النفط والتعاون العربي

المجلد الأربعون 2014 العدد 150

الأبحاث

آفاق صناعة تكرير النفط في العالم (الجزء الأول)

عماد مكي

واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية (الجزء الأول)

وائل حامد عبد المعطي

البيبليوغرافيا : العـــربيـــة - الإنكليزية

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

النفط والتعاون العربي

الاشتراك السنوي : **4** أعداد (ويشمل أجور البريد)

البلـدان العـربيـة

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

الاشتراكات باسم : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

جميـع حقـوق الطبـع محفوظـة ولا يجـوز إعـادة النـشر أو الاقتبـاس مـن دون إذن مسبق من الأمانة العامة لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول.

النفط والتعاون العربي

المجلد الأربعون العدد 150

رئيس التحرير

عباس علي النقي

نائب رئيس التحرير

عبد الكريم عايد

هيئة التحرير

أسامة الجمالي

مأمون عبسي حلبي

عاطف الجميلي

سعد عكاشة

أحمد الكواز

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 24959779-00965
الفاكس: 24959755 - 00965
البريد الالكتروني oapec@oapecorg.org
موقع الأوابك على الانترنت www.oapecorg.org

النفط والتعاون العربي

المجلد الأربعون العدد 150

الأبحاث

آفاق صناعة تكرير النفط في العالم (الجزء الأول)

عماد مكي 7

واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية (الجزء الأول)

وائل حامد عبد المعطي 109

البيبليوغرافيا

عربية 249

انجليزي 7

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

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

البحث الأول

آفاق صناعة تكرير النفط في العالم

الجزء الأول

عماد مكـــي *

لقد تم نشر هذه الدراسة في عام 2014 ضمن سلسلة للدراسات التي تصدرها الأمانة العامة، وتم نشرها للفائدة العامة

* خبير أول تكرير – إدارة الشؤون الفنية – أوابك – الكويت

ملخص

تهدف هذه الدراسة إلى إلقاء الضوء على أهم الملامح التي مرت بها صناعة تكرير النفط، والصعوبات التي اعترضت مسيرتها في مناطق العالم الرئيسية، وهي آسيا الباسيفيك وأمريكا الشمالية، وأوروبا الغربية وأوروبا الشرقية وأمريكا الجنوبية والشرق الأوسط، وأفريقيا، مع الإشارة إلى الإجراءات التي اتخذت لتمكين المصافي من التكيف مع تلك الصعوبات، وذلك لاستخلاص الدروس والعبر التي تمكن القائمين على هذه الصناعة من اختيار الحلول المناسبة لمواجهة الانعكاسات السلبية للتحديات والصعوبات التي تعترضها حالياً والمحتمل وقوعها في المستقبل، وذلك من خلال الإجابة على التساؤلات التالية:

- ما هي أهم الملامح الرئيسية التي مرت بها صناعة التكرير في العقود الماضية على مستوى العالم، وكيف ساهمت في تحديد مسارها وبنيتها؟
- ما هي التحديات التي تواجه صناعة تكرير النفط في مناطق العالم، وما هي الحلول المتبعة للتغلب على هذه التحديات والحد من انعكاساتها السلبية؟
- هل يمكن اتباع سياسة موحدة لتطوير صناعة التكرير تصلح في كافة الظروف وتناسب جميع مناطق العالم؟
- ما طبيعة التطورات المستقبلية التي ستشهدها صناعة تكرير النفط في مناطق العالم وانعكاساتها على ميزان العرض والطلب على المشتقات النفطية.

لمحة تاريخية عن تطور صناعة تكرير النفط في العالم

انطلقت بداية صناعة تكرير النفط في كندا عام 1846 عند اكتشاف عملية إنتاج كيروسين الإنارة من الفحم، وبعد تطور عمليات اكتشاف النفط بكميات كبيرة تم بناء أول مصفاة لتكرير النفط في روسيا عام 1856، ثم في الولايات المتحدة الأمريكية عام 1859. تحققت بعد ذلك تطورات هامة في الأربعينات وحتى بداية السبعينات من القرن العشرين إلى أن وصل إجمالي الطاقة التكريرية في عام 1981 إلى أقصى قيمة وصلت إليها بتأثير ارتفاع معدل النمو الاقتصادي، وتنامي الطلب على المشتقات النفطية في الأسواق العالمية.

