/02/2012
85. Oil and Gas Journal, 02/03/2012
86. Oil and Gas Journal, 06/03/2012
87. Oil and Gas Journal, 16/03/2012
88. Oil and Gas Journal, 26/03/2012
89. Oil and Gas Journal, 02/04/2012
90. Oil and Gas Journal, 13/04/2012
91. Oil and Gas Journal, 16/04/2012
92. Oil and Gas Journal, 23/04/2012
93. Oil and Gas Journal, 24/04/2012

94. Oil and Gas Journal, 01/08/2012
95. Oil and Gas Journal, 03/08/2012
96. Oil and Gas Journal, 14/08/2012
97. Oil and Gas Journal, 15/08/2012
98. Oil and Gas Journal, 15/08/2012
99. Oil and Gas Journal, 14/09/2012
100. Oil and Gas Journal, 20/09/2012
101. Oil and Gas Journal, 05/10/2012
102. Oil and Gas Journal, 08/10/2012
103. Oil and Gas Journal, 22/10/2012
104. Oil and Gas Journal, 31/10/2012
105. Oil and Gas Journal, 16/11/2012
106. Oil and Gas Journal, 04/01/2013
107. Oil and Gas Journal, 31/01/2013
108. Oil and Gas Journal, 26/02/2013
109. Oil and Gas Journal, 12/03/2013
110. Oil and Gas Journal, 15/04/2013
111. Oil and Gas Journal, Status of US Gulf of Mexico deepwater discoveries, 2013
112. Oil Review Middle East, 14/11/2012
113. Oil Voice, 12/09/2008
114. Oil Voice, 11/02/2010
115. Oil Voice, 08/04/2011
116. Oil Voice, 14/02/2012
117. Oil Voice, 15/04/2012
118. Oil Voice, 09/07/2012
119. Oil Voice, 03/08/2012
120. Oil Voice, 28/08/2012
121. Penn Energy, Norway agrees to impact study towards oil & gas drilling in arctic waters, 22/4/2013. Website: http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2013/04/norway -agrees -to -impact -study -on -oil -gas -exploration -in -arctic -w.html
122. PennEnergy, 24/1/2011
123. Petroleum Economist, 17/2/2011
124. Petronas, Shell consider first -ever field -scale chemical EOR offshore Malaysia, Offshore Magazine, 11/11/2011.
125. Production Survey 2012, Oil and Gas Journal Research Center.
126. Rafael Sandrea , Future World Oil & Gas Supply, 1st Yemen Energy Forum, 2009.
127. Richard Mason, Offshore Market Gains Sea Legs as 2013 Gets Underway, E&P, 22/1/2013.
128. Reuters, 30/3/2012
129. Robertson et al, Deepwater: A robust market in a climate of uncertainty, Offshore

Magazine, Vol. 69, Issue 5, 2013.
130. Sandrea Ivan and Sandrea Refael, Global Offshore Oil Exploration trends show continued promise in world's offshore basins, Oil and Gas Journal, 3/5/2007.
131. Schlumberger, real time news, 11/6/2007.
132. Shell, Petronas combine for EOR projects offshore Malaysia, Offshore Magazine, 17/1/2012.
133. The Economic Times, 22/9/2011
134. The U.S. Petroleum and Natural Gas Industry, eia, 2004.
135. Website: http://www.eia.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/index.html#n9
136. Trading Markets, 18/1/2011
137. Tullow Oil, Official Website, 2/6/2012.
138. UK offshore drilling and deal activity closes on a high in 2012 setting positive expectations for 2013, North West Europe End of Year Review 2012, January, 2013.
139. Website: http://www.psg.deloitte.com/ResourcesOilGasReportsNWEuropeEndYearReview2012_20130115.asp
140. Upstream online, 3/1/2013.
141. UKCS Offshore Workforce Demographics Report 2013, UK Oil and Gas, July, 2013.
142. UKCS Economic Report 2013, UK Oil and Gas, July, 2013.
143. USGS, An Estimate of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of the World, 2012.
144. Wall Street Journal, 18/11/2009
145. Wood Mackenzie, Drilling activity in Deepwater Markets to reach unprecedented levels as sector leads in value creation, 27/6/2013
146. World Oil, 14/09/2010
147. World Oil, 27/11/2012
148. World Oil, 19/02/2013
149. World Oil, 19/02/2013

بعض المصطلحات الواردة في الدراسة

Ballast	الركيزة
Build up Angle	بناء زاوية الميل (خلال حفر بئر مائل)
Buoyancy	قوة الطفو
Capital Expenditure	الإنفاق الرأسمالي (الكلفة الرأسمالية)
Cell Spar	منصة الصاري الخليوي
Classic Spar	منصة الصاري التقليدي
Compliant Towers	الأبراج اللينة
Continental Shelf	الرصيف القاري
Dispersed Oil	نفط متشتت
Drill Ship	سفينة الحفر
Fixed Platform	منصات ثابتة
Formation Water	مياه طبقية
Free Oil	نفط حر
Geophones	لواقط إشارة أرضية
GPS (Global Positioning System)	نظام تحديد المواقع العالمي
Hydrophones	لواقط إشارة مائية
Jack up Platforms	منصات ذاتية الرفع
Kick Off Point (KOP)	نقطة بدء التمييل
Offshore	المغمورة، قد تكون البحر أو البحيرة أو النهر
Operation Cost	الكلفة التشغيلة
Organic Acids	حموض عضوية
Outer Continental Shelf Lands	الحدود الخارجية للرصيف القاري
Phenol	فينول
Polycyclic Aromatic Hydrocarbons	هيدروكربونات عطرية متعددة الحلقات
Pontoons	عوامات توازن مانعة للتسرب
Pounding	الحفر بطريقة الدق
Remote Operated Vehicles	مراكب يجري التحكم بها عن بعد
Reserves	احتياطيات
Resonance	ظاهرة الطنين
Resources	مصادر
Rotary Drilling	الحفر الرحوي
Semi- submersible	شبه (نصف) غاطس
Soluble Oil	نفط منحل
Spar	الصاري
Truss Spar	منصة الطوق الحديدي
Tug Boat	زورق القطر - السحب
Volatile	متطاير، قابل للتطاير

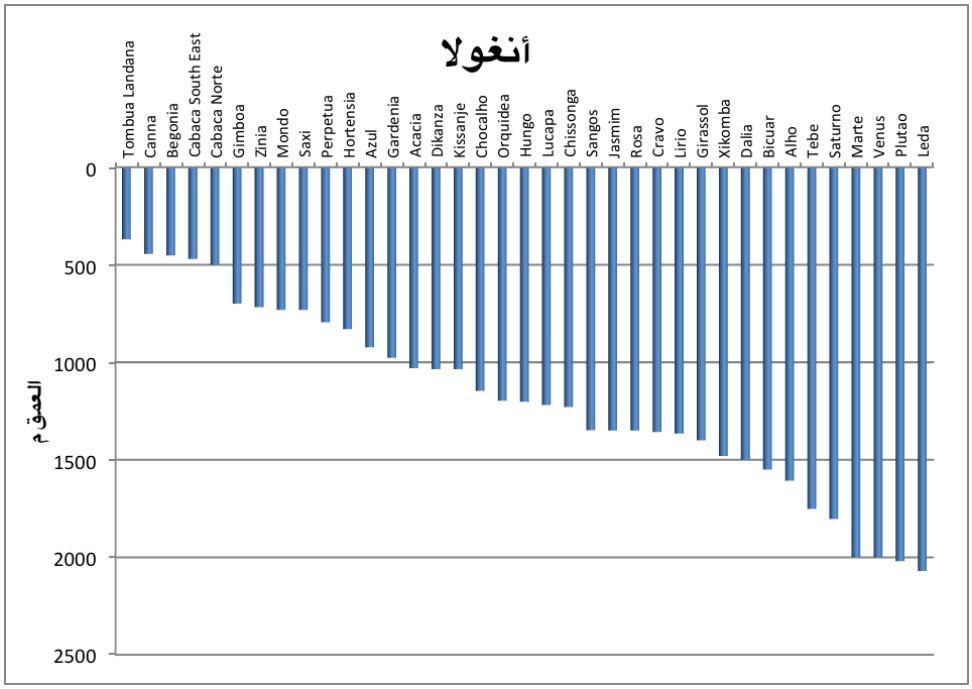
ملحق 1: حقول المياه العميقة والسحيقة في بعض دول العالم

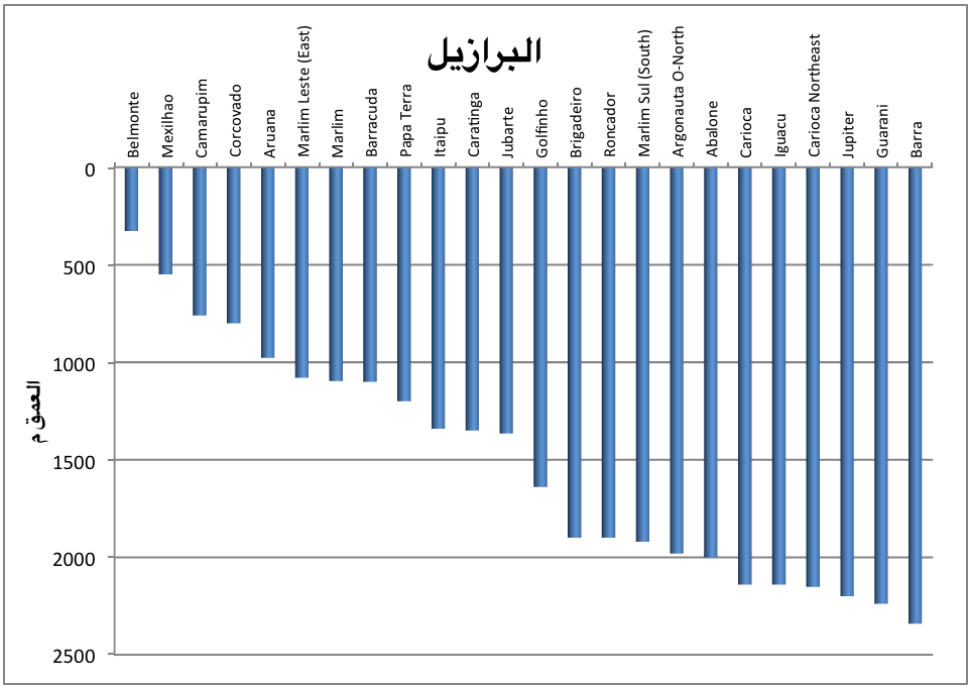
تم إعداد هذه الأشكال استناداً إلى بيانات:

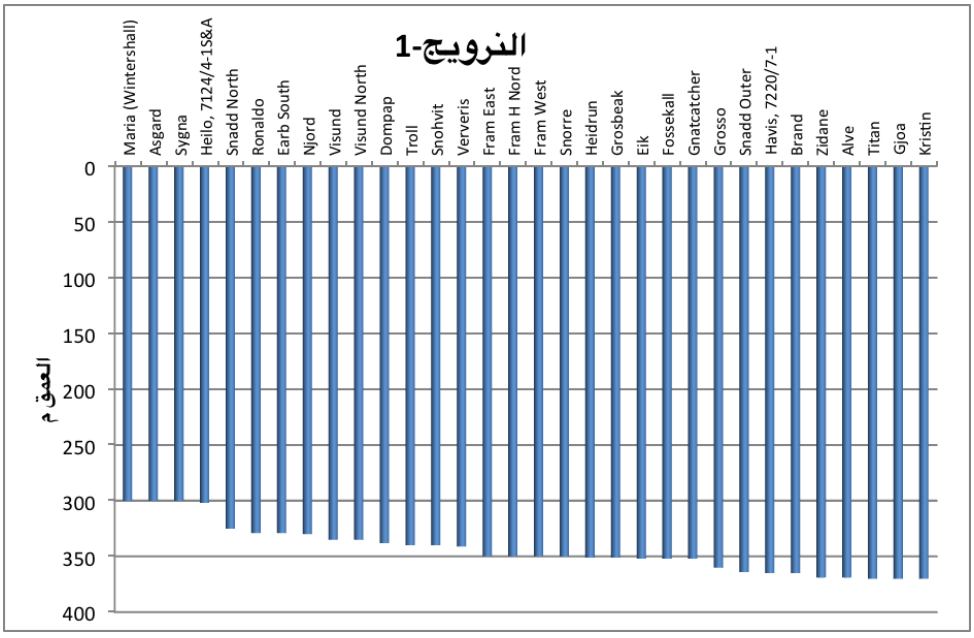
Deepwater Activity Statistics

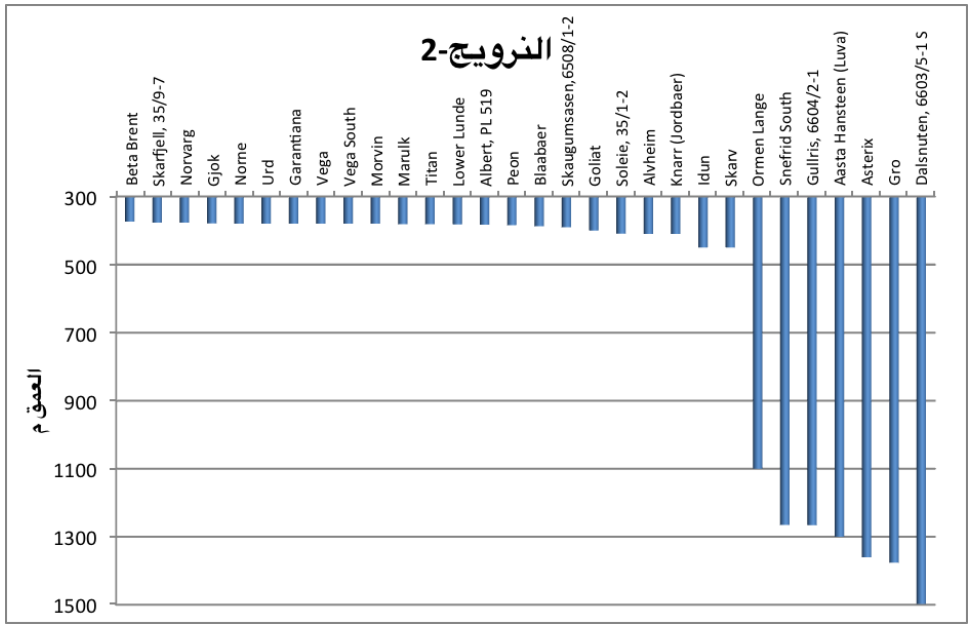
New Discoveries Worldwide Driving Deepwater E&P Activity and Demand for Semisubmersibles and Drill ships

GBI Research, Oil and Gas Upstream Database, May 2012



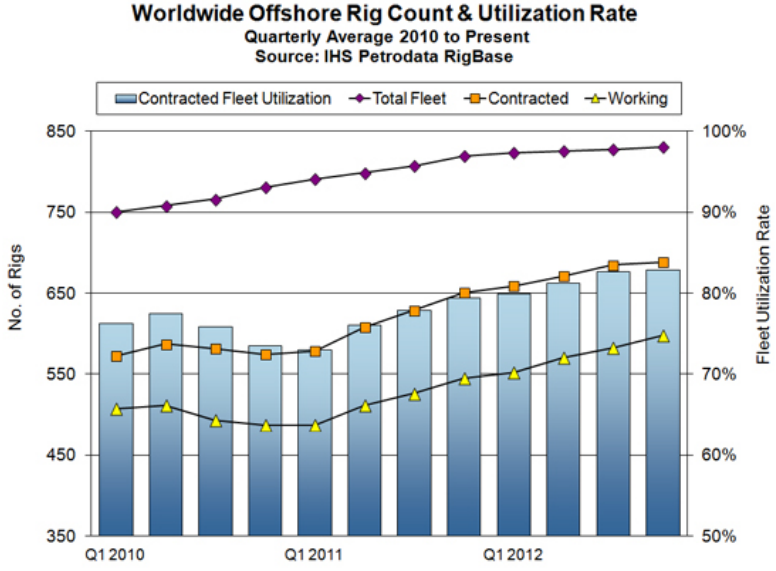

البرازيل
العمق م
0
500
1000
1500
2000
2500
Belmonte
Mexilhao
Camarupim
Corcovado
Aruana
Marlim Leste (East)
Marlim
Barracuda
Papa Terra
Itaipu
Caratinga
Jubarte
Golfinho
Brigadeiro
Roncador
Marlim Sul (South)
Argonauta O-North
Abalone
Carioca
Iguacu
Carioca Northeast
Jupiter
Guarani
Barra

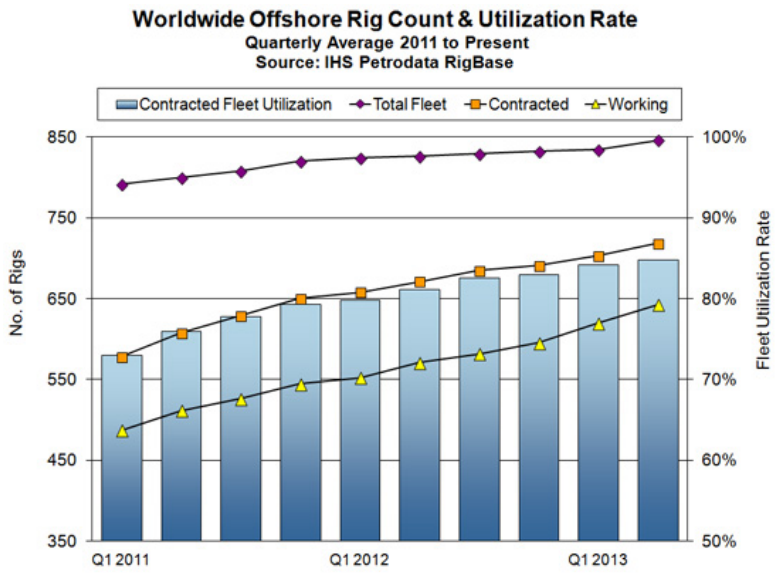

النرويج-1
العمق م
0
50
100
150
200
250
300
350
400
Maria (Wintershall)
Asgard
Sygna
Heilo, 7124/4-1S&A
Snadd North
Ronaldo
Earb South
Njord
Visund
Visund North
Dompap
Troll
Snohvit
Ververis
Fram East
Fram H Nord
Fram West
Snorre
Heidrun
Grosbeak
Eik
Fossekall
Gnatcatcher
Grosso
Snadd Outer
Havis, 7220/7-1
Brand
Zidane
Alve
Titan
Gjoa
Kristin



ملحق 2: تطور أعداد الحفارات العاملة في المغمورة منذ عام 2010

المصدر: http://www.ihs.com/products/oil-gas-information/drilling-data/weekly-rig-count.aspx





ملاحظة: تم استخدام واحدات التحويل التالية في الدراسة:

	من	إلى	X
حجم	m^3	ft^3	0.02832
طول	mile	km	1.609
مساحة	acre	km^2	0.00405
ضغط	atm	bar	1.013
		psi	14.69

في إطار خطتها لعام 2013 عقدت منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) بالتعاون مع الهيئة الوطنية للنفط والغاز وتحت رعاية معالي الشيخ أحمد بن محمد آل خليفة وزير المالية الوزير المشرف على شؤون النفط والغاز في مملكة البحرين، وبدعم من شركة الخليج لصناعة البتروكيماويات (جيبك)، مؤتمراً حول "آفاق تطور صناعة الغاز الطبيعي: الواقع والتحديات والفرص المتاحة" في مملكة البحرين، في الفترة 28 – 30 تشرين الأول/ أكتوبر 2013.

شارك في المؤتمر 93 مشاركاً من المتخصصين والخبراء في مجال صناعة الغاز الطبيعي، والبتروكيماويات، إضافة إلى ممثلين من وزارات النفط والطاقة والهيئات والشركات المعنية في الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة

للبترول (أوابك)، وممثلين عن شركة إيكويت للبتروكيماويات، وشركة الخليج لصناعة البتروكيماويات (جيبك)، ومعهد النفط الليبي، والمجموعة الدولية للطاقة بالولايات المتحدة الأمريكية، والشركة الكندية للمصادر الطبيعية، علاوةً على وفد الأمانة العامة.

الافتتاح

افتتح فعاليات المؤتمر معالي الشيخ أحمد بن محمد آل خليفة وزير المالية الوزير المشرف على شؤون النفط والغاز في مملكة البحرين بكلمة أشاد فيها بانعقاد هذا المؤتمر في مملكة البحرين وأشاد بجهود الأمانة العامة لمنظمة أوابك، والهيئة الوطنية للنفط والغاز في مملكة البحرين في إيجاد إطار مؤسسي للأفكار والتصورات العربية تجاه آفاق تطور صناعة الغاز الطبيعي والعمل على بلورة رؤى إستراتيجية مشتركة في هذا المجال، وتنسيق العلاقات بين المؤسسات العربية العاملة في الأنشطة المرتبطة بصناعة الغاز الطبيعي، وربط سياستها بقضايا التنمية المستدامة، ودراسة الاحتياجات العربية من الغاز الطبيعي في الحاضر والمستقبل، والوقوف على آخر المستجدات والوسائل لتلبيتها، وكذلك التعرف على الإمكانيات العربية المتوفرة، والجهود المبذولة لتطوير هذه الصناعة المهمة.

كما رحب معالي الوزير بمشاركة الكوادر العربية المتخصصة من الدول العربية الأعضاء في منظمة أوابك، مشيراً إلى أن هذه الفعالية تندرج ضمن تعاون الدول الأعضاء في دعم وتطوير الصناعة النفطية العربية من خلال تبادل الخبرات والمعلومات وإتاحة فرص التدريب لتعزيز دور القطاع النفطي.

وأكد معاليه على أن مملكة البحرين تسعى جاهدةً منذ انضمامها إلى منظمة أوابك لتعزيز وتفعيل التعاون العربي المشترك ودعم الصناعات النفطية وتشجيع الاستثمارات العربية بين الدول الأعضاء في المنظمة، لافتاً إلى سعي المملكة منذ فترة طويلة إلى رفع كفاءة استغلال الغاز الطبيعي، حيث قامت باستخدامه في مختلف الصناعات النفطية وكذلك في محطات الكهرباء، وأنجزت عدداً من المشاريع التي تعتمد بصورة أساسية على هذا المصدر الهام للطاقة.

وأشار إلى أن النمو العالمي وتسارع وتيرة الصناعات المختلفة التي تحتاج إلى الغاز الطبيعي قد فرض زيادة كبيرة في إنتاجه واستخداماته وصادراته.

ثم ألقى سعادة الأستاذ عباس علي النقي، الأمين العام لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) كلمة قدم فيها الشكر والتقدير إلى معالي الشيخ أحمد بن محمد آل خليفة على رعايته الكريمة للمؤتمر وإلى الهيئة الوطنية للنفط والغاز على تعاونها مؤكداً على الدور الهام لكل ذلك في إنجاح عقد المؤتمر.

وأشار سعادته إلى أن المؤتمر سيتناول مجمل المشهد العربي والعالمي لصناعة الغاز الطبيعي، وما تشهده هذه الصناعة من تطورات، واتجاهاتها في الفترة الحالية والمستقبلية، وما لذلك من تداعيات وآثار على مؤشرات العرض والطلب في ظل التطورات التي قد تكون لها انعكاسات على هذه الصناعة.

وأوضح أن المؤتمر يأتي في وقت تبلغ فيه الاحتياطات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية نحو 29.2 % من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي على مستوى العالم، كما تمثل صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي (سواء عبر الأنابيب أو

المسيل) نحو20.77 % من إجمالي التجارة العالمية للغاز الطبيعي، مما يشير إلى أهمية الدور الكبير الذي تحظى به المنطقة العربية في المشهد العالمي للغاز.

كما أضاف أن الطلب العالمي على الغاز يشهد نموا ملحوظا بلغت نسبته 2.2 % في العام الماضي 2012، وتتعدد استخداماته في القطاعات المختلفة، ويعد قطاع الطاقة أكثر القطاعات استهلاكاً للغاز الطبيعي.