ومع ظهور الأزمة التي أصابت الاقتصاد العالمي في منتصف الثمانينات تم إغلاق العديد من المصافي الصغيرة الحجم ذات المردود المنخفض لعجزها عن المنافسة، أما المصافي الكبيرة فقد ركزت جهودها على تطبيق برامج تحسين الأداء والربحية، وذلك من خلال رفع طاقة العمليات التحويلية التي تتكون من عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين والمعالجة الهيدروجينية وعمليات تكسير المخلفات الثقيلة، كما برز الاهتمام في تلك الفترة بتطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة، واستخدام التقنيات المتطورة التي تمكنها من إنتاج الوقود النظيف، وتخفيض طرح الملوثات إلى البيئة.

شهدت صناعة تكرير النفط في العقدين الماضيين استمرار التوجه نحو التوسع في طاقة العمليات التحويلية التي تتكون من عمليات المعالجة الهيدروجينية، وعمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين وذلك حتى تتمكن من تلبية متطلبات المعايير الخاصة بتخفيض مستوى الكبريت في المنتجات النفطية، وتحسين الرقم الأوكتاني للغازولين لتمكين المصافي من إنتاج الوقود النظيف، وتلبية متطلبات المعايير الخاصة بمواصفات المنتجات النفطية.

شهدت صناعة تكرير النفط خلال العقود الماضية العديد من التطورات، وذلك بتأثير دوافع عديدة أهمها:

- تلبية متطلبات التشريعات البيئية ومعايير مواصفات المنتجات النفطية، وتحسين قدرة المصفاة على إنتاج الوقود النظيف.
- تعديل هيكل الإنتاج بما يتناسب مع هيكل الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية والعالمية.
- تمكين المصافي من تكرير النفوط الثقيلة والحامضية للاستفادة من فارق السعر لتحسين ربحية المصفاة.
- تحسين الأداء والربحية لمواجهة المنافسة الشديدة.
- تعزيز التعاون بين شركات النفط العالمية والوطنية في الدول النامية في مجال تنفيذ مشاريع عملاقة كمنطقة الشرق الأوسط والصين والهند، مدفوعة بهدف تقاسم المخاطر وتبادل الإمكانيات التي يمتلكها كل شريك.
- سعي الحكومات إلى تحفيز شركات القطاع الخاص للمشاركة في المشاريع الاستثمارية في صناعة التكرير.

تطورات صناعة تكرير النفط في العالم: الحاضر والمستقبل

وصل إجمالي الطاقة التكريرية في العالم بداية عام 2014 إلى 90852 ألف ب/ي، وعدد المصافي العاملة 647 مصفاة.

تعود ملكية أكثر من نصف مصافي النفط في العالم إلى خمس وعشرين شركة تكرير رئيسية، عالمية ووطنية، تأتي في مقدمتها شركة إكسون موبيل الأمريكية (ExxonMobil)، تليها شركة رويال دوتش شل الهولندية (Royal Dutch Shell)، وفي المرتبة الثالثة تأتي شركة سينوبك الصينية (Sinopec)، ثم شركة بريتش بتروليوم (Britsh Petroleum) في المرتبة الرابعة، وفي المرتبة الخامسة تأتي شركة أرامكو السعودية.

يختلف نوع وحجم مصافي النفط من منطقة لأخرى، فقد بلغ عدد المصافي التحويلية 471 مصفاة بنسبة تزيد عن 73% من إجمالي عدد مصافي النفط في العالم بداية عام 2014، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 92 مصفاة بنسبة 14%. أما مصافي التقطير البسيطة فبلغ عددها 84 مصفاة بنسبة 13%.

ومن حيث الحجم فقد بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 153 مصفاة بنسبة 23% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في العالم بداية عام 2014، كما بلغ عدد المصافي المتوسطة الحجم، التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي 232 مصفاة بنسبة 36%، وعدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها بين 50-100 ألف ب/ي 115 مصفاة، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها عن 50 ألف ب/ي 147 مصفاة، بنسبة 23% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في العالم بداية عام 2014.