ولفت إلى أن الدول العربية قد حققت نجاحا ملموسا في تخفيض معدلات حرق الغاز المصاحب في السنوات الأخيرة على الرغم من رفع معدلات الإنتاج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي في نفس الفترة، وظهر ذلك جليا في كل من دولة قطر ودولة الكويت وجمهورية مصر العربية التي نجحت في الوصول إلى مستويات منخفضة من حرق الغاز، علاوة على عدد آخر من المشاريع منها ما هو قيد التنفيذ حالياً وما هو قيد الدراسة في عدد من الدول كجمهورية العراق ودولة ليبيا والمملكة العربية السعودية.

وفي ختام كلمته، أكد على أن الحضور بهذا العدد المتميز، يشير بما لا يدع مجالاً للشك إلى مدى أهمية المحاور التي سيتناولها هذا المؤتمر، الذي من المؤمل أن يحقق أهدافه المرجوة من خلال الأوراق العلمية التي سُتقدم خلال الجلسات الفنية، والتي ستثريها المناقشات والمداولات بين مختلف المشاركين.

المحاور الرئيسية لجلسات المؤتمر

قدم المشاركون خلال الجلسات الفنية الست 21 ورقة شملت المحاور الرئيسية التالية:

- **الوضع الراهن.**
- **تطورات أسواق الغاز العالمية واتجاهاتها.**
- **تنمية مصادر الغاز غير التقليدية في الدول العربية.**
- **استغلال الغاز الطبيعي: الخيارات، القيود والاستراتيجيات.**
- **نقل واستخدام الغاز الطبيعي.**
- **تصنيع الغاز: الكيماويات، والبتروكيماويات، والوقود.**
- **السياسات البيئية بشأن الطاقة وأثرها على صناعة الغاز.**

أعرب المشاركون عن شكرهم للهيئة الوطنية للنفط والغاز في مملكة البحرين لرعايتها للمؤتمر، وللأمانة العامة لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول على تنظيمها لهذا المؤتمر، ودعوها إلى الاستمرار في عقد مثل هذه المؤتمرات بشكل دوري، وبالتناوب بين الدول الأعضاء.

وضمت قائمة المتحدثين والمناقشين نخبة من العاملين في صناعة الغاز في الدول الأعضاء، وخبراء في شركات إنتاج ومعالجة ونقل وتوزيع الغاز في الدول العربية وعلى مستوى العالم.

كما خصص اليوم الثالث من فعاليات المؤتمر للقيام بزيارة ميدانية إلى شركة الخليج للبتروكيماويات في منطقة سترة – مملكة البحرين، وقد قدمت الأمانة العامة للمنظمة ثلاث أوراق علمية خلال المؤتمر بعنوان:

- ❐ **آفاق صناعة الغاز الطبيعي عالميا: التحديات والفرص**
- ❐ **تطور آليات تسعير الغاز الطبيعي في التجارة الدولية**
- ❐ **آفاق خفض حرق الغاز عالميا: الوضع الحالي والتحديات والفرص**

وفي ما يلي عرض لبعض ما ورد في هذه الأوراق:

آفاق صناعة الغاز عالمياً: التحديات والفرص

"Global Gas Industry Outlook: Challenges & Opportunities"

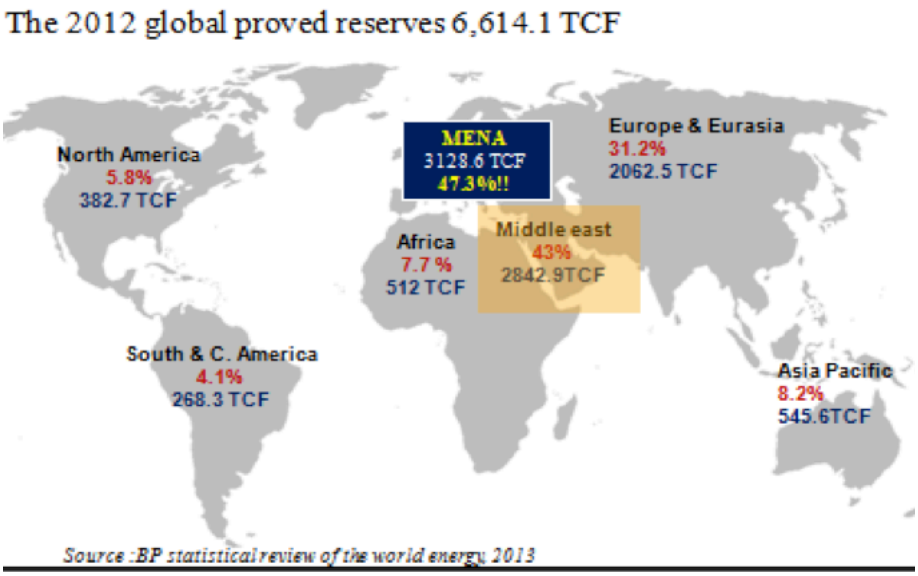
الدكتور سمير القرعيش، مدير إدارة الشؤون الفنية – أوابك

استهل الدكتور سمير القرعيش بالإشارة إلى أن الورقة تهدف إلى اطلاع المشاركين على خلفية المشهد العالمي لصناعة الغاز الطبيعي والتطورات الهامة التي تمر بها وكذلك التحديات التي تواجهها، وذلك بهدف تمهيد الطريق وتهيئة المشاركين لمتابعة الموضوعات الفنية والاقتصادية المتنوعة التي تتناولها الأوراق المقدمة في المؤتمر. ثم قام باستعراض الاحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي والتي قدرت في عام 2012 بنحو 6614 تريليون قدم مكعب (تعادل 187.3 تريليون متر مكعب)، وتستحوذ منطقة الشرق الأوسط بمفردها على نحو 47.3 % من إجمالي الاحتياطيات العالمية تعادل 3128.5 تريليون قدم مكعب، تليها دول الإتحاد السوفيتي السابق بنسبة 29.2 % من إجمالي الاحتياطيات العالمية ثم منطقة آسيا الباسيفيك بنسبة 8.2 % والتي كانت من المصدرين الرئيسيين للغاز الطبيعي المسال خلال العقد الأخير، ومن المتوقع أن تزداد حصتها في تجارة الغاز الطبيعي المسيل خلال السنوات الخمس القادمة. بينما جاءت منطقة أمريكا الشمالية في المرتبة الرابعة، حيث تحتوي على احتياطيات تمثل 5.8 % من إجمالي الاحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي، والتي تتواجد أساساً في الولايات المتحدة الأمريكية التي تستحوذ على 300 تريليون قدم مكعب. ويبين **الشكل - 1** الاحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي في عام 2012.

وتجدر الإشارة إلى أن خمس دول فقط تستحوذ مجتمعة على نحو 62.8 % من إجمالي الاحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي وهي على التوالي: إيران، وروسيا، وقطر، وتركمنستان، والولايات المتحدة الأمريكية.

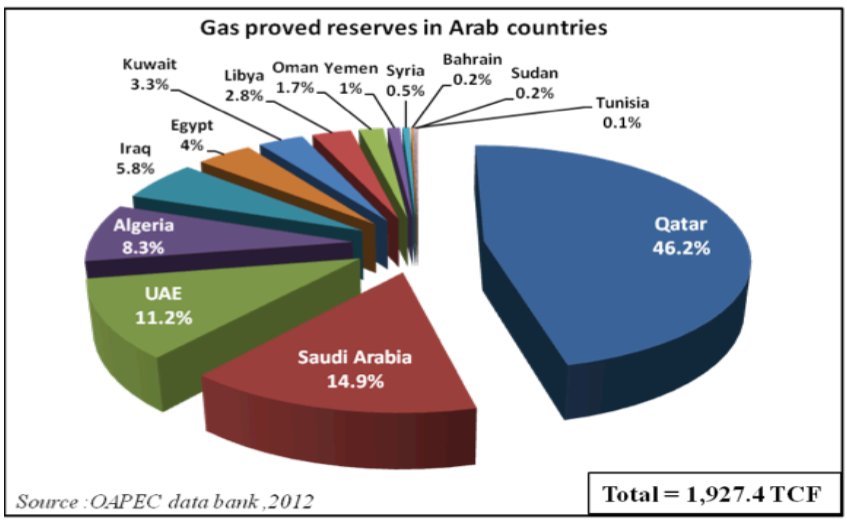
كما تجدر الإشارة إلى أن احتياطيات الدول العربية من الغاز الطبيعي تمثل نحو 28.4 % من إجمالي الاحتياطيات العالمية المؤكدة، وتأتي دولة قطر في المقدمة

الشكل - 1: الاحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي في عام 2012



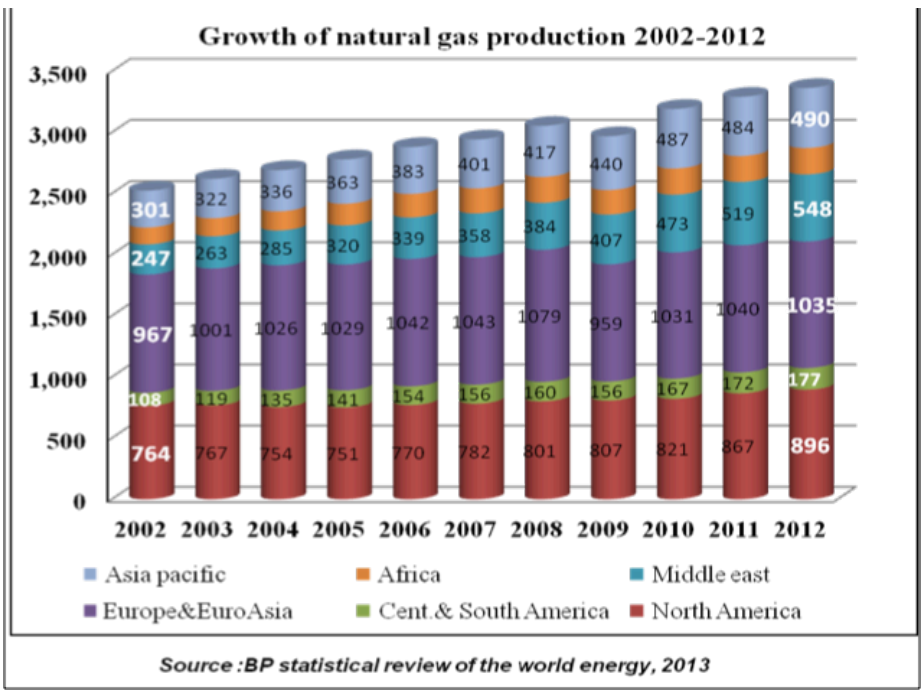
بأكبر احتياطيات مؤكدة تتجاوز 885 تريليون قدم مكعب معظمها من حقل الشمال العملاق، وتمثل احتياطيات دولة قطر نحو 46 % من إجمالي احتياطيات الدول العربية المؤكدة من الغاز الطبيعي. ويبين **الشكل - 2** النسب المئوية لاحتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية.

الشكل - 2: احتياطيات الدول العربية المؤكدة من الغاز الطبيعي في عام 2012



ثم أشار الدكتور سمير القرعيش إلى أن الإنتاج العالمي من الغاز الطبيعي قد شهد نمواً متزايداً في مناطق العالم المختلفة على مدار العشر سنوات الأخيرة، حيث بلغ إجمالي إنتاج العالم من الغاز في عام 2012 نحو 3364 مليار متر مكعب مقارنة بحوالي 2524 مليار متر مكعب في عام 2002. وقد انخفض معدل نمو إنتاج الغاز الطبيعي في عام 2012 إلى 1.9 % مقارنة بنحو 3.1 % في عام 2011. وتساهم منطقة الشرق الأوسط بأكبر نسبة من الزيادة في إنتاج العالم من الغاز منذ عام 2002 وحتى هذا العام 2013 بنسبة بلغت 38.5 %، بينما حافظت الولايات المتحدة على صدارتها كأكبر منتج للغاز في العالم منذ عام 2010، وقد بلغت نسبة إنتاجها نحو 20.4 % في عام 2012. ويبين **الشكل - 3** معدل نمو إنتاج العالم من الغاز الطبيعي خلال الفترة من عام 2002 إلى عام 2012 حسب المناطق.

الشكل- 3 : معدل نمو إنتاج العالم من الغاز الطبيعي خلال الفترة 2002 - 2012



Source :BP statistical review of the world energy, 2013

كما تناول المتحدث مستقبل الطلب على الغاز مشيرا إلى أن وكالة الطاقة الدولية قد اقترحت سيناريوهات لمستقبل الطلب على الطاقة، وتتوقع بأن الطلب العالمي على الغاز سيستمر في النمو حتى عام 2035 ضمن ثلاث سيناريوهات تفترض أن يتراوح معدل النمو السنوي للطلب على الغاز من 0.7 – 1.9 % كما يلي:

1 - سيناريو السياسات الحالية

يتوقع طبقاً لهذا السيناريو أن يستمر نمو الطلب العالمي على الغاز حتى عام 2035 بمعدل 1.9 %، أي سيصل الطلب العالمي إلى 5286 مليار متر مكعب في السنة، حيث لا يأخذ هذا السيناريو في الاعتبار أي سياسات ممكنة أو محتملة أو حتى من المرجح أن تحدث في المستقبل.

2 - سيناريو السياسات الجديدة (السيناريو المركزي)

يتوقع طبقاً لهذا السيناريو أن يستمر نمو الطلب العالمي على الغاز حتى عام 2035 بمعدل 1.6 % أي سيصل الطلب العالمي إلى 4955 مليار متر مكعب في السنة، ويأخذ في الاعتبار السياسات والخطط التي نفذت بالفعل، وتشمل الالتزامات الجديدة: الطاقة المتجددة، وكفاءة استخدام الطاقة، والبرامج المتعلقة بالتوقف عن إضافة طاقات نووية، والأهداف الوطنية لخفض انبعاثات غازات الدفيئة بموجب اتفاقات كانكون عام 2010، والمبادرات التي تعهدت بها مجموعة العشرين G-20 لوقف دعم الوقود الأحفوري.

3 - سيناريو 450

يتوقع طبقاً لهذا السيناريو أن يستمر نمو الطلب العالمي على الغاز حتى عام 2035 بمعدل 0.7 %، حيث سيصل الطلب العالمي إلى 3971 مليار متر مكعب في السنة.

ويستند هذا السيناريو في المقام الأول على التعهدات التي أُعلن عنها طبقاً لاتفاقات كوبنهاغن وكانكون إلى جانب التنفيذ السريع لخطط التخلص التدريجي من دعم الوقود الأحفوري. حيث أن العالم يحاول تحقيق هدف الأمم المتحدة لوقف تغير المناخ في ما لا يزيد عن 2 درجة مئوية أو تثبيت تركيزات غازات الدفيئة في الغلاف الجوي عند 450 جزء في المليون، وفيما يلي متطلبات السيناريو 450.

- **تبلغ ذروة الطلب على النفط قبل عام 2020 مباشرة نحو 88 مليون برميل في اليوم، وتتراجع إلى 81 مليون برميل في اليوم في عام 2035.**
- **ينبغي أن يبلغ الطلب على الفحم ذروته قبل عام 2020.**
- **يجب أن يبلغ الطلب على الغاز ذروته قبل عام 2030.**
- **تتضاعف حصة الطاقات المتجددة والنووية بحيث تبلغ مجتمعة 38 % في عام 2035.**

ولذلك:

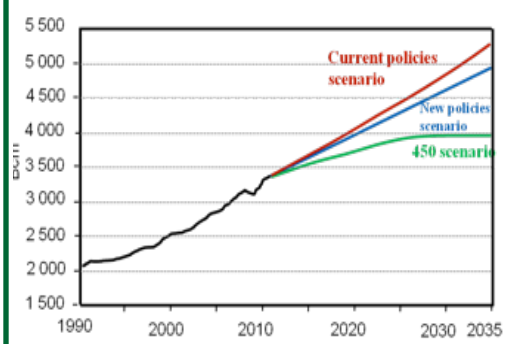
❖ ينبغي وقف جميع إعانات الوقود الأحفوري.

❖ ينبغي إنفاق المبلغ الموفر سنوياً من وقف الدعم (312 مليار دولار) على تطوير الصناعات في سياق التحول نحو مستقبل منخفض الكربون.

ويبين **الشكل - 4** سيناريوهات مستقبل الطلب العالمي على الغاز الطبيعي.

الشكل - 4: سيناريوهات مستقبل الطلب العالمي على الغاز الطبيعي

- The demand for natural gas in 2012 is 3 314 bcm.
- IEA predicts that gas demand will continue grow steadily through to 2035 in different proposed scenarios with annual growth rates ranging between 0.7%-1.9%.(WEO 2012)



(Source: IEA-WEO 2012)

Gas demand in 2035

Current policies scenario
-Demand : 5 286 bcm
-Growth rate : 1.9%

New policies scenario
-Demand : 4 955 bcm
-Growth rate : 1.6%

450 scenario scenario
-Demand : 3 971 bcm
-Growth rate : 0.7%

After 2020 ,there's a marked difference in demand growth between current & new policies from one side and 450 scenario from other side.

ثم انتقل المتحدث إلى المصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي، حيث أشار إلى أن النجاح الكبير في إنتاج الغاز الطبيعي من المصادر غير التقليدية في الولايات المتحدة الأمريكية ارتكز على خمس عوامل رئيسية هامة هي:

❄ التطور التكنولوجي الهائل في مجال الحفر الأفقي الموجه والتشقيق الهيدروليكي.

❄ وجود عدد كبير من شركات التنقيب والاستكشاف وشركات الخدمات النفطية المؤهلة تكنولوجياً.

❄ منح حقوق ملكية الثروات المعدنية الموجودة في باطن الأرض لمالكي الأراضي الخاصة.

❄ توفر موارد ضخمة من المياه اللازمة لعملية التشقيق الهيدروليكي.

❄ سهولة تأمين الإجراءات التشريعية، وحفر آلاف الآبار الأفقية.

كما أشار المتحدث إلى أنه مع نجاح إنتاج الغاز من المصادر غير التقليدية في الولايات المتحدة الأمريكية، فقد أصبح حتمياً على مختلف دول أنحاء العالم التي تمتلك إمكانات هائلة من تلك المصادر، أن تبدأ في عمليات الاستكشاف تمهيداً لاستغلالها. وتشير الدراسات إلى وجود موارد ضخمة من غاز السجيل في الصين وفي أوروبا، علاوة على أمريكا الشمالية، ولكن يتوقف استغلالها على ما يتوفر لديها من تلك العوامل التي ساهمت في نجاح الإنتاج في الولايات المتحدة الأمريكية.

كما لفت المتحدث إلى أن نمو إنتاج غاز السجيل في الولايات المتحدة قد خلق وفرة في إمدادات الغاز في سوق أمريكا الشمالية، مما أدى إلى خفض أسعار الغاز من أكثر من 12 دولار/ مليون وحدة حرارية بريطانية في منتصف عام 2008 إلى أقل من 2 دولار/ مليون وحدة حرارية بريطانية في مطلع عام 2012، وعند هذه المستويات تصبح مشروعات إنتاج غاز السجيل غير اقتصادية. وبالتالي يحدث هبوط حاد في أنشطة الحفر، يتبعه انخفاض في إنتاج الغاز.

وفي سياق استكمال خلفية المشهد، استعرض المتحدث خيارات تحويل الغاز إلى عائدات وتعظيم الاستفادة من الغاز حسب ما يتوفر من بنى تحتية لنقل واستخدام الغاز في صورته الغازية أو مضغوطاً أو مسيلاً أو تحويله إلى سوائل أو كلقيم في صناعة البتروكيماويات، وأبرز أهمية تجارة الغاز الطبيعي محلياً وإقليمياً وعالمياً وأسواقها المختلفة.

واختتم المحاضر ورقته ببعض الاستنتاجات التي أكد من خلالها على:

- **يتوقع تنامي الطلب العالمي على الغاز الطبيعي منقاداً بزيادة إنتاج الطاقة الكهربائية.**
- **من المتوقع أن تلعب المصادر غير التقليدية دوراً هاماً في تلبية نمو الطلب على الغاز بزيادة كبيرة من ثلاث دول فقط (الصين، أمريكا، أستراليا)، بينما مازال الغموض يكتنف إنتاج الغاز من تلك المصادر في مناطق أخرى بسبب المخاوف البيئية، وعدم قبول الرأي العام، ونقص التكنولوجيا، وشح الموارد المائية اللازمة لعمليات التشقيق، ونقص الخبرات والكوادر.**
- **تشكل تجارة الغاز الطبيعي الدولية عبر خطوط الأنابيب نحو 68 %، بينما من المتوقع أن تزداد تجارة الغاز المسيل لمواجهة الطلب المتزايد في أسواق آسيا.**
- **التأثير المحدود لصناعة تحويل الغاز إلى سوائل على السوق العالمي بسبب الإنتاج العالمي المنخفض نسبياً من تلك الصناعة.**
- **من الممكن أن تؤدي فرص تصدير الغاز الطبيعي المسيل من أمريكا، وشرق أفريقيا إلى إشعال المنافسة مع الموردين الحاليين، ويمكن أن تساعد السوق الآسيوي على تنويع مصادر إمداداتها.**

تطور آليات تسعير الغاز الطبيعي في التجارة الدولية

Development of Pricing Mechanisms for Natural Gas in International Trade

السيد علي رجب ، خبير اقتصادي – الإدارة الاقتصادية – أوابك

تضمنت الورقة عرضاً لتطور آليات تسعير الغاز الطبيعي في التجارة الدولية واتجاهاتها المستقبلية المحتملة. تم في البداية تقديم لمحة حول الخلفية النظرية والمبادئ الأساسية لتسعير الغاز الطبيعي ومن ثم التطرق إلى الطرق الرئيسية السائدة في مجال تكوين سعر الغاز الطبيعي في العالم، والتي تكون إما على أساس عوامل العرض والطلب (Market-based Pricing) وهي الطريقة المهيمنة في أسواق أمريكا الشمالية وأوروبا وآسيا/ باسفيك، أو أنها خاضعة للتنظيم والسيطرة الحكومية (Regulated pricing)، وهي الغالبة في بقية دول العالم خارج منظمة التعاون الاقتصادي والتنمية.

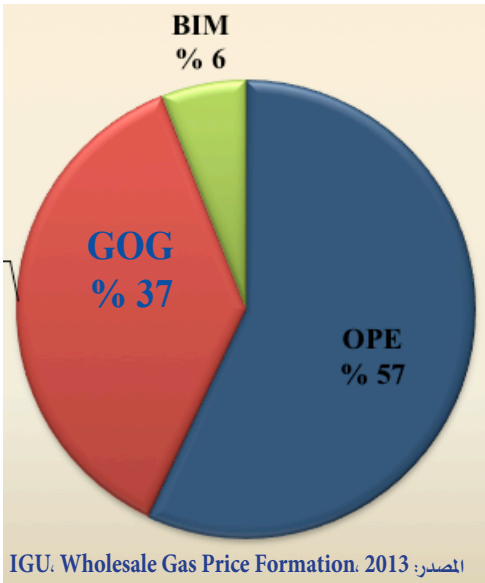
يشكل التسعير المبني على عوامل السوق على الجزء الأكبر (وبحدود 94 %) من تجارة الغاز الدولية، كما في عام 2012، وبواقع 57 % للتسعير المرتبط بأسعار النفط (Oil – indexed – OPE) و 37 % للتسعير المرتبط بمنافسة الغاز للغاز (Gas-to-gas-competition-GOG)، أما النسبة المتبقية (6 %) فهي مغطاة بالتسعير المرتبط بالمفاوضات على مستوى الحكومات (Bilateral monopoly-BIM) وكما في **الشكل - 5**:

وتناولت الورقة تطور آليات تسعير الغاز في الأسواق الرئيسية في العالم (أمريكا الشمالية وأوروبا وآسيا). ففي الولايات المتحدة بدأت مرحلة تنظيم أسعار الغاز منذ خمسينات القرن الماضي على أساس مبدأ "الكلفة زائد" (Cost Plus) لغاية نهاية السبعينات حينما توقف العمل بها لصالح الربط بالنفط. ومع إعادة هيكلة وتحرير سوق الغاز الأمريكية الذي ابتدأ في منتصف الثمانينات، تطورت سوق غاز تنافسية،

وبدأ تطبيق التسعير المبني على أساس منافسة الغاز للغاز باستخدام أسعار الغاز في مركز هنري (Henry Hub).