تواجه صناعة التكرير في العالم العديد من الصعوبات والتحديات التي يتوقع أن يكون لها دور كبير في تحديد مسار التطورات المستقبلية لهذه الصناعة، يأتي في مقدمتها تراجع الطلب على المنتجات النفطية في العديد من مناطق العالم، وعدم اليقين الذي يكتنف بيانات الاستهلاك، وتغير هيكل الطلب على المنتجات، وتوجه بعض الحكومات إلى دعم إنتاج الوقود الحيوي. إضافة إلى أعباء تلبية متطلبات التشريعات البيئية الخاصة بتخفيض نسبة الكبريت في المشتقات، وتدهور جودة النفط الخام المنتج.

تختلف الإجراءات المتبعة لتطوير صناعة التكرير في كل منطقة من مناطق العالم تبعاً لعوامل عديدة، أهمها حاجة البلد إلى تلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية، ومدى توفر التمويل اللازم لإنشاء المشاريع الجديدة، ومدى الاهتمام بتحسين ظروف حماية البيئة من التلوث. وتشير التوقعات إلى أن إجمالي الطاقة التكريرية لمصافي العالم سيزداد بحوالي 8570 ألف ب/ي في الفترة (2012-2018)، وستأتي

معظم هذه الزيادة من منطقتي آسيا الباسيفيك والشرق الأوسط، من خلال إنشاء مصاف جديدة أو توسيع المصافي القائمة.

من جهة أخرى يتوقع أن تستمر عمليات إغلاق وبيع مصافي النفط في الدول الصناعية، وخاصة أوروبا الغربية وأمريكا الشمالية وبعض دول آسيا الباسيفيك، كاليابان وأستراليا.

تطورات صناعة تكرير النفط في آسيا الباسيفيك

يبلغ إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة آسيا الباسيفيك 26400 ألف ب/ي بنسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم بداية عام 2014، وعدد المصافي العاملة 164 مصفاة.

تأتي منطقة آسيا الباسيفيك في مقدمة مناطق العالم من حيث معدل نمو الطاقة التكريرية، مدفوعة بتنامي الطلب المحلي على المنتجات النفطية. وعلى الرغم من التوسع الكبير في الطاقة التكريرية الذي شهدته منطقة آسيا الباسيفيك في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين، وخاصة في الصين والهند، فقد شهدت بلدان أخرى إغلاق العديد من المصافي، وذلك لأسباب مختلفة، منها ما يعود إلى انخفاض الطلب المحلي على المنتجات البترولية مثل اليابان، ومنها ما يعود إلى قدم المصفاة وضعف كفاءتها أو صغر حجمها.

شهدت مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك تطورات هامة في أدائها التشغيلي خلال العقدين الماضيين، حيث ارتفعت طاقة العمليات التحويلية المكونة من عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين، والمعالجة الهيدروجينية، وتكسير المخلفات الثقيلة، بشكل متوافق مع ارتفاع الطاقة التكريرية، وذلك لتعديل هيكل الإنتاج بما يتناسب مع التغير في هيكل الطلب المحلي على المنتجات النفطية، وتمكين المصافي من تكرير النفوط الخام الثقيلة المستوردة من منطقة الشرق الأوسط التي تتميز باحتوائها على نسب مرتفعة من الكبريت.

تواجه مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك مشكلة تغير هيكل الطلب على المشتقات النفطية، حيث ارتفعت نسبة الطلب على المنتجات الخفيفة والمتوسطة في العقدين الماضيين، بينما انخفضت على المنتجات الثقيلة، ويعود السبب الرئيسي لهذا التغير إلى التوجه نحو تخفيض استخدام الوقود الثقيل الحاوي على نسبة مرتفعة من الكبريت، وذلك لتلبية متطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث.

كما يتوقع استمرار نمو الطلب على المنتجات النفطية في منطقة آسيا الباسيفيك، وستستحوذ على أكثر من 80% من إجمالي نمو الطلب العالمي في العقدين القادمين.

تتجه دول منطقة آسيا الباسيفيك إلى اعتماد معايير متوافقة مع المعايير الأوروبية، فقد بدأت شركات التكرير منذ العقدين الماضيين بتطوير المصافي لخفض انبعاثاتها، وتحسين مواصفات المنتجات بما يتوافق مع المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث.

تشهد صناعة التكرير في منطقة آسيا الباسيفيك نهضة كبيرة في مشاريع توسيع الطاقات التكريرية، وذلك من خلال إنشاء 31 مصفاة جديدة بحلول 2018 تتركز معظمها في الصين والهند.

تطورات صناعة تكرير النفط في أمريكا الشمالية

تأتي منطقة أمريكا الشمالية في المرتبة الثانية في قائمة مناطق العالم بعد آسيا الباسيفيك، بطاقة تكريرية قدرها 21748 ألف ب/ي ونسبة 24% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 148 مصفاة في بداية عام 2014.

استمرت ظاهرة إغلاق مصافي النفط التي بدأت في مطلع عقد الثمانينات من القرن الماضي في منطقة أمريكا الشمالية، وخاصة في الولايات المتحدة الأمريكية التي انخفض فيها عدد المصافي من 320 مصفاة عام 1980 إلى 125 مصفاة في بداية عام 2014.

معظم مصافي النفط في منطقة أمريكا الشمالية ذات طاقة تكريرية من الحجم الكبير والمتوسط، كما تحتل المرتبة الأولى في العالم من حيث ارتفاع طاقة عمليات تحويل المخلفات الثقيلة إلى مشتقات خفيفة عالية الجودة، مدفوعة بتحسين ربحية المصافي وتعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع هيكل الطلب على المشتقات النفطية، وخاصة بعد انخفاض الطلب على المنتجات الثقيلة نتيجة التشريعات البيئية الصارمة التي تحظر حرق الوقود الحاوي على نسب مرتفعة من الكبريت والشوائب الملوثة للبيئة. كما ساهم التطور التكنولوجي في دول أمريكا الشمالية في نضوج هذه الصناعة، ويلاحظ أن تطور طاقة العمليات التحويلية اللاحقة في العقدين الماضيين كان طفيفاً باستثناء طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية، نظراً لبلوغها مستويات عالية من درجة التعقيد منذ عقود.

واجهت مصافي النفط في منطقة أمريكا الشمالية مشكلة تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية في العقدين الماضيين، كما يتوقع استمرار تراجع معدل الطلب في العقدين القادمين.

تأتي منطقة أمريكا الشمالية، وخاصة الولايات المتحدة الأمريكية في المرتبة الثانية بعد أوروبا الغربية من حيث صرامة معايير مواصفات المنتجات النفطية بما يتوافق مع الاهتمام بحماية البيئة من التلوث، مما يضيف أعباء كبيرة على شركات تكرير النفط لتلبية متطلبات تلك المعايير.

تطورات صناعة تكرير النفط في أوروبا الغربية

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة أوروبا الغربية 14407.4 ألف ب/ي، وتأتي في المرتبة الثالثة بنسبة 16% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي العاملة 93 مصفاة.

شهدت أوروبا الغربية في العقدين الماضيين إغلاق العديد من المصافي لأسباب مختلفة يعود معظمها إلى تراجع الطلب على المنتجات النفطية، وتزايد شدة

المنافسة، والتوجه نحو استخدام الوقود البديل، إضافة إلى أسباب أخرى فنية تتعلق بضعف كفاءة المصفاة وارتفاع تكاليف التشغيل والصيانة.

معظم مصافي النفط في أوروبا الغربية ذات طاقة تكريرية من الحجم الكبير والمتوسط ، كما أنها تتميز بارتفاع درجة تعقيدها لاحتوائها على طاقات عالية من العمليات التحويلية اللاحقة، مما يمكنها من إنتاج مشتقات نفطية ذات جودة عالية من حيث مطابقتها لمتطلبات المعايير البيئية.

واجهت مصافي النفط في أوروبا الغربية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، وخاصة وقود الديزل، وانخفاضه على الغازولين وزيت الوقود في العقدين الماضيين، وقد أدى هذا التغير إلى حدوث تباين في ميزان إنتاج واستهلاك بعض المنتجات النفطية، ولكنه بقي طفيفاً، ويعود ذلك إلى قدرة المصافي على التحكم بنوعية المنتجات وسياسة توجيه الاستهلاك لتحقيق التوازن بين العرض والطلب.