أما بالنسبة لأوروبا، فقد ابتدأ ومنذ أوائل ستينات القرن الماضي استخدام التسعير المرتبط بالنفط (أسعار المنتجات النفطية). لكنه منذ نهاية 2008 بدأ التحول باتجاه التسعير المرتبط بأسعار الغاز، ما نتج عن نظام تسعير ثنائي أو سوق تتميز بـ "سعر هجين". تجدر الإشارة إلى أن بريطانيا تختلف عن بقية الدول الأوروبية الأخرى كونها بدأت بإعادة هيكلة سوقها منذ نهاية التسعينات، ما نتج عن انفتاح السوق واستخدام التسعير المبني على أساس منافسة الغاز للغاز.

الشكل - 5: نسب تكوين سعر الغاز في التجارة الدولية - 2012

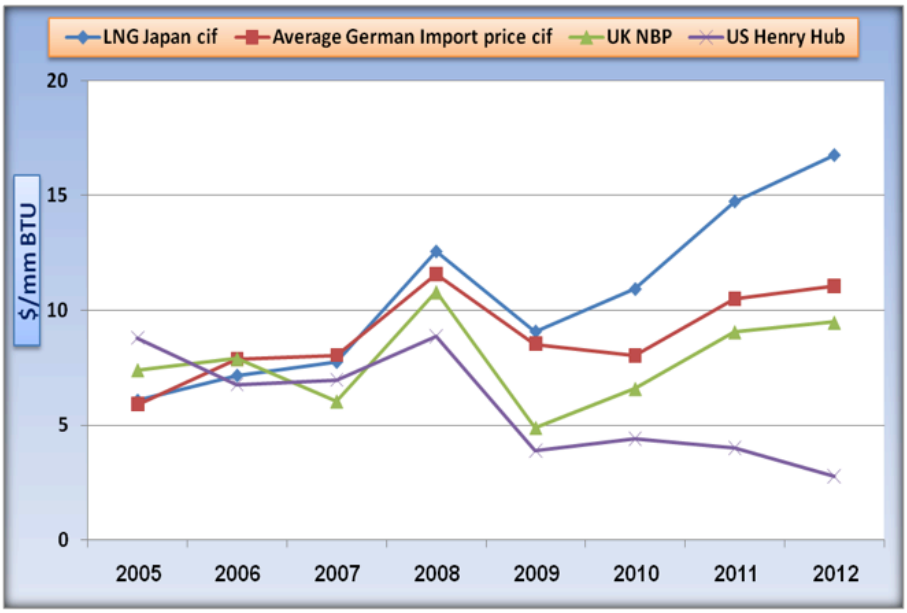


المصدر: IGU، Wholesale Gas Price Formation، 2013

وبقدر تعلق الأمر بالسوق الآسيوية، فإنه في بداية استيراد اليابان للغاز الطبيعي المسال في نهاية ستينات القرن الماضي تم اعتماد التسعير الثابت (Fixed)، لكنه منذ بداية السبعينات تم ربط أسعار الغاز بأسعار النفط الخام لتعكس أسعار نفوط الدول المصدرة للغاز المسال. ومع انهيار أسعار النفط في منتصف الثمانينات تم تعديل معادلة تسعير الغاز المسال في آسيا ليكون الربط بأسعار مزيج النفوط المستوردة إلى اليابان أو ما يسمى "كوكتيل الخام اليابانية" (Japanese Crude Cocktail-JCC). لكنه وبعد عام 2010، بدأت تتنامى حالة من عدم الرضى حول معادلة التسعير الآسيوية بضوء أسعار النفط العالية، وبخاصة بعد كارثة فوكوشيما اليابانية.

وتنتج آليات التسعير المختلفة عن تفاوت كبير في مستويات أسعار الغاز الطبيعي في مناطق العالم المختلفة. وكمثال على ذلك، تراوحت الأسعار من أقل من 3 دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية في الولايات المتحدة إلى أقل من 17 دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية في اليابان خلال عام 2012 وكما في الشكل - 6:

الشكل - 6: أسعار الغاز في المناطق المختلفة خلال الفترة 2005 - 2012 (دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية)



المصدر: BP Statistical Review of World Energy، 2013.

وفيما يخص التطورات المستقبلية المحتملة لتسعير الغاز في التجارة الدولية، أوضحت الورقة بأنه يتوقع استمرار التحول الجاري حالياً في أوروبا بعيداً عن الربط بالنفط باتجاه الربط بأسعار الغاز. وأما بالنسبة لآسيا فهي مختلفة، حيث لازال يتم توقيع العقود الطويلة الأمد المرتبطة بأسعار النفط. لكن الشركات الآسيوية أصبحت تضغط، وبصورة متزايدة، باتجاه تسعير هجين مبني على النفط والغاز، كما قامت بعضها بتوقيع عقود لاستيراد الغاز المسال من الولايات المتحدة على أساس تسعير مبني على أسعار الغاز الفورية في مركز هنري.

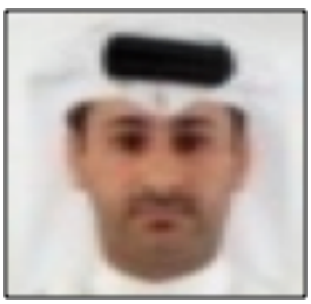
وفي الختام أشارت الورقة إلى أن أسواق الغاز في قارة أوروبا، وإلى حد أقل في آسيا، تشهد حالياً تحولاً كبيراً بقدر تعلق الأمر بتسعير الغاز.

وبضوء الطبيعة الخاصة لأسواق الغاز وتحولها البطيء باتجاه العولمة، يصعب تطبيق نموذج تسعير واحد لكل الأسواق، وأنه من المحتمل تطور تسعير الغاز باتجاه مزيج أكثر تنوعاً يشمل التسعير المرتبط بأسعار النفط، والتسعير المرتبط بأسعار الغاز، بالإضافة إلى تسعير مرتبط بمؤشرات بديلة أخرى.

نظرة على الأسواق الإقليمية الناشئة للـ LNG مع التركيز على الشرق الأوسط

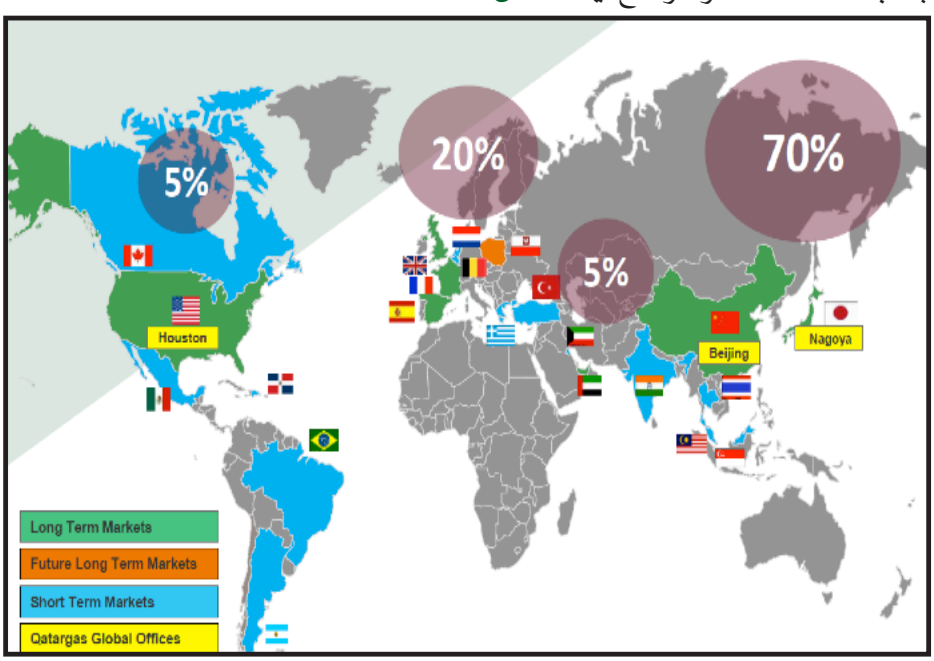
"A Perspective on Emerging Regional LNG Markets with an Emphasis on the Middle East"

السيد عبد الله الحسيني، شركة قطر غاز – دولة قطر



في البداية، تناول السيد الحسيني التطور التاريخي لشركة قطر غاز منذ اكتشاف حقل غاز الشمال في 1971 مرورا بتشغيل وحدات جديدة لإسالة الغاز الطبيعي إلي أن وصل إجمالي السعة التصميمية لإسالة الغاز في الشركة إلى 42 مليون طن في السنة.

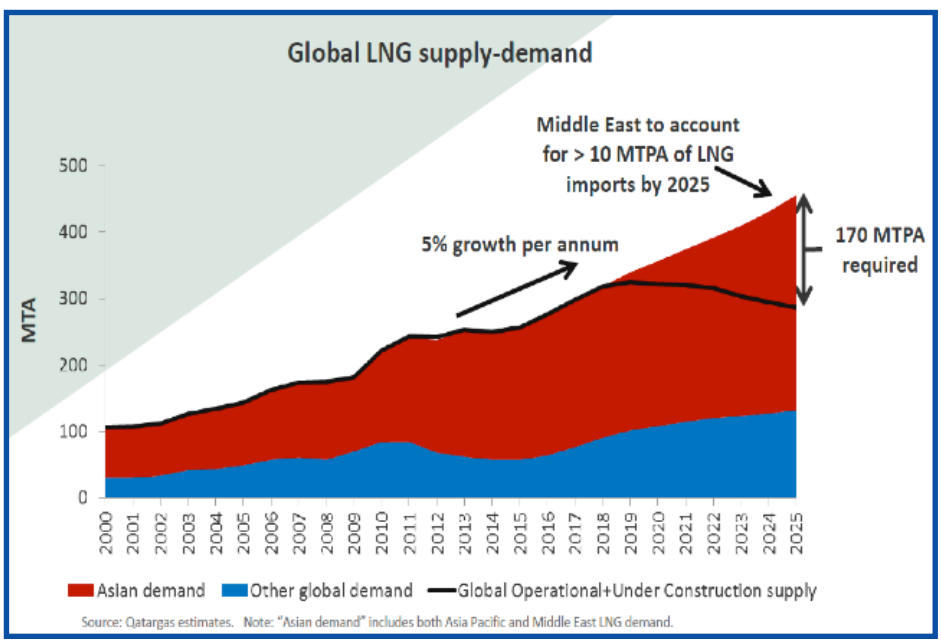
بعد ذلك انتقل المتحدث إلي أهم أسواق الغاز الطبيعي المسال بالنسبة لشركة قطر غاز، حيث أشار إلي أن السوق الآسيوي يمثل 70% من إجمالي الصادرات، ثم تليها السوق الأوروبي بنسبة 20% كما هو موضح في **الشكل – 7**.



وأشار المتحدث إلى منطقة الشرق الأوسط والتي تشهد طلبا متزايدا على الغاز المسال خصوصا في فصل الصيف، حيث نوه إلى أن الكويت ودبي تعتبران من الأسواق الإقليمية الناشئة، حيث تخطت صادرات الغاز المسال إليهما في عام 2012 حاجز 3 مليون طن في السنة.

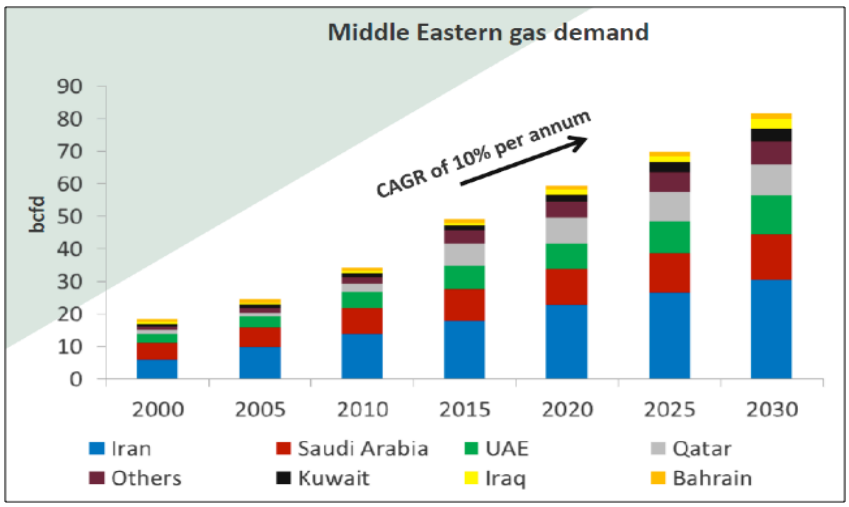
ثم استعرض بعد ذلك رؤية شركة قطر غاز للطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال في المستقبل، حيث من المتوقع أن يشهد الطلب عليه نموا سنويا مقداره 5%، كما ستظل آسيا هي السوق الرئيسية لهذه السلعة الإستراتيجية، ومن المتوقع أن تصل الفجوة بين العرض والطلب إلي 170 مليون طن في السنة بحلول عام 2025 كما هو موضح في **الشكل - 8**.

الشكل - 8: مؤشرات العرض والطلب على الغاز الطبيعي المسال حتى عام 2025



وفي نفس السياق أوضح المتحدث أن منطقة الشرق الأوسط ستشهد وحدها نموا سنويا على الغاز الطبيعي بشكل عام يبلغ 10 % حتى عام 2030 كما هو موضح في **الشكل - 9** ومن المتوقع أن تصل واردتها من الغاز الطبيعي المسال إلي أكثر من 10 مليون طن في السنة بحلول عام 2025.

الشكل – 9 : الطلب على الغاز الطبيعي في منطقة الشرق الأوسط



وفي الختام أكد المتحدث على ما يلي:

- سيستمر الطلب على الغاز الطبيعي المسال في النمو في منطقة الشرق الأوسط مع توقع دخول أسواق جديدة مع الأسواق الحالية.
- ستقوم شركة قطر غاز بتلبية احتياجات منطقة الشرق الأوسط من الغاز الطبيعي المسال وتأمين احتياجاتها من مصادر الطاقة النظيفة.

تطوير قطاع الغاز الطبيعي في مملكة البحرين

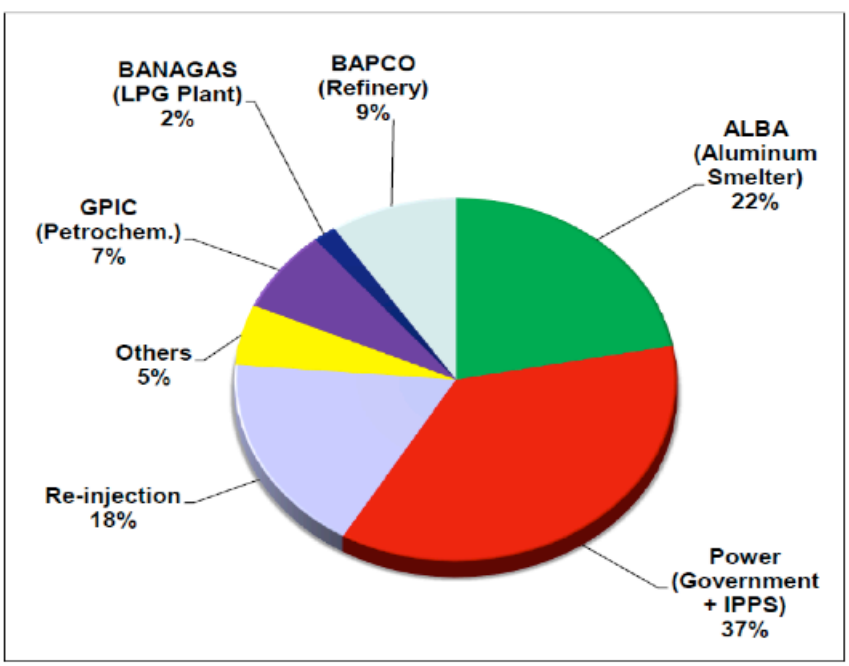
Development in Natural Gas Sector in the Kingdom of Bahrain

المهندس جاسم الشيراوي، الهيئة الوطنية للنفط والغاز – مملكة البحرين

تناولت الورقة تقييما للوضع الحالي، والآفاق المستقبلية لقطاع الغاز الطبيعي في البحرين، وما تقوم به المملكة من خطوات لتلبية احتياجاتها المتزايدة من الغاز الطبيعي.

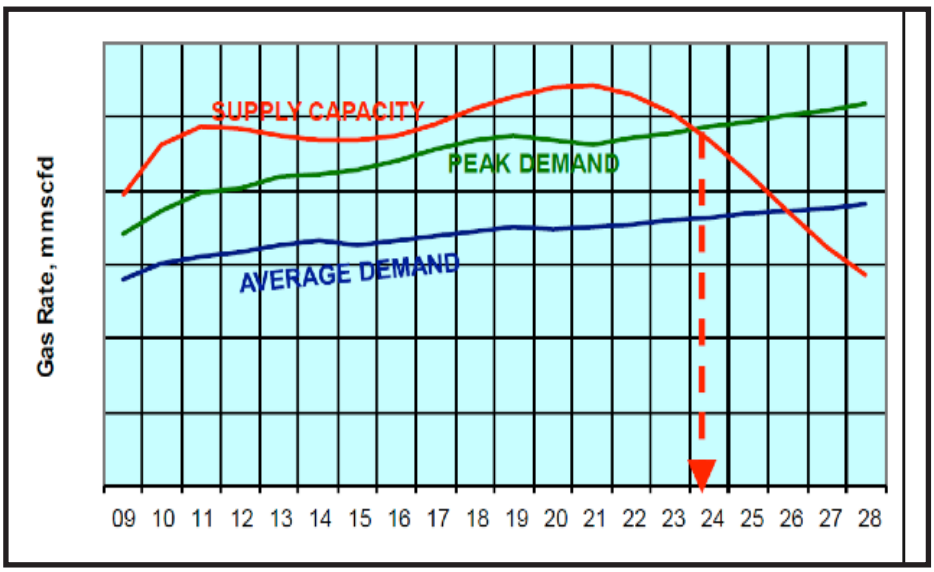
في البداية استهل المهندس الشيراوي حديثه بتوزيع استهلاك الغاز الطبيعي وفق القطاعات المختلفة كما هو موضح في **الشكل – 10**، حيث يعد قطاع الطاقة هو أكبر القطاعات استهلاكا للغاز الطبيعي بنسبة تصل إلي 37 % من إجمالي الاستهلاك المحلي.

الشكل – 10: توزع استهلاك الغاز الطبيعي وفق القطاعات المختلفة في مملكة البحرين



وبالنظر إلي التوقعات المستقبلية للطلب على الغاز، أوضح المتحدث أن الطلب على الغاز سيتخطى مستويات الإنتاج المحلي بحلول 2023 طبقا لمؤشرات العرض والطلب كما هو موضح في **الشكل - 11**.

الشكل - 11: التوقعات المستقبلية للطلب على الغاز الطبيعي في مملكة البحرين



ولتلبية احتياجاتها المستقبلية من الغاز الطبيعي وسد الفجوة المتوقعة في المستقبل على المدى البعيد، أشار المتحدث إلى أن مملكة البحرين تقوم بعدة خطوات وإجراءات أهمها ما يلي:

أولا: برنامج تطوير حقل البحرين النفطي

حيث قامت الهيئة الوطنية للنفط والغاز في البحرين بتأسيس شركة "تطوير للبترول" في عام 2009، بالاشتراك مع شركتي أوكسي ومبادلة للبترول باستثمارات تبلغ 20 مليار دولار لفترة تعاقد تمتد لعشرين عاما، بهدف تطوير حقل البحرين النفطي من خلال تطبيق آليات الإنتاج المعزز للنفط الخام، ومن المخطط أن يتم رفع السعة التصميمية لتسهيلات الغاز إلي ضعف السعة الحالية.

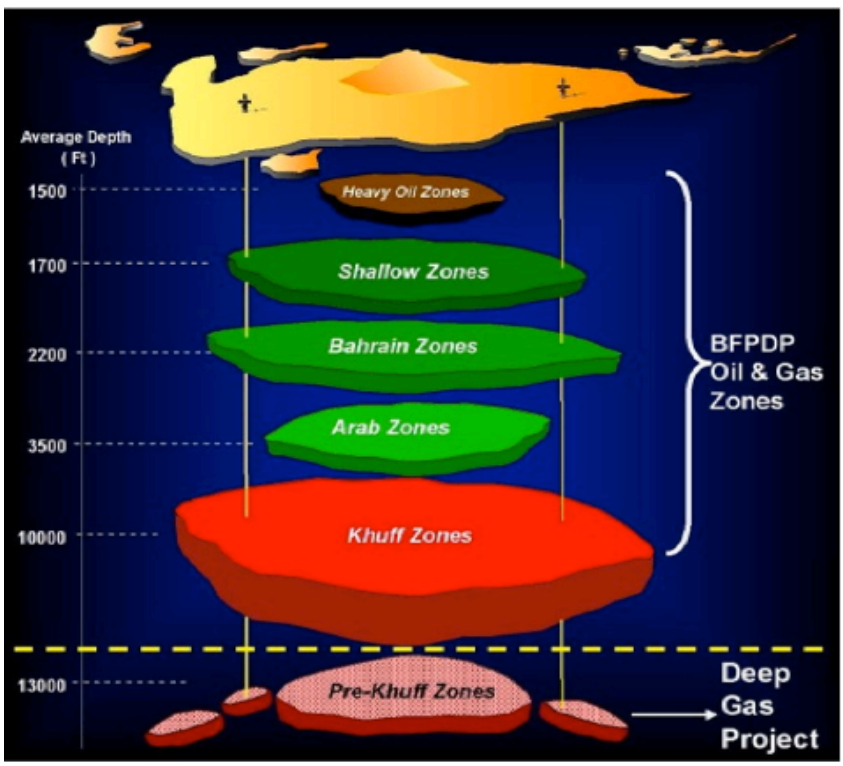
ثانيا: البحث والتنقيب في القطاعات البحرية

تم توقيع اتفاقية للبحث والتنقيب ومشاركة الإنتاج في أربعة قطاعات بحرية، وتم حفر أول بئر استكشافي في 2012/2011.

ثالثا: البحث والتنقيب عن مصادر الغاز غير التقليدية في الطبقات العميقة

تم توقيع اتفاقية في تشرين الثاني/ نوفمبر 2011 مع شركة أوكسي للبحث والتنقيب عن الغاز تحت خزان الخف على أعماق تصل إلي 15-20 ألف قدم، كما هو موضح في **الشكل - 12** ومن المتوقع أن تبدأ أنشطة الحفر بحلول 2014.

الشكل - 12: الطبقات العميقة تحت خزان الخف



رابعا: استيراد الغاز الطبيعي

تدرس البحرين حاليا إمكانية استيراد الغاز الطبيعي المسال، وتم تحديد موقع المرفأ ليكون شمال شرق البحرين، بناءاً على دراسات لتقييم المخاطر ، كما تم البدء في إعداد دراسات هندسية أولية في يوليو 2013، ومن المتوقع الانتهاء منها في نوفمبر من نفس العام.

خامسا: إعادة تسعير الغاز

وهنا أشار المتحدث إلي أن أسعار الغاز تم تعديلها في البحرين عدة مرات لتصل إلي 2.25 دولار/ مليون وحدة حرارية بريطانية كما هو موضح في **الجدول - 1** .

الجدول - 1: تطور أسعار الغاز الطبيعي في البحرين

Period	Natural Gas Price
Before Nov. 2005	$ 0.75/ MMBtu
Nov. 2005 – 31 March 2007	$ 1/ MMBtu
1 April 2007 – 30 June 2010 (New/ Expansion projects)	$ 1.5/ MMBtu
1 April 2007 – 1 April 2011 (Existing projects)	Raising price by10 cents every year till it reaches & $1.5/ MMBtu
Since 1 July 2010 (New/ Expansion projects)	$ 2.5/ MMBtu
Since Jan. 2012 (Existing projects)	$ 2.25/ MMBtu

وأشار أيضا إلي أنه جاري إعادة تقييم لأسعار الغاز بمعاونة مكتب استشاري دولي بناء على معادلة سعريه استنادا إلي التكلفة الفعلية لإنتاج الغاز الطبيعي وكذلك استيراده في المستقبل.