من جهة أخرى يتوقع استمرار تراجع معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أوروبا الغربية في العقدين القادمين، وذلك نتيجة سياسة دعم وتشجيع الوقود الحيوي، وتطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة وتحسين كفاءة استخدامها في محركات وسائل النقل، وسيبقى معدل الطلب على كل من الغازولين والديزل ثابتاً، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود بشكل ملحوظ.

تتصدر أوروبا الغربية المرتبة الأولى في العالم من حيث صرامة معايير مواصفات المنتجات البترولية بما يتوافق مع الاهتمام بحماية البيئة من التلوث، وقد تدرجت عملية إصدار تشريعات مواصفات المنتجات في عدة مراحل منذ تسعينات القرن الماضي إلى أن وصلت إلى مرحلة متقدمة في عام 2009.

تطورات صناعة تكرير النفط في أوروبا الشرقية

تبلغ الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية 9810.4 ألف ب/ي بنسبة 11% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 84 مصفاة بداية عام 2014.

تعاني صناعة النفط في معظم دول أوروبا الشرقية من ضعف ربحيتها بسبب قدمها، وصغر حجمها، واعتمادها على تلبية الطلب المحلي، باستثناء مصافي روسيا التي خصص العديد منها لتصدير المشتقات إلى الأسواق الخارجية. وقد ساهمت مشاريع التطوير المستمرة في المحافظة على استمرار عمل هذه المصافي.

واجهت مصافي النفط في أوروبا الشرقية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، والغازولين، وانخفاضه بشكل حاد على زيت الوقود، ولم يترافق ذلك مع تغير في هيكل الإنتاج، حيث يلاحظ وجود فائض في زيت الوقود وعجز في المقطرات الوسطى والغازولين، وذلك بسبب قدم معظم المصافي وصعوبة تطويرها.

تختلف دول أوروبا الشرقية عن جارتها الغربية من حيث مواصفات المنتجات النفطية، وذلك بسبب تبعية معظم المصافي إلى القطاع العام، وغياب التشريعات البيئية الناظمة لمواصفات المنتجات.

تتركز مشاريع تطوير صناعة التكرير في أوروبا الشرقية وإنشاء المصافي الجديدة في كل من روسيا وكازاخستان وتركمانستان، وذلك لتعزيز القيمة المضافة للنفط المنتج من خلال تصدير المنتجات النفطية بدلاً من تصدير النفط الخام، وتلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية، وخاصة الغازولين والديزل، إضافة إلى تعديل هيكل إنتاج مصافي النفط لرفع نسبة المنتجات الخفيفة على حساب الثقيلة بما يتوافق مع هيكل الطلب في السوق المحلية ومتطلبات أسواق التصدير الخارجية.

تطورات صناعة تكرير النفط في الشرق الأوسط

تبلغ الطاقة التكريرية في دول منطقة الشرق الأوسط 8545.4 ألف ب/ي بنسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 49 مصفاة بداية عام 2014.

صممت معظم مصافي النفط في منطقة الشرق الأوسط بشكل أساسي لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية، أما في الدول المصدرة للبترول التي تمتلك احتياطيات ومعدلات إنتاج عالية، مثل المملكة العربية السعودية وإيران ودولة الكويت ودولة الأمارات العربية المتحدة، فقد صممت لتلبية السوق المحلية وتصدير الفائض إلى الأسواق الخارجية، إلا أنه مع ازدياد الطلب المحلي على المنتجات النفطية أصبحت هذه المصافي غير قادرة على التصدير، فضلاً عن أن بعضها غير قادر على إنتاج مشتقات ذات مواصفات متوافقة مع متطلبات الأسواق العالمية المستهلكة، بسبب انخفاض نسبة طاقة العمليات التحويلية. وفي السنوات العشر الماضية شهدت المنطقة تنفيذ العديد من مشاريع التطوير لتحسين الأداء من خلال رفع نسبة العمليات التحويلية إلى طاقة تقطير النفط، إضافة إلى التوسع في الطاقة التكريرية وإنشاء مصاف جديدة متطورة، كمصفاة عبدان في إيران والجبيل في السعودية، وراس لفان في قطر.