وفي الختام أبرز المتحدث أن:

- **المملكة قامت بعدة خطوات لتلبية الطلب المستقبلي على الغاز وسد الفجوة المتوقعة بين العرض والطلب.**
- **المملكة تقوم بتطوير حقل البحرين النفطي مع البحث والتنقيب عن الغاز في مناطق جديدة.**
- **تطبيق السياسة الجديدة لأسعار الغاز سيؤدي إلي رفع سعره عن المستويات الحالية لتتماشي مع تكلفة الاستيراد.**

إستراتيجية شركة نفط الكويت لتنمية حقول الغاز الحر

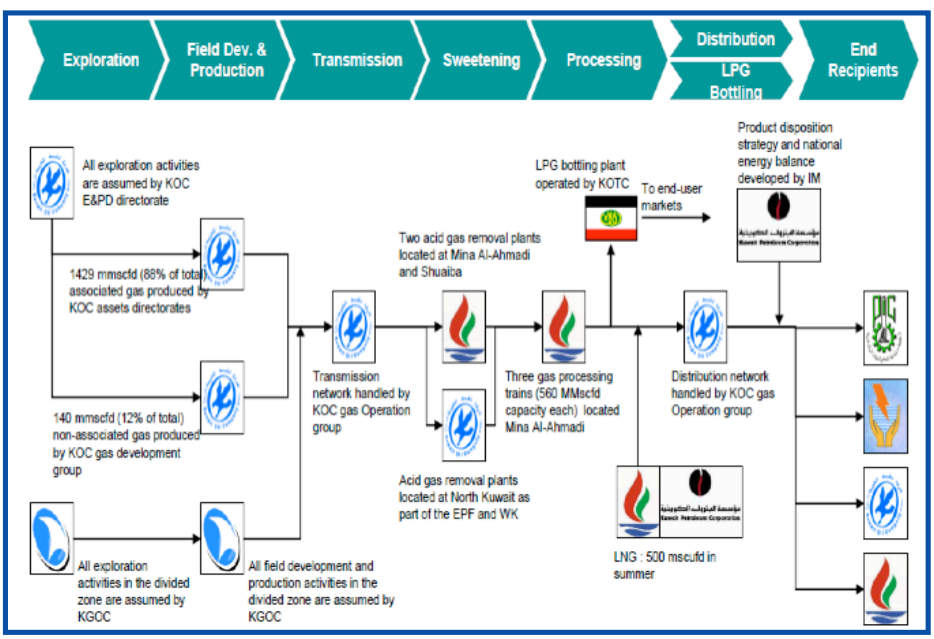
Kuwait Strategic Plans to Develop Free Gas

المهندس فايز المزعل، شركة نفط الكويت – دولة الكويت

أشار المهندس فايز المزعل في البداية إلي أن الغاز الطبيعي أصبح يشكل عاملا هاما في هيكل الطاقة لدولة الكويت لتزايد الطلب المحلي عليه في الآونة الأخيرة من ناحية وامتثالا للتشريعات البيئية للحد من انبعاثات غازات الاحتباس الحراري من ناحية أخرى. لذا، وضعت شركة نفط الكويت خطة إستراتيجية بهدف تنمية حقول الغاز الطبيعي في دولة الكويت لسد الفجوة بين الإنتاج والاستهلاك في ضوء الاحتياجات الحالية والمستقبلية لدولة الكويت.

ثم انتقل المتحدث بعد ذلك إلى الحديث عن سلسلة القيمة للغاز الطبيعي في دولة الكويت والتي تتسم بالتعقيد لوجود عدد كبير من الشركات المنبثقة التي تعمل في قطاع الغاز الطبيعي كما هو موضح في **الشكل - 13**.

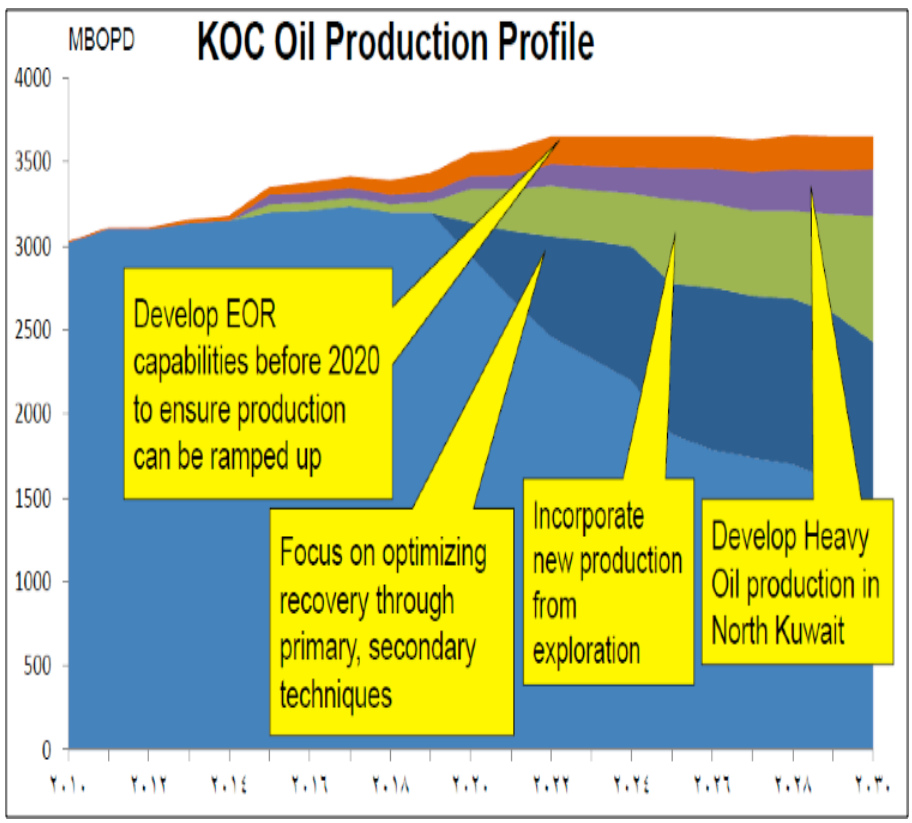
الشكل - 13: سلسلة القيمة للغاز الطبيعي في دولة الكويت



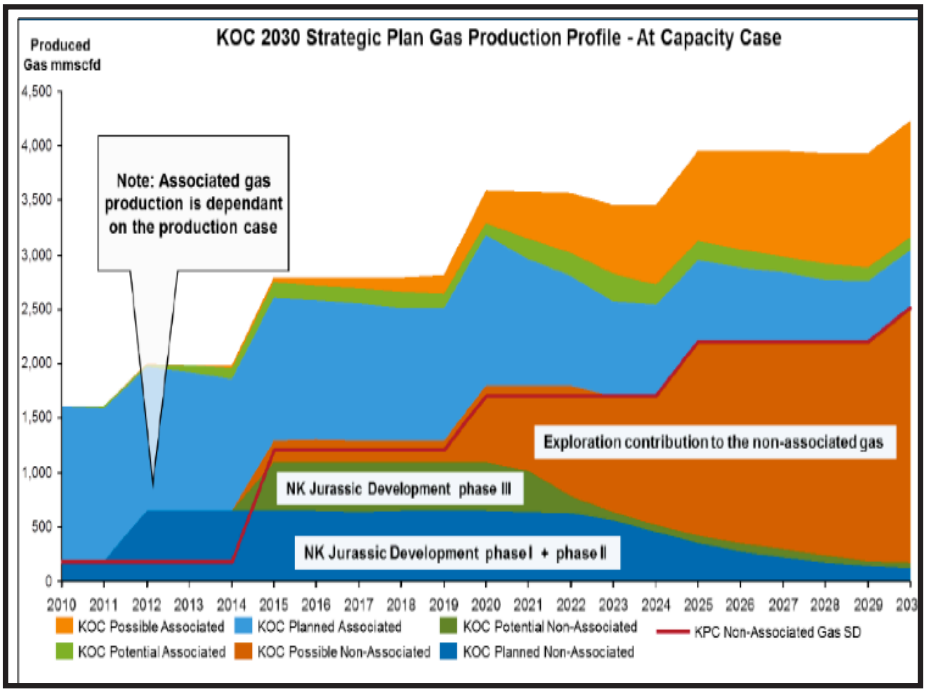
ثم تناول المتحدث الخطة الإستراتيجية لشركة نفط الكويت لاستغلال موارد النفط والغاز الطبيعي وأبرز أهدافها ما يلي:

- ❐ رفع سقف إنتاج النفط الخام إلي 4 مليون ب/ي بحلول عام 2020 والحفاظ على معدلات الإنتاج حتى عام 2030 من خلال البحث عن حقول جديدة وتنمية الحقول الحالية كما هو موضح في الشكل - 14.
- ❐ رفع سقف إنتاج الغاز الطبيعي إلي 1 مليار قدم مكعب يومي بحلول 2020 ثم إلي 2.2 مليار قدم مكعب يومي بحلول 2025 وأخيرا إلي 2.5 مليار قدم مكعب يومي بحلول 2030 من خلال استمرار العمل في خطة تطوير حقول الغاز الجيوراسية في الشمال كما هو موضح في الشكل - 15.

الشكل - 14: التوقعات المستقبلية لإنتاج النفط من شركة نفط الكويت حتى عام 2030



الشكل - 15: التوقعات المستقبلية لإنتاج الغاز الطبيعي من شركة نفط الكويت حتى عام 2030



وفي النهاية اختتم المتحدث بالتأكيد على ما يلي:

- سيستمر الطلب على الطاقة الأولية في النمو في دولة الكويت كما هو الحال في باقي دول العالم.
- تشير التوقعات المستقبلية إلي أن الطلب على الطاقة في دولة الكويت سيشهد نموا سنويا مرتفعا تبلغ نسبته نحو 2.8% حتى عام 2030.
- وضعت شركة نفط الكويت خارطة طريق واضحة قابلة للتنفيذ من خلال تطبيق تقنيات حديثة بهدف سد الاحتياجات المحلية من النفط والغاز وتصدير الفائض إلى الأسواق العالمية.
- تعتبر واردات الغاز الطبيعي المسال ضرورية لسد الطلب المحلي على الغاز الطبيعي في أوقات الذروة وخاصة في فصل الصيف.

ثورة المصادر غير التقليدية للنفط والغاز وتداعياتها

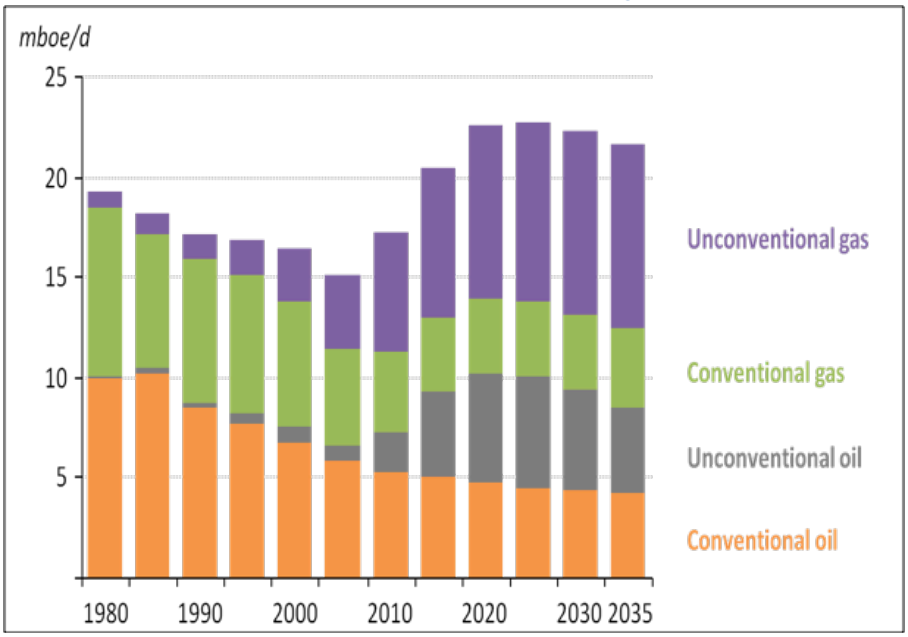
Non-Conventional Oil and Gas Revolution and its Impacts

الدكتور هرمان فرانسن، مجموعة إنيرجي إنتيليجنس

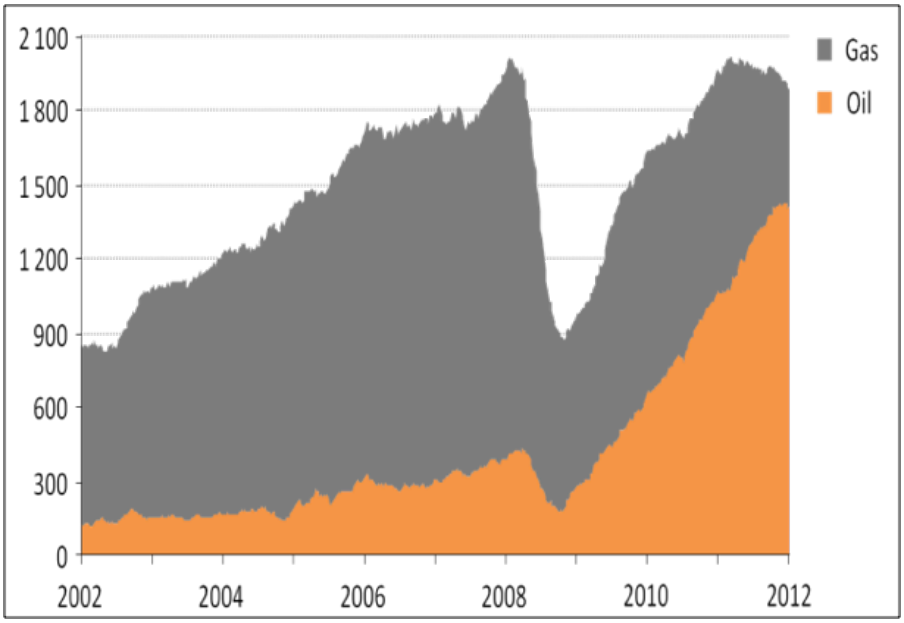
استعرض الدكتور فرانسن في البداية التوقعات المستقبلية لإنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة الأمريكية طبقا لإحصاءات إدارة معلومات الطاقة الأميركية حيث تشير تلك التوقعات إلى أن الولايات المتحدة ستصبح مُصدرا صافيا للغاز الطبيعي بحلول عام 2020 بعد أن كانت تعتمد على واردات الغاز الطبيعي عبر الأنابيب والغاز الطبيعي المسيل لسنوات عدة، كما أوضح أيضا أنها حققت تقدما ملحوظا في تقليل اعتمادها على الواردات النفطية وسوائل الغاز الطبيعي، وأصبح العجز في ميزان النفط وسوائل الغاز الطبيعي يمثل 39.8 % من إجمالي الاستهلاك في عام 2012 بعد أن كان يمثل 56.5 % في عام 2003 ومن المتوقع أن يصل إلى 33 % ويعود ذلك إلي الطفرة التي تشهدها الولايات المتحدة في إنتاج النفط والغاز من المصادر غير التقليدية ويوضح **الشكل - 16** تطور إنتاج النفط والغاز من كلا المصادر التقليدية وغير التقليدية في الولايات المتحدة وتوقعاته حتى عام 2035.

وفي نفس السياق، أشار المتحدث إلي أن إنتاج الغاز الطبيعي من المصادر غير التقليدية وأهمها طبقات السجيل والصخور الكتيمة، أحدث نقلة نوعية في الولايات المتحدة فأصبحت أكبر منتج للغاز الطبيعي على مستوى العالم، وكان لذلك أيضا العديد من التداعيات أهمها انخفاض أسعار الغاز إلي ما دون 2 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية وفقا لمركز هنري. كما حدث تحول في أنشطة الحفر، فبعد أن انتقل عدد من أجهزة الحفر العاملة في حقول النفط لحفر آبار الغاز الطبيعي، تراجعت مرة أخرى أعداد أجهزة الحفر العاملة في حقول الغاز الطبيعي عام 2012 منقادة بتراجع الأسعار كما هو موضح في **الشكل - 16**.

الشكل - 16: تطور إنتاج النفط والغاز في الولايات المتحدة وتوقعاته حتى عام 2035

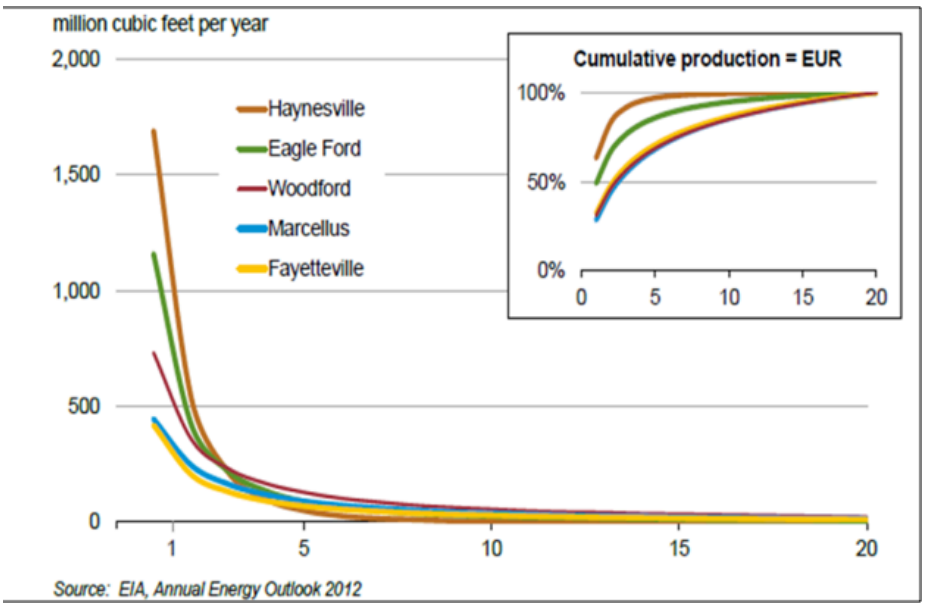


الشكل - 17: تأثير انخفاض أسعار الغاز الطبيعي على أعداد أجهزة الحفر في حقول النفط والغاز في الولايات المتحدة



وهنا أوضح المتحدث أن إنتاج الغاز الطبيعي من طبقات السجيل يبلغ ذروته في السنوات الأولى للإنتاج ثم يتناقص بشكل متسارع في السنوات التالية، وهو ما يتطلب ضرورة استمرار أنشطة الحفر لضمان الحفاظ على مستويات عالية من الإنتاج. ويوضح **الشكل - 18** تناقص معدلات إنتاج الغاز الطبيعي من بعض الأحواض الرسوبية الواقعة في الولايات المتحدة.

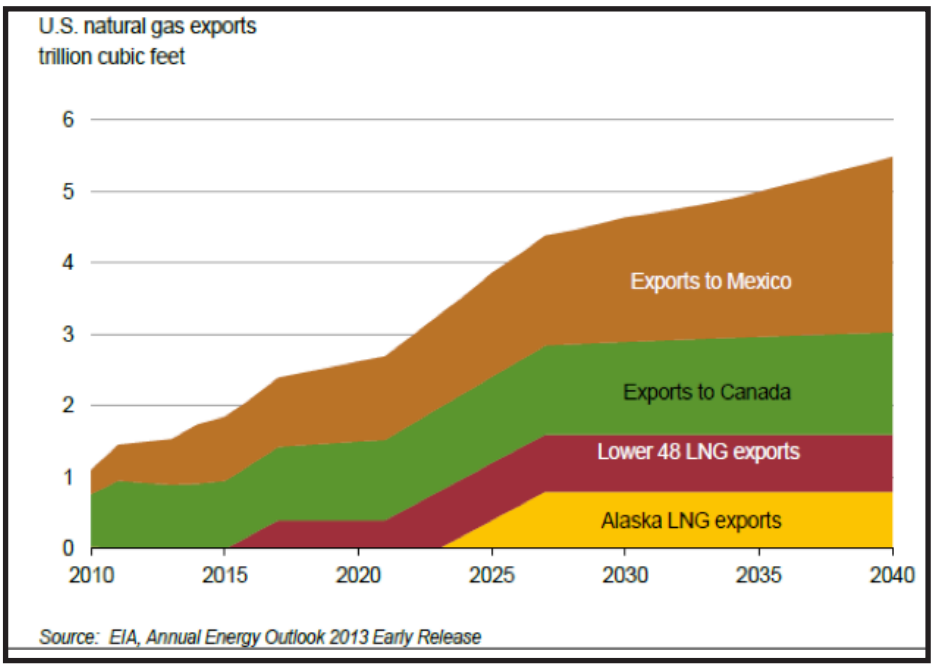
الشكل - 18: تناقص معدلات الإنتاج من الأحواض الرسوبية لغاز السجيل في الولايات المتحدة



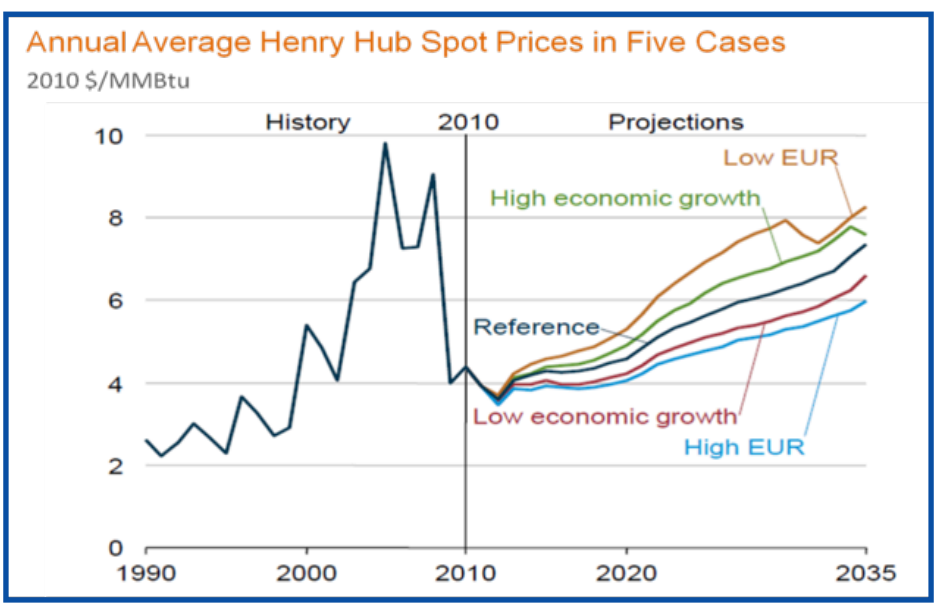
أما فيما يتعلق بالتوقعات المستقبلية لصادرات الغاز الطبيعي من الولايات المتحدة، فقد بين المتحدث أنه من المتوقع أن تبلغ صادرات الغاز الطبيعي نحو 5.5 تريليون قدم مكعب سنويا بحلول عام 2040 حيث تمثل كلا من المكسيك وكندا السوق الرئيسية لهذه الصادرات كما هو موضح في **الشكل - 19**.

وفي المقابل، فإن التنبؤ بأسعار الغاز الطبيعي المستقبلية أمر صعب، ويحيط به العديد من الشكوك، ويعتمد على عدة عوامل أهمها تكلفة الحفر والإنتاج ومستويات الإنتاج، وفي هذا الصدد، أعدت إدارة معلومات الطاقة الأمريكية خمسة سيناريوهات لتوقعات أسعار الغاز المستقبلية حسب مستويات الإنتاج المتوقعة من الأحواض الرسوبية لغاز السجيل كما هو موضح في **الشكل - 20**.