لم تسجل عمليات إغلاق هامة لمصافي النفط في الشرق الأوسط في العقدين الماضيين، وانحصرت في إغلاق عدد محدود من المصافي الصغيرة الحجم في كل من العراق والسعودية، وذلك لضعف كفاءتها وعدم جدوى تشغيلها.

واجهت مصافي النفط في الشرق الأوسط مشكلة تنامي الطلب على الغازولين والنافثا وغاز البترول المسال، وانخفاضه على زيت الوقود، ترافق التغير في هيكل الطلب مع تغير في هيكل الإنتاج من خلال التطوير المستمر لمصافي النفط ،وخاصة في الدول المنتجة للنفط التي تمتلك المقومات التي تمكنها من تنفيذ مشاريع استثمارية مكلفة، إلا أن العديد من الدول تستورد بعض المنتجات وتصدر أخرى بسبب التباين بين الطلب والإنتاج.

يتوقع استمرار تنامي الطلب على المنتجات النفطية في منطقة الشرق الأوسط في العقدين القادمين، وستتركز الزيادة في كل من الغازولين والديزل، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود.

تعاني صناعة التكرير في منطقة الشرق الأوسط من ضعف التشريعات البيئية الناظمة لمواصفات المنتجات النفطية، بسبب ملكية معظم المصافي إلى القطاع العام. وقد بدأت عملية إصدار تشريعات محلية لتحسين مواصفات المنتجات، وخاصة في الدول التي تعتمد على تصدير المنتجات إلى الأسواق التي تتطلب مواصفات صارمة، إضافة إلى تنامي الوعي بضرورة المحافظة على سلامة البيئة من التلوث.

تشهد منطقة الشرق الأوسط تطورات هامة في مجال تطوير مصافي النفط، وذلك لتلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية. ويتركز معظم المشاريع في المملكة العربية السعودية وإيران والعراق والكويت والإمارات العربية المتحدة.

تطورات صناعة تكرير النفط في أمريكا الجنوبية

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الجنوبية 6443 ألف ب/ي بنسبة 7% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي العاملة 65 مصفاة بداية عام 2014.

شهدت منطقة أمريكا الجنوبية في العقدين الماضيين تطورات هامة في مجال تحسين قدرة المصافي على تحويل المخلفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة عالية الجودة، بينما انخفض إجمالي الطاقة التكريرية بسبب إغلاق بعض المصافي الصغيرة الحجم أو تخفيض الطاقة التكريرية للمصافي العاملة.

ارتفع معدل الطلب على المنتجات النفطية خلال السنوات العشر الماضية بمستويات غير مسبوقة، إلا أن هذا الارتفاع لم يترافق مع زيادة في الطاقة التكريرية بما يلبي حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية.

واجهت مصافي النفط في أمريكا الجنوبية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، والغازولين، وانخفاضه على زيت الوقود، ولم يترافق ذلك مع تغير هيكل الإنتاج، مما يشير إلى حاجة مصافي النفط إلى إضافة طاقات جديدة من عمليات

تكسير المخلفات الثقيلة. كما يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أمريكا الجنوبية في العقدين القادمين، ولكن بقيمة معتدلة مقارنة بمناطق العالم الأخرى.

تختلف دول أمريكا الجنوبية عن الشمالية من حيث مواصفات المنتجات النفطية، وذلك بسبب أن ملكية معظم المصافي تعود إلى القطاع العام، مع ضعف التشريعات البيئية الناظمة لمواصفات المنتجات. ويتوقع أن تتحسن مواصفات المنتجات عند الانتهاء من تنفيذ مشاريع تطوير المصافي القائمة وإنشاء المصافي الجديدة.

تطورات صناعة تكرير النفط في أفريقيا

تبلغ الطاقة التكريرية في أفريقيا 3497 ألف ب/ي بنسبة 4% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 44 مصفاة بداية عام 2014.