الشكل - 19: التوقعات المستقبلية لصادرات الغاز الطبيعي من الولايات المتحدة حتى عام 2040

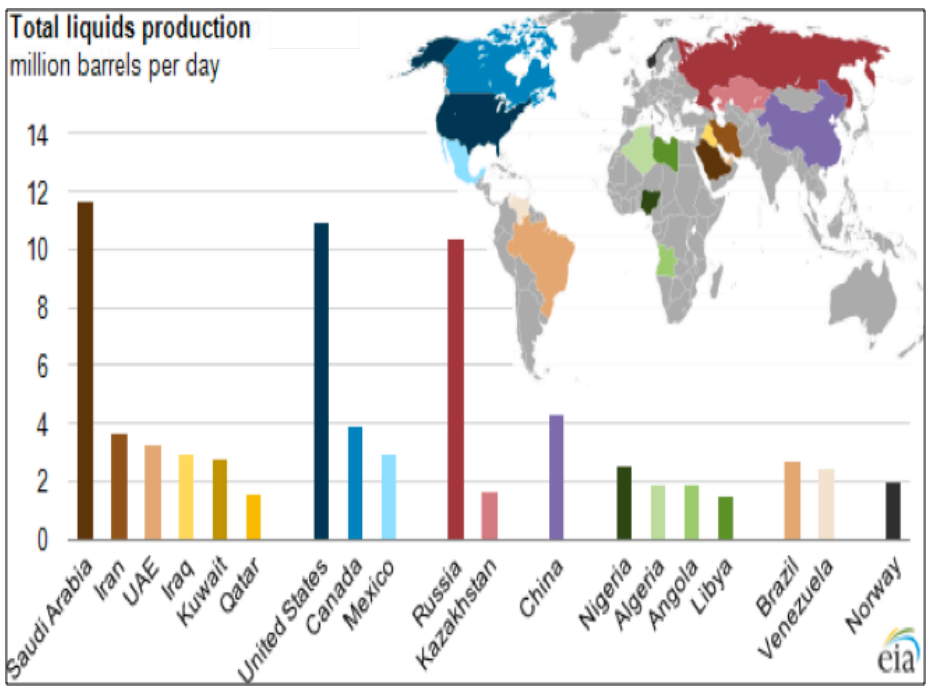


الشكل - 20: التوقعات المستقبلية لأسعار الغاز الطبيعي وفقا لمركز هنري



أما فيما يتعلق بإنتاج النفط في الولايات المتحدة، فقد أوضح المتحدث أن الولايات المتحدة تحتل المرتبة الثانية عالميا في إنتاج النفط بعد السعودية حيث حققت الولايات المتحدة تقدما في إنتاج النفط من الصخور الكتيمة كما هو موضح في **الشكل - 21**.

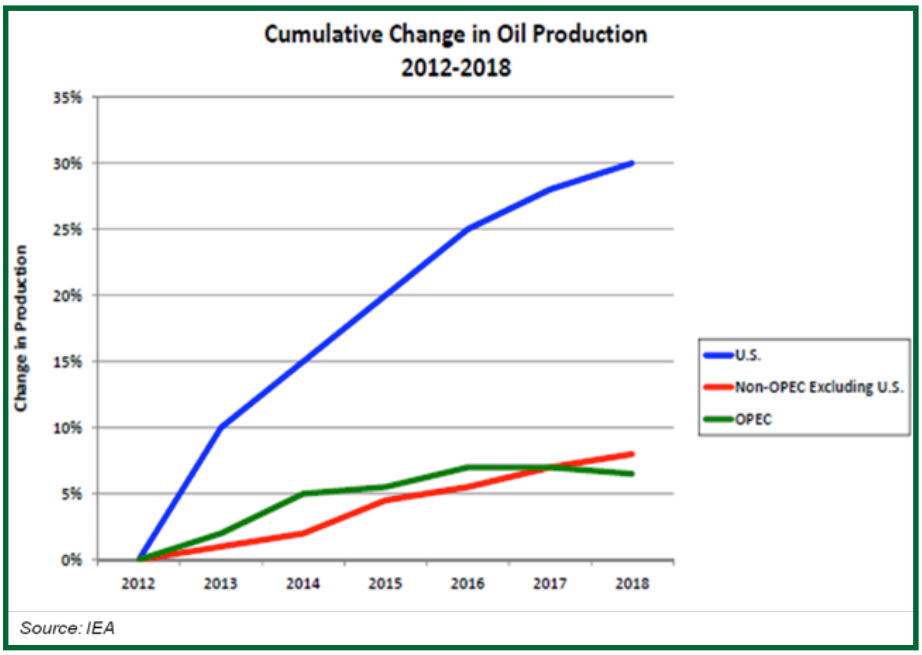
الشكل - 21: توزع إنتاج النفط في دول العالم لعام 2013



وبالنظر إلي التوقعات المستقبلية لإنتاج النفط في الولايات المتحدة، فيرى المتحدث أنه من المتوقع أن يرتفع إنتاج النفط بشكل متزايد حتى نهاية العقد الحالي منقادا بالطفرة الحالية لإنتاج النفط من الصخور الزيتية والصخور الكتيمة، على أن تسجل الولايات المتحدة أعلى نسبة تغير تراكمية في الإنتاج، والتي من المتوقع أن تصل إلي 30% مقارنة بالدول الأعضاء في أوبك والدول غير الأعضاء في أوبك "باستثناء الولايات المتحدة" والتي ستشهد نسب تغير تراكمية في الإنتاج لا تتجاوز حاجز الـ 10 % كما هو موضح في **الشكل - 22**.

ثم اختتم الدكتور/ فرانسين بتوضيح أهم العوامل التي ساهمت في نجاح الولايات المتحدة في إنتاج النفط والغاز الطبيعي من المصادر غير التقليدية ومنها ما يلي:

الشكل - 22: التوقعات المستقبلية لنسبة التغير في إنتاج النفط في كلا من الولايات المتحدة والدول الأعضاء وغير الأعضاء في أوبك



- ❖ حدوث تقدم كبير في الحلول التقنية ومنها تقنية الحفر الأفقي والتشقيق الهيدروليكي.
- ❖ حقوق الملكية لأصحاب الأراضي التي يتواجد بها مصادر للنفط والغاز الطبيعي.
- ❖ توافر البنية التحتية للغاز الطبيعي وإمكانية الربط مع شبكات الغاز المحلية.
- ❖ توافر مصادر المياه اللازمة لعمليات الحفر والتشقيق الهيدروليكي.
- ❖ وجود عدد من شركات الحفر والخدمات البترولية الأمريكية ذات الخبرة والمهارة.
- ❖ توافر البيانات عن أماكن تواجد الغاز الطبيعي وسهولة الوصول إلي هذه البيانات.

كما لفت المتحدث إلي أنه لا يزال هناك عدد من الصعوبات والتحديات منها التداعيات البيئية، والآثار السلبية المترتبة على أعمال الحفر، كتلوث المياه الجوفية وتلوث الهواء، وحدوث اضطرابات في المناطق التي تجرى بها أعمال الحفر. يضاف إلي ذلك عدم توافر البنية التحتية للغاز الطبيعي في بعض المناطق التي تحتوي على احتياطيات كبيرة من الغاز، وعدم وجود آلية واضحة المعالم ذات قواعد منظمة للبحث عن المصادر غير التقليدية للنفط والغاز.

تطور سوق السيارات التي تعمل بالغاز الطبيعي المضغوط في مصر

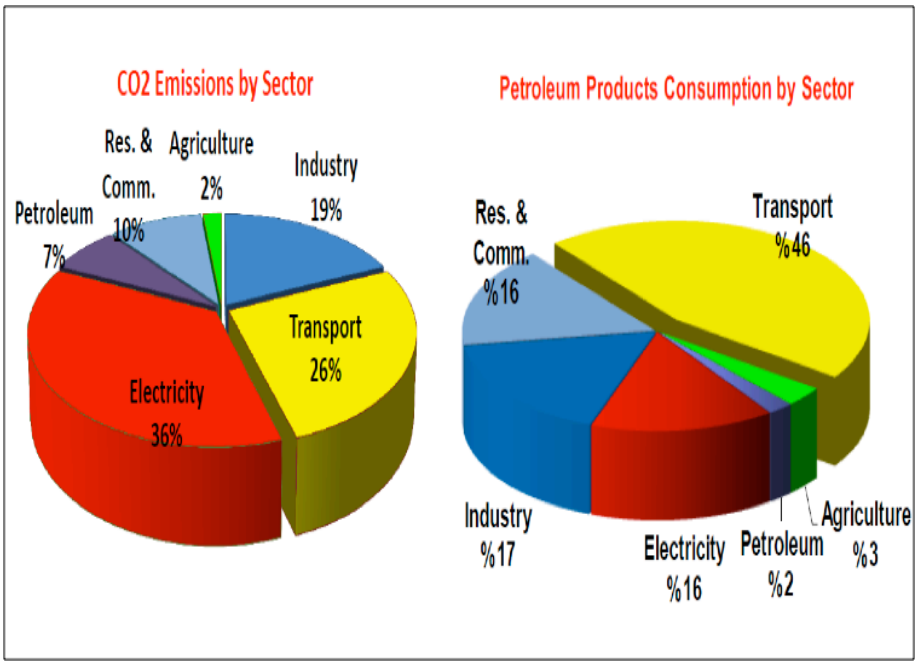
The Development of Natural Gas Vehicles NGVs Market in Egypt

الدكتورحامد قرقر خبير طاقة – جمهورية مصر العربية

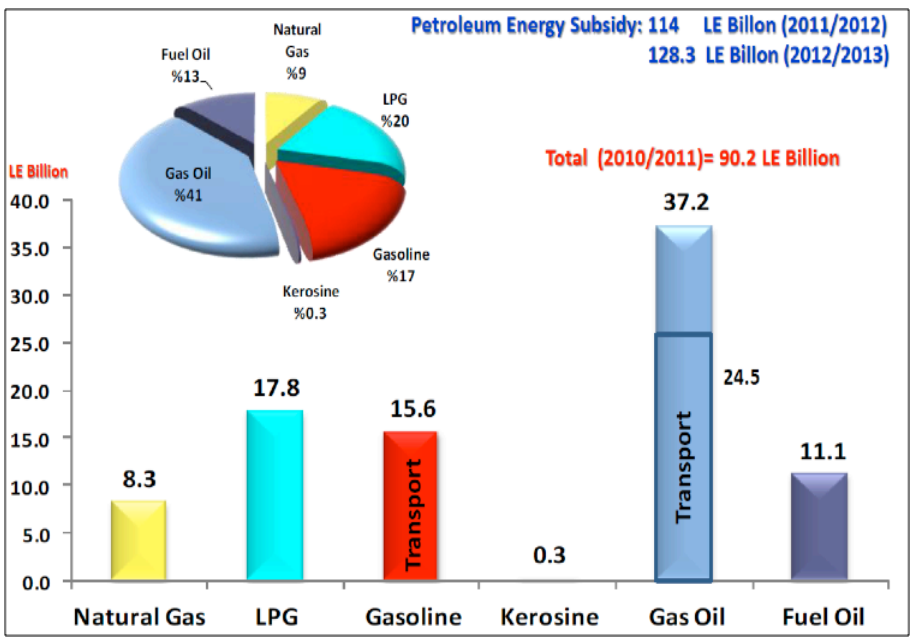
استعرض الدكتور حامد قرقر في البداية توزع استهلاك المنتجات البترولية وفق القطاعات المختلفة في جمهورية مصر العربية، حيث أشار إلي أن قطاع النقل هو أكبر القطاعات استهلاكا للمنتجات البترولية بنسبة تصل إلي 46 % من إجمالي الاستهلاك، وهو ما ينتج عنه انبعاثات تمثل 26 % من إجمالي انبعاثات غازات الاحتباس الحراري من القطاعات المختلفة. يضاف إلى ما سبق، أن قطاع النقل يلتهم لوحده 45 % من إجمالي الدعم الحكومي المخصص للطاقة، والذي تزايد من 90.4 مليار جنيه في العام المالي 2011/2010 ليصل إلي 128.3 مليار جنيه في العام المالي 2013/2012 (كما هو موضح في **الشكلين - 23 و - 24**). وأوضح المتحدث أن الدعم المخصص للسولار/ الديزل يشكل وحده 41 % من إجمالي الدعم المخصص للطاقة في مختلف القطاعات وفقا لبيانات 2011/2010. وبالتالي، تبنى قطاع البترول سياسة إحلال الغاز الطبيعي محل المنتجات البترولية السائلة، وقد أدت هذه السياسة إلى تحقيق العديد من المزايا للاقتصاد المصري، لعل من أهمها خفض معدلات استيراد الوقود السائل من الخارج، وتنوع الوقود المستخدم في العديد من القطاعات، بالإضافة إلى خفض انبعاثات غازات الاحتباس الحراري.

استعرض الدكتور/ قرقر بعد ذلك تطور سوق السيارات العاملة بالغاز الطبيعي المضغوط حيث بدأت المرحلة الأولى (المرحلة التجريبية) في الفترة 1992 – 1996 تم خلالها تنفيذ مشروعين لإنشاء 5 محطات لتموين السيارات بالغاز الطبيعي المضغوط وتحويل عدد من المركبات الخاصة وحافلات نقل الركاب، ثم بدأت بعد ذلك المرحلة الثانية (المرحلة التجارية) وفيها تم تأسيس عدد من الشركات للتوسع في هذا المجال وفيما يلي الموقف الحالي لسوق السيارات العاملة بالغاز الطبيعي المضغوط في جمهورية مصر العربية (نهاية حزيران/ يونيو 2013):

الشكل - 23: توزع استهلاك المنتجات البترولية وفق القطاعات المختلفة



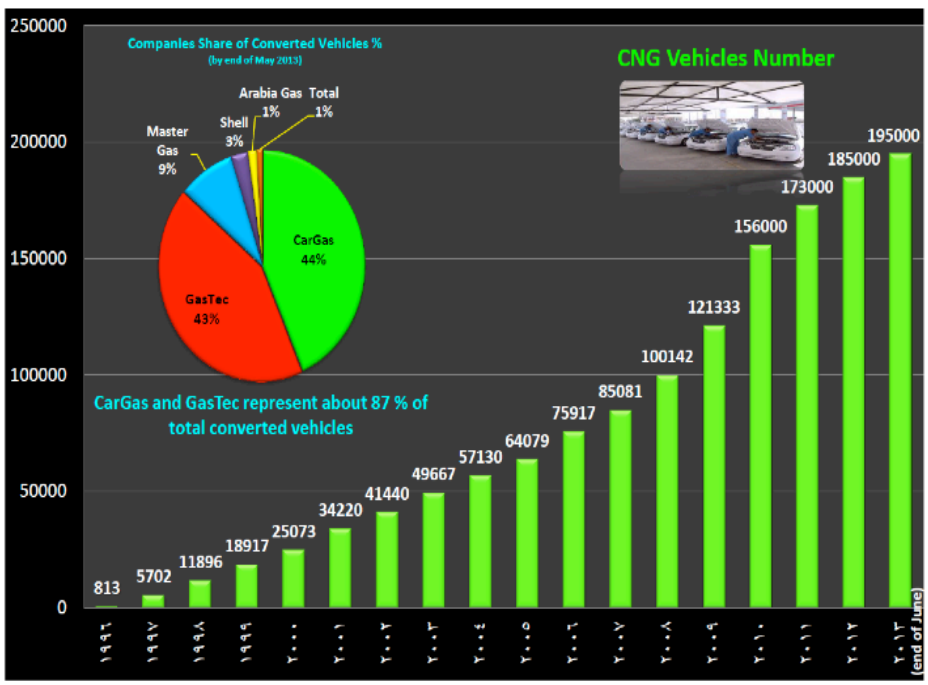
الشكل - 24: توزع الدعم الحكومي المخصص للطاقة وفق المنتجات البترولية



- عدد الشركات العاملة : 6
- عدد السيارات المحولة : 195000
- عدد محطات التموين : 170
- عدد مراكز التحويل : 72
- الاستهلاك الشهري من الغاز : 44 مليون متر مكعب

كما يوضح **الشكل - 25** تطور عدد السيارات المحولة منذ بداية النشاط في 1996 حتى 2013.

الشكل - 25: تطور عدد السيارات المحولة في الفترة 1996 - 2013



كما تناول المتحدث عوامل السوق المُحفزة لضمان نمو سوق استخدام الغاز الطبيعي المضغوط في السيارات في مصر، والتي يمكن تلخيصها كما يلي:

- ❖ وجود احتياطيات كبيرة من الغاز الطبيعي تقدر بـ 72.4 تريليون قدم مكعب.
- ❖ انخفاض أسعار الغاز الطبيعي مقارنة بأنواع الوقود الأخرى.

❖ المبادرات والسياسات والإجراءات التي قامت بها الحكومة لإنجاح التجربة المصرية في هذا المجال، والذي يعد من أنجح البرامج على مستوى العالم.

❖ توافر البنية التحتية اللازمة للغاز الطبيعي من شبكات توصيل الغاز، ومحطات تموين السيارات، ومراكز التحويل.

❖ العائد الاقتصادي الكبير والأثر الايجابي على البيئة بسبب خفض الانبعاثات من غازات الاحتباس الحراري.

❖ التوازن بين عدد السيارات المحولة ومحطات تموين السيارات بالغاز الطبيعي المضغوط لضمان الوصول إلي أغلب المحافظات، ومنع التكدس أمام المحطات.

❖ عدد السيارات المحولة لا يتجاوز 3 % من إجمالي عدد السيارات في مصر وهو ما يعطي دفعة قوية تجاه نمو هذه الصناعة، وتحويل المزيد من السيارات في المستقبل.

❖ التسهيلات التي وفرتها الدولة لأصحاب السيارات لسداد تكلفة التحويل على أقساط من خلال نظام الكارت الذكي System Smart Card .

كما أوضح المتحدث أنه لا يزال هناك عدد من الصعوبات والتحديات الفنية والتشغيلية، منها ضعف كفاءة محركات بعض السيارات في مصر بسب قدمها، والوقت اللازم لاستخراج التراخيص لإنشاء محطات التموين مع الأخذ في الاعتبار احترام قواعد السلامة والصحة المهنية، بالإضافة إلي الصعوبات الاقتصادية ومنها تكلفة التحويل والمعوقات التي تواجه تنفيذ نظام الكارت الذكي.

وفي النهاية اختتم المتحدث حديثه بالتأكيد على ما يلي:

❖ أسهمت سياسة الإحلال في توفير كميات كبيرة من الوقود السائل، ومن ثم خفض في معدلات الزيادة من الكميات المستوردة، خاصة من غاز البترول المسال (البوتاجاز) والسولار، كما ساهم في جعل مصر في مقدمة الدول ذات التجربة الناجحة في هذا المجال.

❖ لا يزال هناك عدد من التحديات التي تواجه استخدام الغاز الطبيعي المضغوط في السيارات التي لابد من مواجهتها حتى لا تعيق تقدم هذه الصناعة وما تم تحقيقه إلى الآن.

❖ هناك عدد لا بأس به من المُحفزات التي تضمن استمرار التقدم في هذه التجربة خلال العقود القادمة.

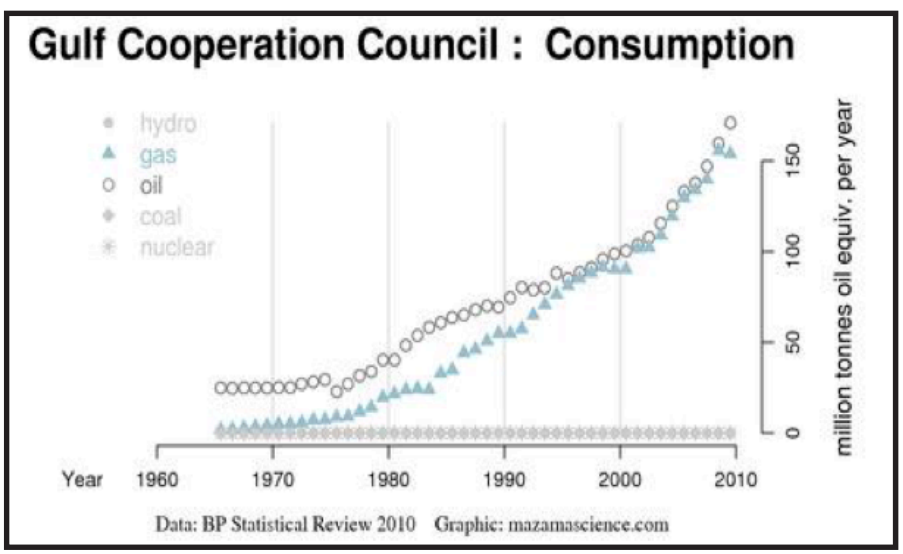
قيمة الغاز

The Gas Value

السيد قاسم دشتي شركة إيكويت – دولة الكويت

أشار السيد/ دشتي في البداية إلي أن الاستهلاك المحلي للنفط والغاز في دول مجلس التعاون الخليجي قد تضاعف على مدار العشرين سنة الماضية نتيجة عدة عوامل أهمها الزيادة السكانية، وزيادة استهلاك الكهرباء بشكل ملحوظ، خصوصا في فصل الصيف، والتوسع في الصناعات التحويلية كثيفة الطاقة. وقد وصل ذلك الأمر إلى الحد الذي لجأت الكويت ودبي إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال لسد احتياجات السوق المحلي ويوضح **الشكل – 26** تطور استهلاك النفط والغاز في دول مجلس التعاون الخليجي.

الشكل – 26: تطور استهلاك النفط والغاز في دول مجلس التعاون الخليجي



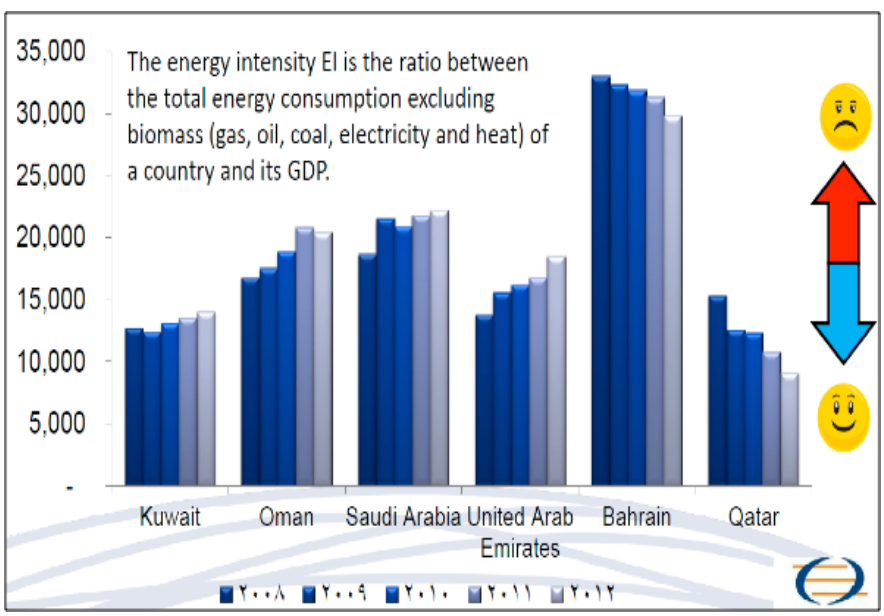
كما أشار المتحدث إلى أن السياسات الحالية المتعلقة بالطاقة في الدول الخليجية لا تستند إلى مؤشر كثافة الطاقة (Energy Intensity) لتحديد الاستخدام الأنسب لمصادر الطاقة المختلفة.