معظم مصافي النفط في أفريقيا من النوع البسيط بطاقة تكريرية منخفضة، صممت لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية، باستثناء بعض المصافي في مصر التي تمتلك مصفاة عالية التعقيد (ميدور) قادرة على إنتاج مشتقات بمواصفات متوافقة مع أكثر المعايير الدولية صرامة، فضلاً عن مرونتها في تكرير أنواع مختلفة من النفط الخام. كما تمتلك كل من نيجيريا، وجنوب أفريقيا، والمغرب بعض المصافي المتطورة بدرجة تعقيد جيدة.

شهدت دول أفريقيا زيادة في الطاقة التكريرية خلال العقدين الماضيين، لكنها لم تترافق بتحسين مستوى العمليات التحويلية اللاحقة بالدرجة التي تمكنها من إنتاج مشتقات ذات مواصفات متوافقة مع متطلبات المعايير البيئية.

تعتبر أفريقيا من المناطق التي تشهد نموا كبيراً في معدلات الطلب على الطاقة بشكل عام، وعلى المنتجات النفطية، ولم تتمكن مصافي النفط في معظم دول أفريقيا من تلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية بسبب ضعف أدائها التشغيلي.

واجهت مصافي النفط في أفريقيا مشكلة تغير هيكل الطلب على المنتجات خلال العقدين الماضيين، حيث ارتفعت نسبة الطلب على المنتجات الخفيفة والمتوسطة، بينما انخفضت على المنتجات الثقيلة، كما يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على كافة المنتجات في العقدين القادمين.

بلغ متوسط محتوى الكبريت في الديزل المنتج من مصافي أفريقيا 3350 جزء بالمليون في عام 2013، ويعود السبب في ذلك إلى ضعف أداء معظم مصافي النفط، وعدم قدرتها على تلبية متطلبات التشريعات البيئية، باستثناء بعض المصافي الحديثة والمتطورة.

شهدت أفريقيا في السنوات العشر الماضية الإعلان عن العديد من الخطط التي تتضمن إنشاء مصافي نفط جديدة وتطوير المصافي القائمة، إلا أن معظم هذه الخطط لم تنفذ لأسباب مختلفة يعود معظمها إلى نقص التمويل.

الاستنتاجات والتوصيات

من خلال استقراء التطورات الحالية والمستقبلية لصناعة التكرير في مناطق العالم توصلت الدراسة إلى بعض الاستنتاجات والتوصيات أهمها:

- على الرغم من التحديات العديدة التي تواجه صناعة تكرير النفط، كارتفاع التكاليف الاستثمارية والتشغيلية وانخفاض الربحية، إلا أنها تحظى باهتمام كبير من قبل الهيئات الحكومية، نظراً لدورها الهام في تأمين النسبة العظمى من الوقود المحرك للاقتصاد العالمي.
- تختلف المناطق المتقدمة مثل أوروبا الغربية وأمريكا الشمالية عن مناطق العالم الأخرى من حيث مواصفات المنتجات النفطية، ولكي تتمكن الدول النامية من تحسين التزامها بمتطلبات المعايير الدولية تحتاج إلى استثمارات باهظة لتنفيذ مشاريع تطوير المصافي القائمة وإنشاء مصاف جديدة.

- ضرورة تشكيل هيئة دولية تهتم بمعالجة المشكلات التي تعاني منها صناعة تكرير النفط، وتعزيز التعاون بين دول العالم في مجال تطوير هذه الصناعة، والبحث عن الحلول الممكنة لتحسين الأداء والربحية.
- تعزيز روح المنافسة والتعاون بين مصافي النفط المتجاورة في كل منطقة أو دولة، وذلك لدفعها إلى تحسين أدائها الفني والاقتصادي، وخاصة بالنسبة للدول النامية التي لا تمتلك مصانع إنتاج المعدات الثقيلة، أو المواد الأساسية اللازمة لبناء وتشغيل المصافي.
- دعم أنشطة البحث العلمي وتعزيز التعاون بين معاهد الأبحاث النفطية في العالم في مجال تطوير أداء صناعة تكرير النفط، واختيار التقنيات المتطورة التي تساعد مصافي النفط على تحسين قدرتها على الالتزام بمتطلبات التشريعات البيئية.
- إعداد برامج لتدريب العاملين في كافة المستويات الفنية والإدارية.