وفي نفس السياق، أوضح المتحدث أن كفاءة استهلاك الطاقة في أي دولة يمكن معرفتها من خلال حساب كثافة الطاقة بها، والتي تقدر بالنسبة بين إجمالي استهلاك الطاقة (الغاز، والنفط، والفحم، والكهرباء، والحرارة) باستثناء الكتلة الحيوية في تلك الدولة وناتجها المحلي وبالتالي:

- ❖ **كلما ارتفعت قيمة كثافة الطاقة فهذا يعني ارتفاع أسعار/ تكاليف تحويل الطاقة إلى ناتج محلي، وهو ما يعتبر مؤشرا سلبيا.**
- ❖ **وعلى العكس، إذا انخفضت قيمة كثافة الطاقة فهذا يعني انخفاض أسعار/ تكاليف تحويل الطاقة إلى ناتج محلي وهو ما يعتبر مؤشرا إيجابيا.**

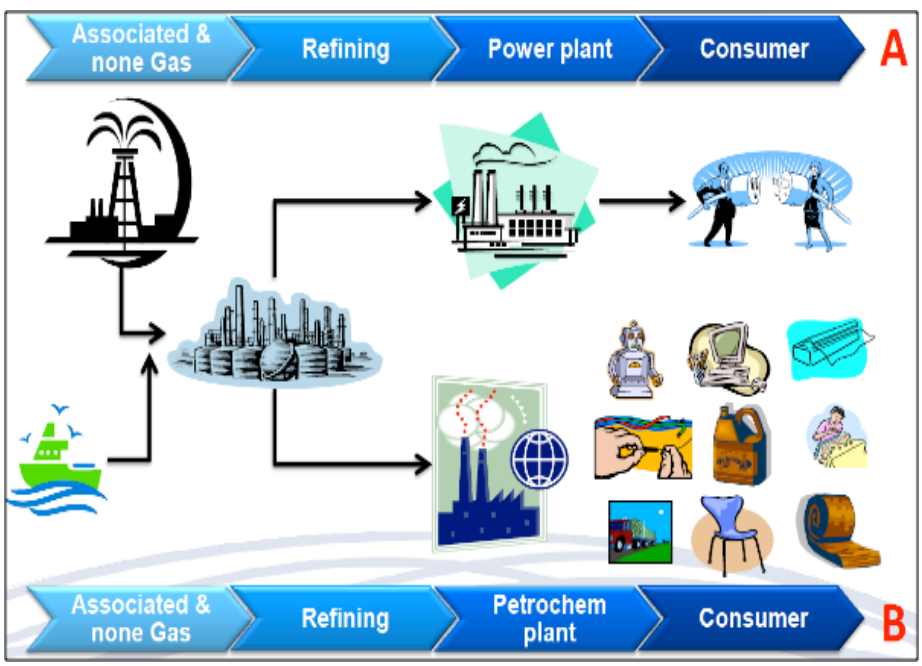
وبالنظر إلي قيمة كثافة الطاقة في دول مجلس التعاون الخليجي، نجد أن مملكة البحرين سجلت أعلى قيمة لكثافة الطاقة على مدار الخمس سنوات الماضية، وإن شهدت تراجعا ملحوظا في نفس الفترة، تليها بعد ذلك المملكة العربية السعودية والتي تشهد على النقيض ارتفاعا ملحوظا في قيمة كثافة الطاقة في نفس الفترة ويوضح **الشكل - 27** تطور قيمة كثافة الطاقة في دول مجلس التعاون الخليجي في الفترة من 2008-2012.

الشكل - 27: تطور قيمة كثافة في دول مجلس التعاون الخليجي في الفترة 2008-2012



ثم انتقل السيد دشتي للحديث عن سلسة قيمة الغاز الطبيعي (Gas Value Chain) حيث يُنتج الغاز الطبيعي إما حرا أو مصاحبا للزيت الخام، ثم يعالج بعد ذلك في محطات المعالجة لإزالة الشوائب وفصل الهيدروكربونات الثقيلة ليصبح بعد ذلك صالحا للاستخدام، إما كوقود (Fuel) في محطات توليد الكهرباء وإما كلقيم في صناعة البتروكيماويات كما هو موضح في **الشكل - 28**.

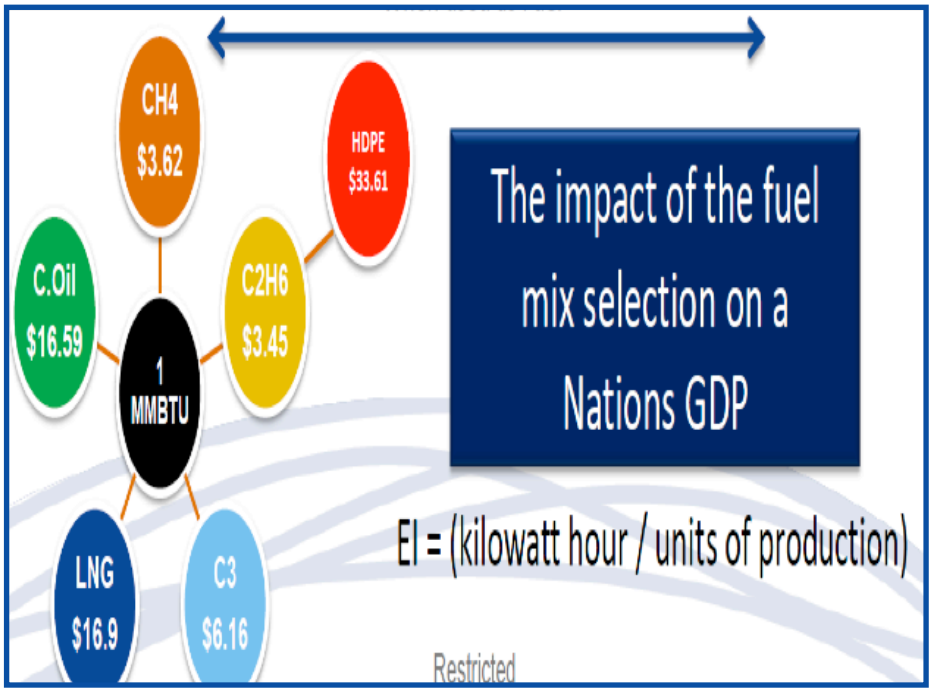
الشكل - 28 : سلسة القيمة الخاصة بالغاز الطبيعي



أشار المتحدث إلي أن استخدام الغاز الطبيعي كلقيم في صناعة البتروكيماويات يساهم في تعظيم القيمة المضافة من هذا المصدر الهام من الطاقة ويصب في مصلحة الاقتصاد، وبالتالي رفع إجمالي الناتج المحلي وانخفاض قيمة كثافة الطاقة، ولكن هذا يعتمد بشكل أساسي على الهيكل الاقتصادي لكل دولة، وطبيعة هيكل استهلاك الطاقة ومدى ملائمة خصائص الغاز المنتج لتلك الصناعة حيث لابد أن يكون غنيا بالإيثان . ويوضح **الشكل - 29** القيمة المضافة لكل 1 مليون وحدة حرارية بريطانية من مختلف أنواع الوقود كالزيت الخام وغاز الميثان والإيثان والغاز الطبيعي المسال.

وفي الختام استعرض المتحدث بعض الاستنتاجات والتوصيات أهمها :

الشكل - 29: القيمة المضافة لكل 1 مليون وحدة حرارية بريطانية من مختلف أنواع الوقود



- كثافة الطاقة هي مقياس لقدرة كل دولة على تحويل ما تستهلكه من الطاقة إلى وحدة واحدة من إجمالي الناتج المحلي.
- وبالتالي فإن كثافة الطاقة هي مؤشر على إنتاجية الطاقة وليس بالضرورة مؤشر فعلي عن كفاءة استهلاك الطاقة في الدولة.
- تعكس كثافة الطاقة طبيعة النشاط الاقتصادي أو الهيكل الاقتصادي لكل دولة على حدة ، كما أنها تعكس طبيعة هيكل استهلاك الطاقة في كل دولة. وعلى المستوى العالمي، فقد انخفضت كثافة الطاقة بنسبة 1.6% في الفترة بين 1990 و 2006 وهو يعتبر مؤشرا ايجابيا.
- تعتبر منطقة الشرق الأوسط من المناطق التي تتسم بكثافات عالية للطاقة ويمكن أن يعزي ذلك إلى عدد من الأسباب أهمها الأسعار المتدنية لمصادر الطاقة ووجود صناعات كثيفة الطاقة كالأسمنت والحديد والصلب، بالإضافة إلى انخفاض كفاءة استهلاك الطاقة في بلدان تلك المنطقة.

آفاق خفض حرق الغاز عالمياً: الوضع الحالي والتحديات والفرص

Global Gas Flaring Reduction Outlook: Current, Challenges and Opportunities

المهندس وائل عبد المعطي خبير صناعات غازية – إدارة الشؤون الفنية – أوابك

تناولت الورقة عملية حرق الغازات المصاحبة/الذائبة في الزيت الخام وسوائل الغاز الطبيعي في مواقع إنتاج النفط والغاز في الدول المنتجة لهما والتحديات المرتبطة بها، وكيفية الحد من عملية الحرق من الناحية الفنية لما تمثله من هدر لموارد غنية يمكن الاستفادة منها وكذلك المساهمة في الحد من انبعاثات غازات الاحتباس الحراري.

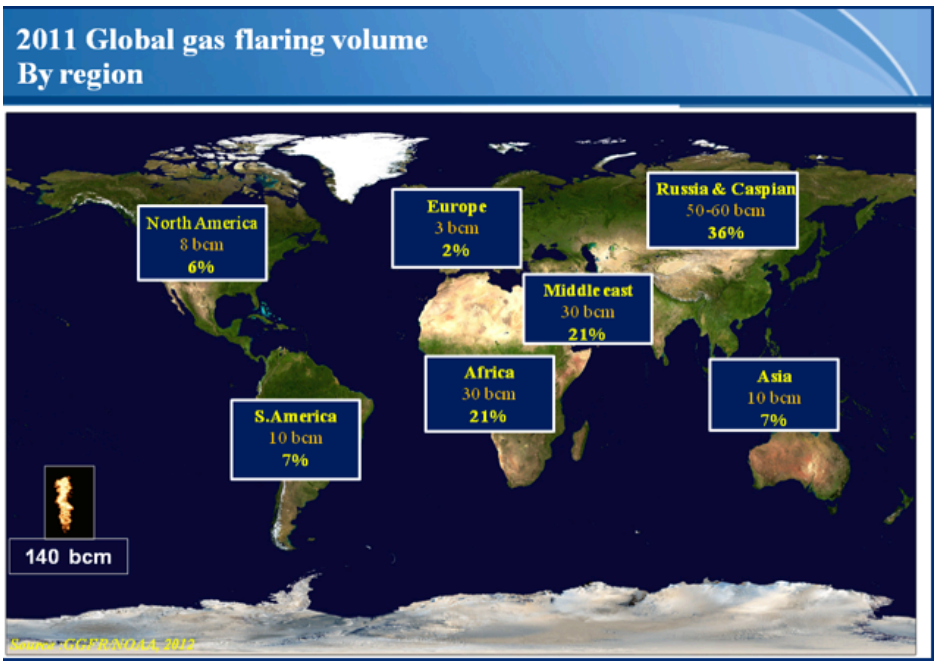
تتضمن الورقة ثلاثة محاور لدراسة العملية من مختلف الجوانب الفنية والاقتصادية والبيئية، ففي المحور الأول، تناولت الورقة الأسباب التي تؤدي إلي حرق الغازات في مواقع الإنتاج أهمها ما يلي:

- ☆ نقص البنية التحتية للغاز الطبيعي، كخطوط الأنابيب في المناطق القريبة من مواقع الإنتاج.
- ☆ الحاجة إلي معالجة هذه الغازات وضغطها قبل استخدامها أو توصيلها إلي المستهلكين.
- ☆ انخفاض معدل إنتاج الغازات المصاحبة مع تقدم عمر الخزان يحول دون الاستغلال الأمثل لتسهيلات المعالجة وبالتالي عدم تحقيق الجدوى الاقتصادية.
- ☆ نقص التمويل اللازم للبدء في إنشاء وحدات لتجميع الغازات المصاحبة ومعالجتها.
- ☆ ضعف الرقابة، وعدم وجود تشريعات تحول دون منع الشركات المنتجة للنفط والغاز من استمرار حرق هذه الغازات.

كما استعرضت الورقة البيانات الحديثة عن معدلات الحرق على مستوى العالم الواردة من البنك الدولي استنادا إلي صور الأقمار الصناعية، حيث تشير تلك البيانات إلي حرق ما يزيد عن 140 مليار متر مكعب من الغازات سنويا وهو ما يمثل هدرا لنحو 5 % من إجمالي الإنتاج العالمي للغاز الطبيعي، كما يتسبب في انبعاث ما يزيد عن 400 مليون طن سنويا من غازات الاحتباس

الحراري. ويوضح **الشكل - 30** أما في المحور الثاني، فتناولت الورقة أهم الصعوبات الفنية والاقتصادية المرتبطة بعملية خفض حرق الغازات وكيفية التغلب عليها تقنيا ، فبالنسبة لحقول النفط والغاز البرية، فإنه يمكن استخدام وحدات متحركة لتوليد الكهرباء اللازمة لاحتياجات موقع الإنتاج مع إمكانية نقلها من مواقع إلي أخرى عند انخفاض معدلات الإنتاج، كما يمكن أيضا في حال توافر البنية التحتية للغاز الطبيعي في المناطق القريبة من مواقع الإنتاج، أن يتم ضخ هذه الغازات في شبكات الغاز والتي تصل بدورها إلي المستهلكين.

الشكل - 30: توزع نسب ومعدلات حرق الغاز جغرافيا

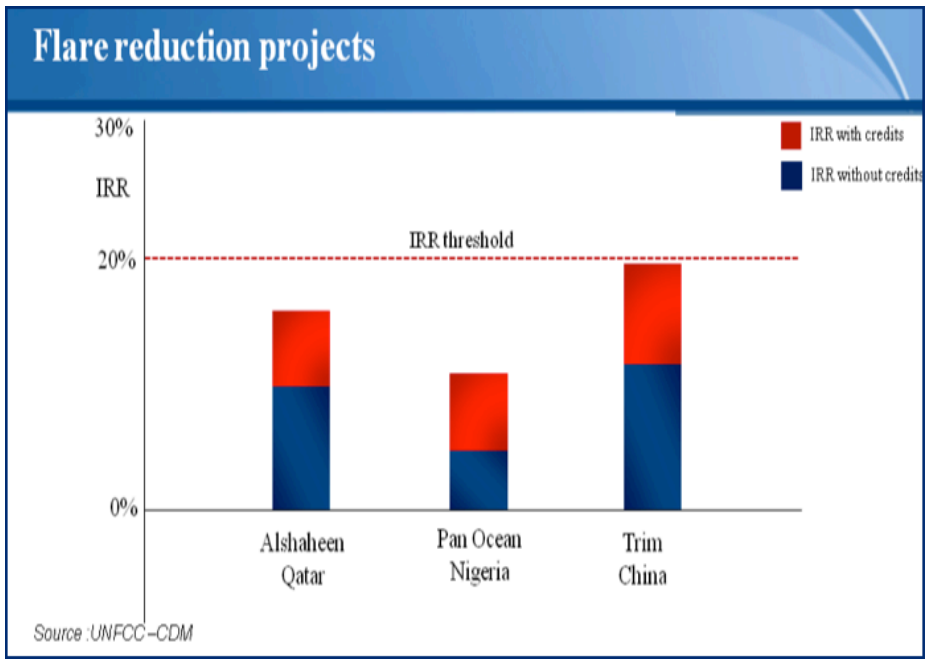


أما بالنسبة لحقول النفط والغاز البحرية والتي تشكل محدودية المساحة عائقا أمام تركيب تسهيلات جديدة على المنصات البحرية، فإن الحل الأمثل هو إعادة حقن هذه الغازات في الخزان/المكمن ضمن آليات الإنتاج المعزز للنفط، كما يمكن أيضا استخدام وحدات صغيرة لتحويل الغاز إلي سوائل ثم خلط السوائل الناتجة مع النفط الخام المُنتج طبيعيا من الآبار ونقله بواسطة خطوط الأنابيب إلي وحدات المعالجة.

أما فيما يتعلق بالجدوى الاقتصادية لمشروعات تجميع الغازات المصاحبة، فتشير الورقة أنه بدراسة عدد من هذه المشروعات في بعض الدول مثل: قطر ونيجيريا والصين، يمكن القول بأنها "هامشية الربح" حيث تتراوح قيم معدل العائد

الداخلي (IRR) ما بين 6-10 % كما هو موضح في الشكل - 31، أما إذا تم الأخذ بعين الاعتبار بيع وحدات الكربون (Carbon Credits) نتيجة خفض الانبعاثات الغازية، فنجد أن ذلك سيساهم في تحسين اقتصاديات المشروع بشكل ملحوظ، كما أنه لابد من الأخذ في الاعتبار الأثر الايجابي على البيئة وما تحققه هذه المشاريع من خفض لانبعاث غازات الدفيئة ورفع كفاءة استخدام الطاقة.

الشكل - 31: معدل العائد الداخلي لعدد من مشروعات خفض حرق الغاز



أما في الجزء الثالث والأخير من الورقة، تناولت الورقة دور الأطراف المعنية بهذه القضية ونطاق مسئولياتها في سبيل الحد من حرق الغاز مع التركيز على التعاون بين المجتمع الدولي والحكومات في الدول المنتجة للنفط من ناحية، والتعاون والتكامل بين الشركات المنتجة للنفط والغاز وشركات التقنية المتخصصة في تصنيع وحدات معالجة الغازات الطبيعية من ناحية أخرى، الأمر الذي سيسهم بشكل كبير في تخفيض معدلات الحرق عالميا.

وأشارت الورقة إلي أن من بين المبادرات الحالية التي تهدف إلي إيجاد مناخ التعاون بين هذه الأطراف هي الجهود التي يقوم بها البنك الدولي والتي أدت إلى تكوين ما يسمى "بالشراكة العالمية للحد من حرق الغاز" بين الحكومات في بعض الدول المنتجة للنفط والغاز ومنها أربع دول عربية وشركات النفط الوطنية والعالمية

بتمويل البنك الدولي والاتحاد الأوروبي والبنك الأوروبي لتوسيع أُطر التعاون والتكامل بين هذه الأطراف. وتهدف هذه الشراكة إلي وضع معيارا عالميا تعاونيا لخفض حرق الغاز، ويتيح هذا المعيار إطارا للحكومات والشركات وأصحاب المصلحة الآخرين للتشاور فيما بينهم واتخاذ إجراءات مشتركة والعمل في مشاريع عبر بلدين أو أكثر، والحد من العقبات التي تحول دون استغلال الغاز المصاحب لإنتاج النفط. ويلتزم الشركاء في هذا البرنامج بألا يقوموا بحرق الغاز في المشاريع الجديدة، والقضاء على حرق الغاز المستمر المصاحب لإنتاج النفط، إلا إذا لم يوجد بديل مناسب.

ومنذ نشأتها على مدار السنوات السابقة ، ساهمت هذه الشراكة في خفض معدلات الحرق بنسبة 20% عن مستويات الحرق المُسجلة في عام 2005، كما أنها تسعى حاليا إلي خفض معدلات الحرق بنسبة 30 % خلال السنوات الأربع القادمة (أي من 140 مليار متر مكعب حاليا إلي 100 مليار متر مكعب بحلول 2017) وهو يشكل تحديا حقيقا آخذا في الاعتبار التوقعات المستقبلية لزيادة الطلب على النفط.

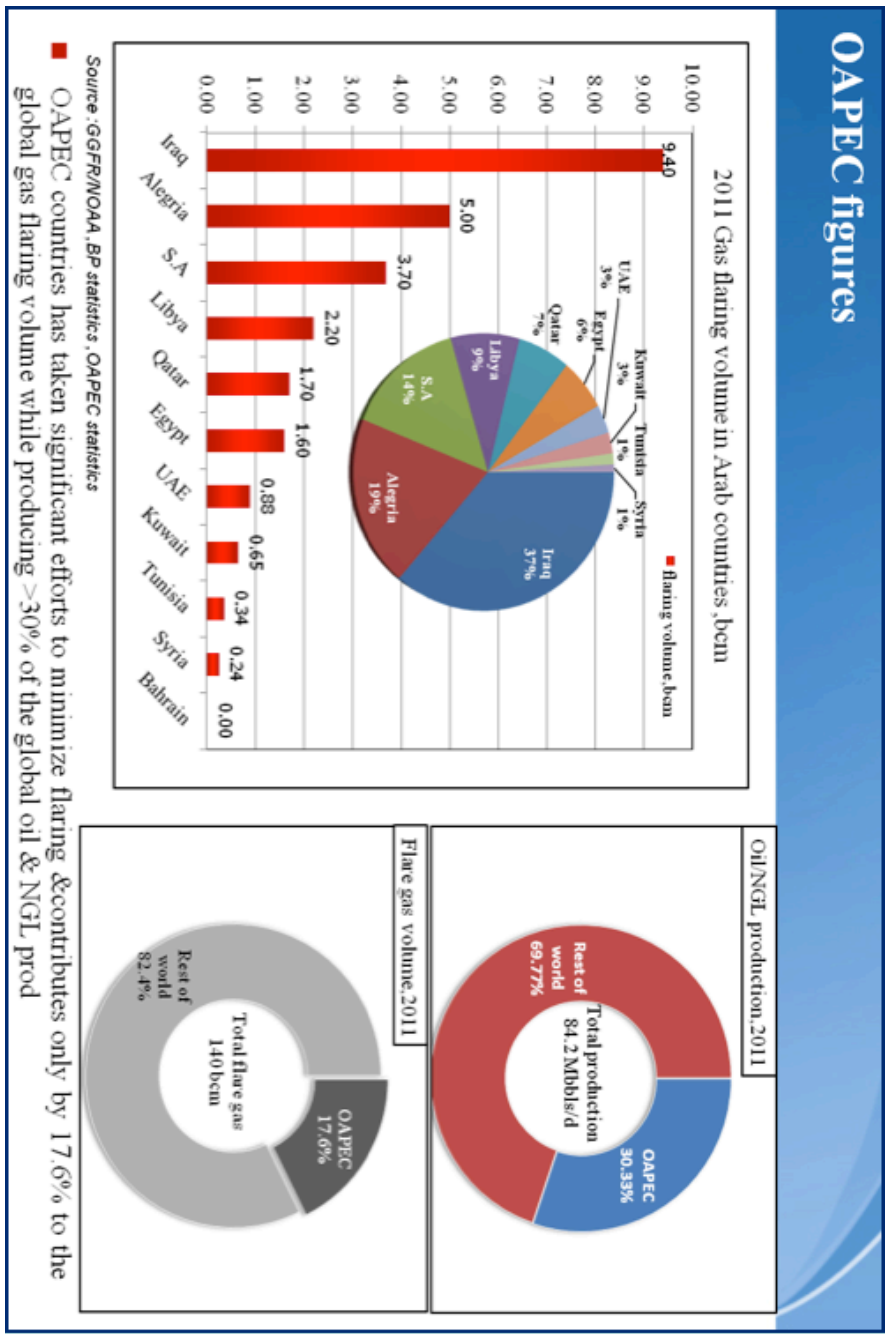
كما استعرضت الورقة الجهود التي بذلتها الدول العربية في سبيل الحد من حرق الغازات المصاحبة وكيف أنها تلعب دورا محوريا في هذه العملية طبقا لآخر بيانات وإحصائيات عن الإنتاج ومعدلات الحرق تم تجميعها وتحليلها، حيث حققت الدول العربية نجاحا ملموسا في تخفيض معدلات حرق الغاز المصاحب في السنوات الأخيرة على الرغم من رفع معدلات الإنتاج في نفس الفترة، وظهر ذلك جليا في كل من دولة قطر ودولة الكويت وجمهورية مصر العربية، علاوة على عدد آخر من المشاريع منها ما هو قيد التنفيذ حالياً وما هو قيد الدراسة في عدد من الدول كجمهورية العراق ودولة ليبيا.

وفي نفس السياق ، تشير الورقة إلي أن دول أوابك تنتج نحو 25.5 مليون برميل يوميا من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي وهو ما يمثل 30.33 % من الإنتاج العالمي طبقا لإحصائيات عام 2011، ومع ذلك فإن معدلات حرق الغازات المصاحبة تبلغ نحو 24.6 مليار متر مكعب وهو ما يمثل 17.6 % فقط من إجمالي ما يتم حرقه عالميا كما هو موضح في **الشكل - 32** ومن المتوقع أن تصل إلي ما دون 10 % في حال استكمال المشروعات الجاري تنفيذها في بعض الدول العربية.

وفي النهاية خلصت الورقة إلي عدد من الاستنتاجات والتوصيات أهمها:

- **أن يتم النظر إلي مشروعات خفض حرق الغاز ليس فقط من منظور اقتصادي وفني، بل أيضا من منظور بيئي وكيف أنها تساهم في الحد من انبعاثات غاز الدفيئة.**

الشكل - 32: معدلات حرق الغاز بالمقارنة مع إنتاج النفط وسوائل الغاز الطبيعي في دول أوابك



❖ تعتبر مشروعات خفض حرق الغازات المصاحبة "هامشية الربح" وهو ما يستلزم البحث أكثر عن حلول عملية أقل تكلفة تحفز على الاستثمار في هذا النوع من المشروعات.

❖ ضرورة التعاون والتكامل بين الأطراف المعنية كل ضمن نطاق مسئولياته، الأمر الذي سيساهم في تخفيض معدلات حرق الغاز عالميا.

❖ حققت دول أوابك نجاحا ملموسا في سبيل الحد من حرق الغاز وتساهم فقط بنسبة 17.6% من ما يتم حرقه عالميا ومن المتوقع أن تصل إلي ما دون 10% في حال استكمال باقي المشروعات الجاري تنفيذها حاليا في عدد من الدول أهما جمهورية العراق.

الاستنتاجات والتوصيات

حظيت الجلسات بمناقشات مستفيضة واستفسارات بناءة توصل من خلالها المشاركون إلى الاستنتاجات والتوصيات التالية:

☯ تعتبر المنطقة العربية مركزاً هاماً واستراتيجياً لصناعة وتجارة الغاز الطبيعي حيث تتوافر بها احتياطيات هائلة من النفط والغاز بالإضافة إلى موقعها الجغرافي القريب من الأسواق الرئيسية لصادرات الغاز الطبيعي في أوروبا وآسيا.

☯ يتزايد الطلب على الغاز الطبيعي عربياً وعالمياً، وتتعدد استخداماته في القطاعات المختلفة. وتشير التوقعات إلى أن الطلب سيستمر على الغاز الطبيعي بمعدلات نمو 0.7 – 1.9%

☯ تلعب صادرات الغاز الطبيعي المسال دوراً هاماً في تلبية الطلب المتنامي على الغاز خاصة في الأسواق الناشئة في الشرق الأوسط والتي من المتوقع أن تصل التجارة في هذه الأسواق إلى أكثر من 10 مليون طن/سنة مما يعزز فرص التصدير من الدول المنتجة كدولة قطر.

☯ حققت الولايات المتحدة نجاحاً في إنتاج الغاز الطبيعي من موارده غير التقليدية وبالأخص من طبقات السجيل، لكن ما زالت هناك شكوكاً تتعلق بقدرتها على تصدير كميات من الغاز ودخولها في السوق العالمي لصادرات الغاز.

☯ تقوم بعض الدول العربية بتقييم مواردها غير التقليدية من الغاز الطبيعي وفقاً لخطط طموحه تهدف إلى استغلال هذه الموارد الغنية، ومواكبة التكنولوجيا

الحديثة المتخصصة في هذا المجال. ولكن لا زالت في مراحلها الأولية.

- حققت الدول العربية نجاحاً ملحوظاً في تخفيض معدلات حرق الغاز المصاحب في السنوات الأخيرة على الرغم من رفع معدلات الإنتاج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي في نفس الفترة، ولا يزال هناك عدد من المشروعات الجديدة منها ما هو قيد التنفيذ حالياً وما هو قيد الدراسة والتي من المتوقع أن تضيف نجاحاً جديداً إلى ما تم تحقيقه في هذا المجال.

من إصدارات المنظمة

البيبليوغرافيا

اعداد: عمر كرامة عطيفة

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

قضايا حماية البيئة

الطاقة

المالية والمالية العامة

نقل التكنولوجيا

موضوعات أخرى

الاقتصاد والتنمية

أبوراس، أحمد يوسف. واقع الشباب العربي وأثره في التنمية والتغيير.-- **مجلة شؤون اجتماعية**.-- مج. 30، ع. 118 (2013).-- ص. 9-36.

الاقتصاد العماني يواصل أدائه.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 407 (2013/10).-- ص. 35- 38.

تطور قطاع الصناعة التحويلية في المملكة العربية السعودية.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 506 (2013/7).-- ص. 33-37.

خطة الإصلاح الاقتصادي الصينية في مواجهة التقدم الأمريكي.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.—ع. 49 (2013/11/17).-- ص. 22-26.

دور القطاع الخاص الكويتي في المسيرة التنموية... الواقع والآفاق.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 55 2013/12/25.-- ص. 5-18.

الدول العربية في مؤشر التنافسية العالمية، 2012-2014.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 407 (2013/10).-- ص. 49-53.

رؤية تحليلية لأداء القطاع الصناعي السعودي خلال الفترة، 2008-2012.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 45 (2013/10/8).-- ص. 5-14.

رؤية تحليلية لأداء الكويت في تقرير رأس المال البشري 2013 ومتطلبات تنمية رأس المال البشري الكويتي.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 46 (2013/10/20).-- ص. 6-16.

رؤية تقييمية لأداء الاقتصاد السوري في ظل الأزمة السياسية الراهنة.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 43 (2013/9/24) .-- ص. 28-39.

صادق، عبدالكريم. أمن الغذاء واستدامة الزراعة في المنطقة العربية.-- **البيئة والتنمية**.-- مج، 18، ع. 184-185(2013/8-7).-- ص. 24-27.

قراءة تحليلية في أداء الاقتصاد الكويتي في تقرير ممارسة الأعمال 2014.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 49 (2013/11/17).-- ص. 5-14.

قراءة في قمة مجموعة العشرين في بطرسبورغ الروسية.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 42 (2013/9/16) .-- ص. 26-33.

لماذا تتردد المؤسسات الدولية في تمويلها للاقتصاد التونسي؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 48 (2013/11/5) .-- ص. 20-29.

محمد، شكوري سيدي ؛ و عبدالرحيم، شيبي. العدالة والتنمية المستدامة والبيئة المؤسساتية في البلدان الغنية بالبترول: دراسة حالة الجزائر.-- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**.-- مج. 15، ع. 2 (2013/7).-- ص. 7-61.

مدى تأثير الثورات العربية على اقتصادات الربيع العربي.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 66 (2013/10).-- ص. 21-28.

المستهلك في عصر العولمة.-- **القافلة**.-- مج. 5، ع. 5 (2013/10).-- ص. 26-31.

المغازي، احمد. التوزيع المكاني للدخل في مصر: دراسة في التنمية والعدالة الاجتماعية.-- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**.-- مج. 15، ع. 2 (2013/7).-- ص. 63-92.

النجفي، سالم توفيق. سياسات الأمن الغذائي العربي: حالة الركود في اقتصاد عالمي متغير.-- **المستقبل العربي**.-- مج. 36، ع. 416 (2013/10).-- ص. 7-20.

نحو رؤية واضحة لإشكالية البطالة في المملكة العربية السعودية.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 54 (2013/12/22) .-- ص. 5-17.

هل استعادت المنطقة العربية نموها أم مازالت في مرحلة الركود؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 41 (2013/9/3).-- ص. 25-34.

هل تقود دول مجلس التعاون الخليجي قاطرة النمو في منطقة الشرق الأوسط خلال العام القادم، 2014.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.--ع. 48 (2013/11/5).-- ص. 5-14.

هل يتصدر الاقتصاد القطري الاقتصاديات الخليجية خلال العام الجاري 2013؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 66 (2013/10).-- ص. 5-15.

البتروكيماويات

أثر ثورة الغاز الصخري الأمريكية على قطاع البتروكيماويات الخليجي.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 45 (2013/10/8).-- ص. 39-48.

أثر شح إمدادات الغاز الخليجية على صناعة البتروكيماويات.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 55 (2013/12/25) .-- ص. 42-51.

عبدالنبي، مصطفى يعقوب. الأسمدة الكيميائية بين الضرورة والضرر.-- **القافلة**.-- (2013/8 7-).-- ص. 34-37.

غالامبوس، لويس؛ و هيكينو، تاكاشي؛ وزاماني، فيرا. **الصناعة الكيميائية في العالم في عصر ثورة البتروكيميائيات**.-- ترجمة، صباح صديق الدملوجي.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، .591-- ص.

القرعيش، سمير. واقع وآفاق تنمية صناعة البتروكيماويات في الدول العربية.-- **النفط والتعاون العربي**.-- مج. 39، ع. 146 (2013).-- ص. 9-64.

ميرز، روبرت أ. **دليل سيرورات انتاج البتروكيميائيات**.-- ترجمة؛ أيمن الأتاسي.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2012.-- 1120 ص.

البترول

انعقاد مؤتمر النفط والغاز في الكويت.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات لإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 45 (2013/10/8).-- ص. 54-55.

جان، فرانك؛ و كوك، مارك؛ و غراهام ، مارك. **استكشاف الهيدروكربون وانتاجه**.-- ترجمة، جمال أبوديب.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية،2011.734-- ص.

ديفيس، كينيت. س. **ما بعد النفط: منظورا اليه من ذروة هابرت** .-- ترجمة، صباح صديق الدملوجي.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2009 .-- 336 ص.

النفط الصخري: هل يهدد مستقبل النفط التقليدي.-- **الكويتي**.-- ع. 1354 (2013/10).-- ص. 16-21.

هل أصبحت دول أوبك مستعدة لمواجهة ثورة النفط الصخري الأمريكية؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.--ع. 49 (2013/11/17).-- ص. 37-44.

البترول - استكشافات

أثر تطور تقنيات إنتاج النفط على دول الشرق الأوسط.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 54 (12/22/ 2013).-- ص. 40-49.

تغير السرعة السيزمية في مكامن الرمال النفطية الثقيلة خلال عملية الاستخلاص الحراري.-- ترجمة، تركي حمش.-- **النفط والتعاون العربي**.-- مج. 39، ع. 146(2013).-- ص. 65-85.

كيف يمكن تطوير قطاع النفط الكويتي؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 44 (2013/10/2).-- ص. 31-39.

البترول - أسعار

الأحداث السياسية وأسعار البترول: تشابك وتأثير متبادل.-- **البترول**.-- مج. 50، ع. 9-10 (2013).-- ص. 36-37.

هل تتمكن المكسيك من منافسة دول الأوبك في ضوء ارتفاعات أسعار النفط الراهنة؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 41 (2013/9/3).-- ص. 40-47.

أسعار النفط العالمية بين تأثير العوامل الجيوسياسية وإصلاح منظومة دعم الطاقة.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 42 (2013/9/16).-- ص. -38 46.

البترول - إنتاج

مؤشرات منافسة العراق للدول المصدرة للنفط ومشتقاته داخل منظمة أوبك.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 66 (2013/10).-- ص. -34 42.

البترول - شركات

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. **الدور المتنامي لشركات البترول الوطنية وانعكاساته على صناعة النفط في الدول الاعضاء**.-- الكويت: منظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول، 2013.109.-- ص.

البترول -- الجوانب الاقتصادية

سليمان، عاطف. **الثروة النفطية ودورها العربي: الدور السياسي والاقتصادي للنفط العربي**.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2011.-- 256 ص.

الكواري، علي خليفة. **الطفرة النفطية الثالثة وانعكاسات الأزمة المالية العالمية: حالة أقطار مجلس التعاون لدول الخليج العربية**.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2009.-- 431 ص.

وكالة الطاقة الدولية. **ادخار الموارد: تقانات النفط والغاز من أجل أسواق الطاقة المستقبلية**.-- ترجمة؛ مظهر بايرلي.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2011.-- 192 ص.

البترول - تسويق

هل تقود الولايات المتحدة الأمريكية أسواق النفط خلال عام 2014.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.--ع. 48 (2013/11/5).-- ص. 36-43.

البترول - صناعة

أسبوع الصناعات البترولية اللاحقة... الفرص والتحديات، أبوظبي، 12-15 مايو 2013.-- **النفط والتعاون العربي**.-- مج. 39، ع. 146 (2013).-- ص. 113-146.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. **صادرات النفط والغاز الطبيعي من الدول الاعضاء والممرات المائية العالمية للشحنات البترولية**.-- الكويت: منظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول، .-- 88 ص.

البترول - نقل

الصياد، ياسين. نقل النفط والغاز ...لا بديل عن السفن.-- **النفط والتعاون العربي**.-- مج. 39، ع. 146 (2013).-- ص. 87-111.

التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية

أبرز مؤشرات الأنشطة التجارية في الكويت خلال النصف الأول من عام 2013.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 407 (2013/10).-- ص. 14-22

أبرز مؤشرات التجارة الخارجية العربية، 2008-2012.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 407 (2013/10).-- ص. 39-48.

الانعكاسات الإيجابية والسلبية لانضمام اليمن لمنظمة التجارة العالمية.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 55 (2013/12/25).-- ص. 27-37.

قضايا الإغراق ومدى تأثيرها على جودة المنتج والصناعات المحلية.-- **التجارة**.-- مج. 42، ع. 9 (2013/9).-- ص. 18-22.

مراد، ساولي. الانفتاح التجاري وأثره في السياسات المالية والنقدية: دراسة قياسية.-- **المستقبل العربي**.-- .-- ص. 63-82.

مؤتمر الأمم المتحدة للتجارة والتنمية. **تقرير الأمين العام للاونكتاد المقدم الى الاونكتاد الثالث عشر: العولمة التي تقودها التنمية**.-- نيويورك: الأمم المتحدة، 2012.176-- ص.

مؤتمر الأمم المتحدة للتجارة والتنمية. **تقرير التجارة والتنمية، 2012**.-- نيويورك: الأمم المتحدة، 2012.-- 206 ص.

تلوث البيئة وحمايتها

تاليابو، جون. أوسلو تستورد النفايات.-- **البيئة والتنمية**.-- مج، 18، ع. 184-185 (7-2013/8).-- ص. 66-67.

التغير المناخي والتنمية العمرانية.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 407 (2013/10).-- ص. 77-79.

عريشي، عبده عبدالله والشافعي، درويش مصطفى. التلوث الضوئي وفقدان الظلام.-- **القافلة**.-- مج. 5، ع. 5 (2013/10).-- ص. 40-47.

النجار، عبدالهادي. دكاترة البيئة.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 187 (10/2013).-- ص. 18-23.

هلال، نداء. عمليات احتيالية في تجارة الكربون.-- **البيئة والتنمية**.-- مج، 18، ع. 184-185(7-2013/8).-- ص. 68-69.

الوقود البيئي .. وتطلعات المستقبل.-- **عالم المؤسسة**.-- ع. 66 (2013/10).-- ص. 14- 17.

مجلس التعاون لدول الخليج العربية. **الاستعدادات والأدوات القانونية اللازمة لكفالة تنفيذ التشريعات البيئية في دول مجلس التعاون**.-- الرياض: مجلس التعاون لدول الخليج العربية، 2012.184-- ص.

الطاقة

داغر، نبيلة. أوضاع الطاقة في العالم، 2012.-- **البترول**.-- مج. 50، ع. 9-10 (2013).-- ص. 38-39.

شفارتز، مل. **المواد الجديدة: تقاناتها وسيرورات معالجتها وطرائق تصنيعها**.-- ترجمة، حاتم النجدي.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2013.-- 1200 ص.

فانشي، جون ر. **الطاقة: التقنية والتوجهات للمستقبل**.-- ترجمة، عبدالباسط علي صالح كرمان.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية،2011 .-- 796 ص.

الطاقة - اقتصاديات

الاتحاد العربي للكهرباء. **النشرة الإحصائية للاتحاد العربي للكهرباء 2012**.-- عمان: الاتحاد العربي للكهرباء، 2012.24-- ص.

العمر، إبراهيم بن صالح. كفاءة استهلاك الطاقة في المملكة العربية السعودية في ظل المعونات الحكومية غير المباشرة خلال الفترة، 1980-2010م.-- **التعاون**.-- مج. 27، ع. 80 (2013/7).-- ص. 151-192.

فيسر، فلورنتين . كفاءة الطاقة لتنمية البحر الميت.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 188 (2013/11).-- ص. 46-47.

الطاقة - المصادر

إيدا، تتسوناري. خيارات الكهرباء النووية: دروس من فوكوشيما .-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 186 (2013/9).-- ص. 16-21

توجهات الاستثمار في الطاقة المتجددة.-- **البيئة والتنمية**.-- مج، 18، ع. 184-185 (7-2013/8).-- ص. 64-65.

الخطيب، علاء. مصادر غير تقليدية للنفط والغاز.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 187 (10 /2013).-- ص. 52-54.

الخياط، محمد مصطفي . طاقة متجددة لاقتصاد عربي أخضر.-- **البيئة والتنمية**.-- مج، 18، ع. 184-185 (7-2013/8).-- ص. 39-40.

دبابنة، سائد. الخيار النووي الأردني.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 186 (2013/9).-- ص. 22-23.

الزباري، وليد خليل. كيف يحول العرب الطاقة إلى غذاء؟: النفط والماء.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 189 (2013/12).-- ص. 16-20.

سيارات كهربائية لبلدان الخليج.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 189 (2013/12).-- ص. 26-27.

الطاقة من أجل الفقراء.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 188 (2013/11).-- ص. 44-45.

عبدالجليل، ابراهيم؛ العشري، محمد؛ و صعب، نجيب. الطاقة المستدامة في البلدان العربية.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 188 (2013/11).-- ص. 24-36.

القطان، محمد. الطاقة المستدامة في الوطن العربي: التوقعات، التحديات، الخيارات.-- **التقدم العلمي**.-- مج. 83 (2013/12).-- ص. 56-61.

مساهمة المصادر التقليدية والمتجددة في تحقيق أمن الطاقة المغربي.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 46 (2013/10/20).-- ص. 43-51.

مسعود سميح. مؤتمر المنتدى العربي للبيئة والتنمية 2013: دعوة للتحول إلى قطاع

طاقة عربي مستدام.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18،ع. 189 (2013/12).-- ص. 56-75.

الغاز

جعفر، مجيد. دور القطاع الخاص في تطوير الغاز الطبيعي العربي.-- **البيئة والتنمية**.-- مج. 18، ع. 188.-- ص. 56-57.

رياض، سامح محمد رضا. أثر خصائص المراجع الخارجي على إدارة الآرباح في الشركات المساهمة البحرينية.-- **التعاون**.-- مج. 27، ع. 80 (2013/7).-- ص. 112-150.

صناعة الغاز الطبيعي العالمية حتى عام 2018.-- **البترول**.-- مج. 50، ع. 9-10 (2013).-- ص. 40-41.

الغاز الطبيعي في شرق إفريقيا.-- **القافلة**.-- مج. 5، ع. 5 (2013/10).-- ص. 20-25.

كيف يمكن مواجهة أزمة نقص الغاز في دول الخليج؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 43 (2013/9/24) .-- ص. 45-55.

المالية والمالية العامة

أبوالسعود، محمد سيد. تقييم دور صندوقي المئوية والتنمية الصناعية السعودي في دعم المشروعات الصغيرة لتحقيق الأهداف التنموية للمملكة العربية السعودية.-- **التعاون**.-- مج. 27، ع. 80 (2013/7).-- ص. 17-70.

الاستثمار الأجنبي في سلطنة عمان..... الواقع الاقتصادي ومتطلبات التنمية.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 42 (2013/9/16).-- ص. -5 16.

البورصة العربية المشتركة.....بين الواقع والمأمول.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 45 (2013/10/8) .-- ص. 22-32.

تطورات السياسة النقدية والمؤشرات النقدية والمصرفية من خلال التقرير السنوي لبنك الكويت المركزي للسنة المالية 2013/12.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 506(2013/7).-- ص. 17-23.

رؤية استشرافية لتأثير الأزمة السورية على الوضع المالي للإقتصادات الخليجية.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 41 (2013/9/3).-- ص. 5-16.

صبيح، ماجد و محمد، رسلان. دور الأداء المالي والتجاري في استقرار الاقتصاد الكلي الفلسطيني 2000-2010.-- **المستقبل العربي**.-- مج. 36، ع.415 (2013/9).-- ص. 47-66.

علي، عبدالمنعم السيد. **الاتحاد النقدي الخليجي والعملة الخليجية المشتركة**.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2008.191-- ص.

قراءة تحليلية في الوضع المالي للاقتصاد الكويتي في ضوء زيادة صندوق النقد الدولي.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 43 (2013/9/24).-- ص. 5-19.

قراءة تحليلية في واقع الاستثمارات العربية البينية على ضوء الملتقى العربي للاستثمار:«فجوة جاذبية الاستثمار».-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 54 (2013/12/22).-- ص. 25-35.

هل يعني التوصل لرفع سقف الدين الأمريكي إنهاء الأزمة أو تأجيلها؟.-- **المركز الدبلوماسي للدراسات الإستراتيجية: تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 46 (2013/10/20).-- ص. 27-35.

موضوعات أخرى

أوليفا، لورنس م. **أمن تقنية المعلومات: نصائح من خبراء**.-- ترجمة د. محمد مراياتي.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية،2011.208-- ص.

البعلبكي، روحي. **المورد قاموس عربي - انكليزي**.-- بيروت: دار العلم للملايين،2012.1255-- ص.

بودي، زكي بن عبدالعزيز. تجربة المملكة العربية السعودية في محو الأمية بين الواقع والتطلع.-- **التعاون**.-- مج. 27، ع. 80 (2013/7).-- ص. 71-111.

جامعة الدول العربية. **الدورة الخامسة للمجلس الوزاري العربي للمياه - التقرير والقرارات - 2013**.-- القاهرة: جامعة الدول العربية، .572-- ص.

الحريري، جاسم يونس. تأثير الغزو الثقافي والعولمة على دول مجلس التعاون الخليجي وعلاقاتها مع العراق بعد 2013.-- **شؤون عربية**.-- ع. 156 (شتاء/2013).-- ص. 209-240.

الرزو، حسن مظفر. **الجاهزية الالكترونية للبلدان العربية وانعكاساتها المحتملة على فرص تفعيل بيئة اقتصاد المعرفة**.-- بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية، 2012.637-- ص.

سليمان، داليا. المستقبلية والثقافة العلمية: بين أنوار العقل وسؤال النهضة.-- **التقدم العلمي**.-- مج. 83 (2013/12).-- ص. 62-68.

عتيقة، علي احمد. **بين الإرادة والأمل: ذكريات وتجارب حياتية**.-- عمان: دار ورد الأردنية للنشر والتوزيع، 2013.-- 858 ص.

العنائزة، خالد. قصة الألمنيوم من الألف إلى الياء.-- **القافلة**.-- (2013/8-7).-- ص. 26-30 t.

BIBLIOGRAPHY

Prepared by : Omar K. Ateefa
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

Aaronson, Susan Ariel . Is more trade always better? The WTO and human rights in conflict zones.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 47, no. 5 (10/2013).-- p. 1091-1127.

Abdmoulah, Walid; and Laabas, Belkacem. Assessment of Arab export competitiveness in international markets using trade indicators.-- **Journal of Development and Economic Policies**.-- Vol. 15, no. 2 (7/2013).-- p. 5-74.

Ahn, Dukgeun and Lee, Jihong. Understanding non - litigated disputes in the WTO dispute settlement system.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 47, no. 5 (10/2013).-- p. 985-1012.

Brau, Rinaldo and Pinna, Anna Maria. Movements of people for movements of goods?.-- **The World Economy**.-- Vol. 36, no. 10 (10/2013).-- p. 1318-1332.

Camarera, Mariam (et al). EMU and trade revisited: Long-Run evidence using gravity equations.-- **The World Economy**.-- Vol. 36, no. 9 (9/2013).-- p. 1146-1164.

Mahadevan, Renuka and Asafu-Adjaye, John. Unilateral liberalization or trade agreements: Which way forward for the pacific?.-- **The World Economy**.-- Vol. 36, no. 10 (10/2013).-- p. 1355-1372.

Panagariya, Arvind and Bagaria, Nitika. Some surprising facts about the concentration of trade across commodities and trading partners.-- **The World Economy**.-- Vol. 36, no. 9 (9/2013).-- p. 1165-1186.

Smeets, Maarten. Trade capacity building in the WTO: Main achievements since Doha and key challenges.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 47, no. 5 (10/2013).-- p. 1047-1090.

UNCTAD. **Annual report. 2012**.-- New York: United Nations, 2012.--79 p.

UNCTAD. **Review of maritime transport, 2012**.-- New York: United Nations, 2012.--176 p.

UNCTAD. **Trade and development report, 2013**.-- New York:

United Nations, 2013.--149 p.

UNCTAD. **UNCTAD handbook of statistics, 2012**.-- New York: United Nations, 2012.-- 478 p.

Wijkstrom, Erik and McDanels, Devin. Improving regulatory governance: International standards and the WTO TBT agreement.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 47, no. 5 (10/2013).-- p. 1013-1046.

ECONOMICS & DEVELOPMENT

Arctic economics in the 21st century.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 41 (11/10/2013).-- p. 18-19.

Awad, Atif and Yussof, Ishak. Human capital and economic growth: The Sudan case.-- **Journal of Development and Economic Policies**.-- Vol. 15, no. 2 (7/2013).-- p. 75-99.

Construction: Special report.-- **MEED**.-- Vol. 57, no. 39 (27/9/2013).-- p. 27-42.

Davis, E. Philip. Credit cycles and the economy: Introduction .-- **National Institute Economic Review**.-- No. 226 (11/2013).-- p. R1-R21.

Ejrnes, Mette and Hochguertel, Stefan. Is business failure due to lack of effort? Empirical evidence from a large administrative.-- **The Economic Journal**.-- Vol. 123, no. 571 (9/2013).-- p. 791-830.

Jacobs, Justin. China's shale drive stalls.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 80, no. 9 (11/2013).-- p. 28-30.

Japan Statistics Bureau. **Japan statistical yearbook 2014**.-- Tokyo: Ministry of international affairs and communications 2014.--942 p.

Japan Statistics Bureau. **Statistical handbook of Japan 2013**.-- Tokyo: Ministry of international affairs and communications 2013.--201 p.

Japan Statistics Bureau**. Statistical handbook of Japan 2013**.-- Tokyo: Ministry of international affairs and communications 2013.--201 p.

Laborde, David (et al). A global assessment of the economic effects of export taxes.-- **The World Economy**.-- Vol. 36, no. 10 (10/2013).-- p. 1333- 1354.

MEED. **Construction report: In-depth analysis of the booming M.E. projects market**.-- London: MEED, 2013 .--22 p.

MEED. **Saudi Arabia megaprojects 2013**.-- London: MEED, 2013.-- 30 p.

The world economy.-- **National Institute Economic Review**.-- No. 226 (11/2013).-- p. F15-F44.

UNCTAD. **The latest development countries report 2013**.-- New York: United Nations, 2013 .--184 p.

ENERGY

EI New Energy top 100 green utilities.-- **New Energy**.-- Vol. II, no. 39 (9/26/2013).-- p. 1-4Sup.

International Energy Agency. **World energy outlook 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2013.-- 690 p.

Lodhi, Rab Nawaz and Malik, R.K. Impact of electricity shortage on daily routines: A case study of Pakistan.-- **Energy & Environment**.-- Vol. 24, no. 5 (2013).-- p. 701-709.

Petroleum Economist & BG Egypt. **Energy map of Egypt**.-- London: Petroleum Economist, 2013.--V.p.

Roos, Philippe. Global utilities edge toward cleaner energy mix.-- **New Energy**.-- Vol. II, no. 39 (9/26/2013).-- p. 1-2.

Saudi Arabia hints at movement on stalled nuclear new builds .-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxiv, no. 47 (20/11/2013).-- p. 7-8.

Southeast Asian oil, gas producers move slowly on renewable .-- **New Energy**.-- Vol. II no. 47 (21/11/2013).-- p. 5-6.

ENERGY - ECONOMIC ASPECTS

East Africa: Lands of promise.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 80, no. 9 (11/2013).-- p. 32-46.

Ford, Neil. Middle East: The domino effect.-- **Energy Economist**.-- No. 384 (10/2013).-- p. 13-16.

International Energy Agency**. Energy efficiency market report 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2013.--278 p.

International Energy Agency. **Electricity information 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2012.--890 p.

International Energy Agency. **Energy prices and taxes, 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2013.--376 p.

International Energy Agency. **Oil and Energy Trends: Annual statistical review, 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2013.--376 p.

Investment for energy: Looking beyond conventional determinants.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 46 (15/11/2013).-- p. 24-25.

McCracken, Ross. Substitution not shale is the real revolution.-- **Energy Economist**.-- No. 384 (10/2013).-- p. 17-20.

OAPEC. **Energy data for international groups: Based on BP statistical review of world energy 2013**.-- Kuwait: OAPEC , 2013.--216 p.

Ozturk, Ilhan (et al). The causal relationship between energy consumption and GDP in Turkey.-- **Energy & Environment**.-- Vol. 24, no. 5 (2013).-- p. 727-734.

Palle, Angelique. **Regional dimensions to Europe's energy integration**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2013.--21 p.

Robertson, Helen. US energy independence tempered by oil-prices volatility.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 80, no. 9 (11/2013).-- p. 22-23.

Robinson, David. **Chinas growing energy demand: Some international implications**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2013.--44 p.

ENERGY – RESOURCES

International Energy Agency. **Renewables information 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2013 .--500 p.

Kavanagh, Ronan. EU gets in muddle over befoul reform.-- **New Energy**.-- Vol. II, no. 38 (19/9 /2013).-- p.4-5.

Kavanagh, Ronan. Shell narrows focus in pursuit of future fuels.-- **New Energy**.-- Vol. II no. 47 (21/11/2013).-- p. 2-3.

Landry, Mathieu (et al). A methodology for the evaluation of the economic impacts of wind energy projects.-- **Energy & Environment**.-- Vol. 24, no. 5 (2013).-- p. 735-748.

Roos, Philippe. Saudi renewable plan seen taking shape.-- **New Energy**.-- Vol. II no. 47 (21/11/2013).-- p. 1-2.

Saraf, Sunil. **India: Coal import constraints**.-- Energy Economist.-- No. 385 (11/2013).-- p. 5-9.

Washington, Lauren Craft. Pentagon turns focus to green power.-- **New Energy**.-- Vol. II, no. 38 (19/9 /2013).-- p. 1-2.

FINANCE & PUBLIC FINANCE

Campbell, Douglas. Estimating the impact of currency unions on trade: Solving the Glick and Rose puzzle.-- **The World Economy**.-- Vol. 36, no. 10 (10/2013).-- p. 1276-1293

Fiore, Fiorella De and Tristani, Oreste. Optimal monetary policy in a model of the credit channel.-- **The Economic Journal**.-- Vol. 123, no. 571 (9/2013).-- p. 906-931.

Thorbecke, Willem. Investigating China's disaggregated processed exports: Evidence that both the RMB and exchange rates in supply chain countries.-- **The World Economy**.-- Vol. 36, no. 10 (10/2013).-- p. 1245-1260.

GAS

Abu Dhabi moves to avert shortages.-- **World Gas Intelligence** .-- Vol. xxiv, no. 47 (20/11/2013).-- p. 1-2.

CEDIGAZ. **Natural gas in the world 2013**.-- Paris: CEDIGAZ , 2013.--163 p.

Chasing the Asian LNG arbitrage.-- **Energy Economist**.-- No. 385 (11/2013).-- p. 10-13.

China needs shale gas reform.-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxiv, no. 48 (27/11/2013).-- p. 2-3.

Chinese demand and tighter supply push up prices.-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxiv, no. 48 (27/11/2013).-- p. 7-8.

Evans, Damon. LNG traders line up for Asian hub.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 80, no. 9 (11/2013).-- p. 14-15.

Gao, Fan. **Will there be a shale gas revolution in China by 2020**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2012.-- 42 p.

Indian gas shortfall set to widen.-- **World Gas Intelligence** .--Vol. xxiv, no. 42 (18/10/2013).-- p. 1-2.

International Energy Agency. **Gas medium-term market report 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2013.--170 p.

International Energy Agency. LNG: Prices jump in Asia ahead of winter buying, hold in Europe.-- **World Gas Intelligence** .-- Vol. xxiv, no. 38 (18/9/2013).-- p. 7-8.

International Energy Agency. **Natural gas information 2013**.-- Paris: OECD/IEA, 2013.--655 p.

Iran targets Oman as future gas export hub.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 45 (8/11/2013).-- p. 8-9.

Kuwait banks more heavily on LNG.-- **World Gas Intelligence** .-- Vol. xxiv, no. 43 (23/10/2013).-- p. 1-2.

PennWell. **Worldwide gas processing survey, 2013**.-- Tulsa, OK: PennWell Coo., 2013.--V.p.

Petrovich, Beatrice. **European gas hubs: How strong is price correlation?**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2013.--63 p.

Summer heat lights Asian demand fire.-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxiv, no. 41 (9/10/2013).-- p. 6-7.

Towards an efficient LNG market in the Asia-Pacific.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 46 (15/11/2013).-- p. 18-19.

Towards an efficient LNG market in the Asia-Pacific.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 45 (8/11/2013).-- p. 18-19.

US natural gas price floor may head down.-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxiv, no. 40 (2/10/2013).-- p. 6-7.

WGI revises down price estimates.-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxiv, no. 42 (18/10/2013).-- p. 6-7.

PETROCHEMICALS

Gulf petchem firms eye additions to busy projects schedule.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 44 (1/11/2013).-- p. 10-11.

PETROLEUM

Baghdad caught in North-South pincer as Basra oil heartland seeks autonomy.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 45 (8/11/2013).-- p. 2-4.

Basra in turmoil as oil services firms retreat following violence.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 46 (15/11/2013).-- p. 2-3.

The Geneva nuclear accord and Iranian oil.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 48 (29/11/2013).-- p. 11-13.

Oil & gas: Special report.-- **MEED**.-- Vol. 57, no. 37 (13/9/2013).-- p. 27-36.

OPEC. **World oil outlook, 2013**.-- Vienna: OPEC, 2013.-- 346 p.

PennWell. **Oil & gas journal data book, 2012**..-- Tulsa, OK: PennWell Coo. 2012.-- V.p.

Strategies et Politiques Energetiques(SPE). **Arab oil & gas directory, 2013**.-- Paris: SPE, 2013 .-- V.p.

PETROLEUM - COMPANIES

Algeria reaches out to IOCs with improved terms and shale ambitions.-- **MEES.**-- Vol. 56, no. 44 (1/11/2013).-- p. 2-3.

De Margerie, Christophe. De Margerie upbeat on Total's strategic options.-- **Petroleum Intelligence Weekly**.-- Vol. LII, no. 40 (7/10/2013).-- p. 6-7.

Egypt touts block awards but IOC debts mount.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 45 (8/11/2013).-- p. 5-6.

Gavin, James. Cairo looks to ease IOC pain.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 80, no. 9 (11/2013).-- p. 8-9.

Global Data. **Saudi Arabian oil company analysis across the oil and gas value chain report**.-- London: Global Data, 2013.--320 p.

Jacobs, Justin. Breaking up big oil?.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 80, no. 9 (11/2013).-- p. 10-12.

Libya: IOCs look to the exits as instability hits their bottom line.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 45 (8/11/2013).-- p. 7-8.

McCracken, Ross. IOCs' return to organic growth.-- **Energy Economist**.-- No. 385 (11/2013).-- p. 20-24.

Mexico opening up to foreign oil companies?.-- **CGES: Industry Watch**.-- (8/2013).-- p. 1-3.

PIW ranks the world's top 50 oil companies.-- **Petroleum Intelligence Weekly**.-- Vol. LII no. 46 (18/11/2013).-- p. 1-3 Supp.

PETROLEUM – ECONOMIC ASPECTS

Alom, Fardous(et al). Macroeconomic effects of world oil and food price shocks in Asia and pacific economies: Application of SVAR models.-- **OPEC Energy Review**.-- Vol. xxxvil, no. 3 (9/2013).-- p. 327-372.

Oil theft in Nigeria -- no easy solutions.-- **Petroleum Intelligence Weekly(PIW)**.-- Vol. LII, no. 38 (9/23/2013) .-- p. 6-7.

Market buffeted by ambiguous events.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xvill, no. 11 (11/2013).-- p. 6-7.

Matar, Walid (et al). An introduction to oil market volatility analysis.-- **OPEC Energy Review**.-- Vol. xxxvil, no. 3 (9/2013).-- p. 247-269.

PETROLEUM - INDUSTRY

ICD Research. **Global oil and gas survey 2013 - 2014**.-- London: ICD Research, 2013.--165 p.-- 665.6: 331 GLO.

Kuwait's oil & gas transformation: Is strong leadership enough? .-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 38 (20/9 /2013).-- p. 5-6.

MEED. **Engineering procurement & construction in the Middle East oil & gas market outlook, 2013**.-- London: MEED, 2013.--18 p.

MEED. **Oil and gas report: In-depth analysis of the M.E. energy sector**.-- London: MEED, 2013 .--22 p.

Millington, Dinara. Full steam ahead--Canadian oil sands experience.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 35, no. 7 & 8 (7 & 8/ /2013).-- p. 6-12.

PETROLEUM - MARKETING

Henderson, James. **Tight oil developments in Russia**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2013.--22 p.-- 665.6 (47) TIG.

Sen, Amrita. **US tight oils: Prospects and implications**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2013.--34 p.-- 665.6 (73) UNI.

PETROLEUM - PRICES

Fattouh, Bassam and Sen, Amrita. Diesel pricing reforms in India-a perspective on demand.-- **Oxford Energy Comment**.-- (9/2013).-- p. 1-24.

High oil prices drive wealth funds.-- **MEED**.-- Vol. 57, no. 37 (13/9/2013).-- p. 24-25.

Kuwait sticks to 4mn b/d 2020 target, but questions remain.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 41 (11/ 10/2013).-- p. 2-3.

Nwachukwu, Maxwell U(et al). Empirical analysis of fuel price and subsidy reform in Nigeria.-- **OPEC Energy Review**.-- Vol. xxxvil, no. 3 (9/2013).-- p. 314-326.

Why did the price of oil rise from below $30/bbl to above $145/bbl in the mid-2000s.-- **CGES: Quarterly Oil Supply Report**.-- (9/2013).-- p. 11-14.

PETROLEUM - PRODUCTION

Ghaffari, Mohammad Reza. Implications of US tight oil production for OPEC policy and market share.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 35, no. 7 & 8 (7 & 8/ /2013).-- p. 2-6.

Iraq bracing for another fall.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 38 (20/9 /2013).-- p. 2-4.

Libya: Light at end of tunnel as losses hit $7.5bn.-- **MEES**.-- Vol. 56, no. 38 (20/9 /2013).-- p. 6-7.

Non-Opec surge puts onus on Saudis.-- **Petroleum Intelligence Weekly**.-- Vol. LII, no. 47 (25/11/2013).-- p. 3-4.

OPEC oil production.-- **CGES: Quarterly Oil Supply Report**.-- (9/2013).-- p. 15-18.

PennWell. **Production projects worldwide**.-- Tulsa, OK: PennWell Coo., 2012 .-- V.p.

Rising competition weighs on margins.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. XVILL no. 11 (11/2013).-- p. 1-3.

PETROLEUM - REFINING

PennWell. **Worldwide refinery complexity analysis, 2013**.-- Tulsa, OK: PennWell Coo., 2013 .-- V.p.

PETROLEUM - SUPPLY AND DEMAND

Fattouh, Bassam. Summer again: The swing in oil demand in Saudi Arabia.-- **Oxford Energy Comment**.-- (7/2013).-- p. 1-8.

PETROLEUM - TRANSPORTATION

Gao, Fan. **World oil tanker trends, 2013**.-- London: SSY Consultancy & Research Ltd, 2013.--77 p.

PETROLEUM- EXPLORATION

Balhasan, Saad A (et al). Modifying the Libyan fiscal regime to optimize its oil reserves and attract more foreign capital part

2: application to CO2-EOR project in Libya.-- **OPEC Energy Review**.-- Vol. xxxvil, no. 3 (9/2013).-- p. 279-313.

Major recent discoveries.-- **CGES: Quarterly Oil Supply Report**.-- (9/2013).-- p. 4-7.

POLLUTION & ENVIRNMENTAL PROTECTION

Bretschger, Lucas. Climate policy and equity principles: Fair burden sharing in a dynamic world.-- **Environment and Development Economics**.-- Vol. 18, no. 5 (10/2013).-- p. 517-536.

ESCWA. **Compendium of environment statistics in the Arab region, 2012-2013**.-- New York: United Nations, 2013 .--105 p.

Yokoo, Hide-Fumi. Global reuse and optimal waste policy.-- **Environment and Development Economics**.-- Vol. 18, no. 5 (10/2013).-- p. 595-614.

MISCELLANEOUS

BC Insight. **Fertilizer industry directory, 2013**.-- London: BCInsight, 2013.-- 143 p.

Librairie Orientale. **Al-Mounged: English-Arabic**.-- Beirut: Librairie Orientale, 2012 .-- 996 p.

MEED. **Middle East rail projects 2013**.-- London: MEED, 2013.--26 p.

OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 39 Issue 147 Autumn 2013

Editor - in - Chief
Abbas Ali Al-Naqi

Deputy Editor - in - Chief
Abdul Kareem Kh. Ayed

Managing Editor
Aissa Siouda

EDITORIAL BOARD

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 15 - 40 pages (soft copy) . Arab contributors are expected to write in Arabic.
3. 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 2 - 3 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.
4. 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).
5. If the research has previously been presented at a conference or been published in another language, a note should be stated, giving the conference name, place, and dates, or the journal name, date, and volume/issue numbers, and the foreign language title of the article.
6. ***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.

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 5 copies of the issue in which it appears.

Articles should be directed to

Mr the Editor -in -Chief, Oil and Arab Cooperation,
OAPEC P.o.Box 20501 Safat, 13066 State of Kuwait.

Tel: (00965) 24959000 or 24959728
Fax: (00965) 24959747
E-mail: oapec@oapecorg.org
Website: www.oapecorg.org

OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 39 Issue 147 Autumn 2013

Contents

Articles

Development of the Petroleum Industry In Arab Countries, Current and Future Perspective (1 from 2) 9

Abstract in English 6

Emad Makki

The growing role of National Oil Companies and its impact on Energy Industry in OAPEC Member Countries 89

Abstract in English 8

El Tahar Elzitoni

Offshore Exploration & Production and their Role in Developing Oil and Gas Reserves 185

Abstract in English 9

Torki Al Hemsh

Report

"Prospects of Natural Gas Industry Developments"... Current, Challenges and Opportunities 295

Bibliograpy

Arabic 341

English 11

ABSTRACT

Development of the Petroleum Industry In Arab Countries, Current and Future Perspective (1 from 2)

Emad Makki *

The petroleum refining industry plays a significant role in the economy of Arab countries. It provides the most important resource of energy which keep the country moving.

Like at many part of the world, the refining industry in Arab countries is under considerable pressure. The Arab refineries needs heavy investments for improving the environmental features of the fuels it produces and reducing direct emissions to the environment.

The main purpose of this study is to examine the reasons behind the main challenges facing the refining industry in Arab countries, address the necessary measures needed for improving the operational performance and bringing the Arab refineries into a new era of prosperity.

The study is structured in three chapters, the first section reviews the historical development stages of petroleum refining sector in OAPEC members and the other non-OAPEC Arab countries, the challenges facing its operation and the correction measures taken to eliminate the impacts of these challenges.

The second chapter gives an overview of the Arab refining industry. It discusses the challenges facing the refining industry in Arab countries, analyze the impacts of these challenges on the performance and the profitability of the petroleum refineries.

* Petroleum Senior Expert , Refining Industry, Technical affairs Department, OAPEC, Kuwait.

To meet these challenges, most of Arab refiners announced plans to install new refineries, in attempt to improve the ability to produce clean fuel according to the international standards, meet the growing local market demand of petroleum products and enhance its competitiveness in the international markets.

In addition to installing new refineries, most of the Arab existing refineries will be revamped and upgraded, so that they do operate properly and become commercially viable.

The third chapter discusses in more details the development of key issues and challenges facing the refining industry in each Arab country. It also contains information about the current refining capacity and forecast for future expansion projects.

Finally, as noted in the conclusion of this study, although much progress has been made in recent years for improving the performance of the refining industry in Arab countries, there is a significant need for much more measures to be taken for improving its competitiveness to match the international level.

Abstract

The growing role of National Oil Companies and its impact on Energy Industry in OAPEC Member Countries

El Taher El Zetoni*

While the role of the state is declining in nearly every sector of world economic activity, the pattern in energy sector, in general, and in petroleum sector, in particular, is quite different.

The growing role of National Oil Companies (NOCs), Globally and Locally, confirms indubitably that the state role in energy resources management and planning will remain exist in the foreseeable future and might beyond

The new millennium Witnessed a rising significance of NOCs, progressing at a steady pace to draw new features to the global oil industry and taking advanced positions in world petroleum companies ranking, led by the ambition to expand their presence overseas.

This study aims to shed light on the growing role of National Oil Companies and its impacts on the oil industry in OAPEC Member Countries. The study divided into seven main parts , the first part is devoted to give an overview of the historical development of the national oil companies , the second part addresses the ranking of international oil companies using six operational criteria, where the third part addresses ranking of international oil companies using financial performance. The fourth part gives an overview of National Oil Companies in OAPEC Member Countries , the fifth part introduces the prerequisites for a successful performance of NOCs , the sixth part aims to shed light on the most important challenges and opportunities facing the National Oil Companies in the world today , while the seventh and the last part summarizes the outcomes of the study and draw some conclusions.

* Energy Analyst , Economics Department, OAPEC, Kuwait.

Abstract

Offshore Exploration & Production and their Role in Developing Oil and Gas Reserves

Torki El Hemsh *

The study covered the history and present-day of offshore exploration and production, and the role they are playing in securing global energy demand in the light of scarcity of giant discoveries that are the main contributor to the world reserves. The study featured different examples either from the Arab region or other territories.

On the other hand, the study highlighted the potential risks of offshore petroleum activities such as environmental issues, technical obstacles, and the effect of isolated working- conditions on the staff. Some light was shed on the economics by going through diverse development costs and the factors affecting them.

It includes four chapters:

Chapter 1: defined the offshore drilling, classification of rigs, history of exploration and production and the reasons behind successful operations.

Chapter 2: reviewed the evolution of world oil and gas reserves and production, and the drop in the number of onshore giant discoveries and its real effect on world reserves. This chapter shed light on some offshore oil and gas discoveries, and some of the fields that were brought to production in 2012.

* Petroleum Expert, Drilling & Production Technical affairs Department, OAPEC, Kuwait.

Chapter 3: pointed up the key Arab and international offshore projects like Karan and Manifa in Saudi Arabia, Perdido in the GOM, Jubilee offshore Ghana, and others. Special attentions was paid to Brazil subsalt projects.

Chapter 4: focused on the offshore drilling risks and the cost of deepwater- fields development. The UK continental shelf was taken as a case study with focus of the history of exploration and production, total expenditure, taxation, capital investment on developments, operating costs and drilling activities.

Conclusions and summary emphasized the essential points discussed in the study.

OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 39 Issue 147 Autumn 2013

Articles

Development of the Petroleum Industry in Arab Countries, Current and Future Perspective

Emad Makki

The growing role of National Oil Companies and its impact on Energy Industry in OAPEC Member Countries

El Tahar El Zetoni

Offshore Exploration & Production and their Role in Developing Oil and Gas Reserves

Torki Al Hemsh

Report

"Prospects of Natural Gas Industry Developments"... Current, Challenges and Opportunities

Bibliography: Arabic & English

Refereed Journal Published Quarterly by the Organization of Arab Petroleum Exporting Countries (Oapec)