قائمة المصطلحات

- **ألف ب/ي: (ألف برميل/اليوم) Thousand barrels per day**، وحدة قياس الطاقة التكريرية، وطاقة عمليات التكرير في المصفاة.
- **أزمرة Isomerization**: تحسين الرقم الأوكتاني للقطفات الخفيفة كالنافثا والبيوتان لإنتاج مكونات للمزج مع منتج الغازولين.
- **ألكلة Alkylation** : إنتاج مكونات عالية الرقم الأوكتاني للمزج مع منتج الغازولين.
- **تفحيم مؤجل Delayed Coking:** عملية تكسير حراري لتحويل مخلفات التقطير الفراغي الثقيلة إلى مكونات خفيفة كالنافثا وزيت الغاز، وإلى فحم بترولي Coke.
- **تقطير جوي Atmospheric Distillation**: عملية فصل النفط الخام فيزيائياً إلى قطفات بترولية أولية ، وهي غاز البترول المسال، ونافثا، وكيروسين وزيت غاز، وزيت وقود.
- **تقطير فراغي Vacuum Distillation**: عملية فصل مخلفات التقطير الجوي إلى زيت غاز فراغي يستخدم لقيم لوحدات إنتاج زيوت أساس المستخدمة في تحضير زيوت التزييت، كما ينتج عن العملية أسفلت ولقائم للوحدات التحويلية، كالتفحيم وكسر اللزوجة.
- **تهذيب بالعامل الحفاز Catalytic Reforming:** عملية رفع الرقم الأوكتاني للنافثا لإنتاج الغازولين بوجود عامل حفاز.
- **تكسير حراري Thermal Cracking**: تحويل القطفات الثقيلة إلى خفيفة من خلال تكسير الجزيئات الكبيرة إلى صغيرة وتقصير السلاسل الهيدروكربونية الطويلة، بالتسخين لرفع نسبة إنتاج المصفاة من المنتجات الثمينة.

- **تكسير بالعامل الحفاز Catalytic Cracking**: تحويل القطفات الثقيلة إلى خفيفة من خلال تقصير السلاسل الهيدروكربونية الطويلة بوجود عامل حفاز.
- **تكسير بالعامل الحفاز المائع Fluidized Catalytic Cracking**: تحويل القطفات الثقيلة إلى خفيفة من خلال تقصير السلاسل الهيدروكربونية الطويلة بوجود عامل حفاز على شكل مائع.
- **التكسير الهيدروجيني Catalytic Hydrocracking**: تحويل القطفات الثقيلة إلى خفيفة من خلال تكسير الجزيئات الكبيرة إلى صغيرة بوجود الهيدروجين في مفاعل يحتوي على عامل حفاز.
- **ثلاثي ميثيل بيوتيل الإيثير Methyl Tertiary Butyl Ether (MTBE):** أحد المركبات الأوكسجينية تمزج مع الغازولين لرفع الرقم الأوكتاني للمنتج النهائي في المصفاة.
- **معالجة هيدروجينية/ نزع الكبريت بالهدرجة Hydrodesulphurization:** لنزع المركبات الكبريتية من القطفات النفطية بوجود عامل حفاز وهيدروجين.
- **مؤشر تعقيد نيلسون (Nelson Complexity Index)** معامل يستخدم لقياس نسبة العمليات التحويلية اللاحقة في المصفاة.
- **مكافئ التكسير بالعامل الحفاز المائع (FCC Equivalency Factor)**، معامل يستخدم لقياس نسبة العمليات التحويلية في المصفاة.
- **مؤشر قاع البرميل (Bottom of the Barrel Index)**، معامل يستخدم لتوصيف قدرة المصفاة على تكرير النفوط الثقيلة، ويقاس بالنسبة المئوية لإجمالي طاقة وحدات التفحيم والتكسير بالعامل الحفاز، والتكسير الهيدروجيني إلى طاقة التقطير الجوي.

المجموعات الدولية المعتمدة في الدراسة

قسمت دول العالم في الدراسة إلى سبعة مجموعات على النحو التالي:

أفريقيا: مصر، الجزائر، جنوب أفريقيا، نيجيريا، ليبيا، المغرب، السودان، كينيا، ساحل العاج، أنغولا، غانا، كاميرون، تونس، السنغال، موريتانيا، زامبيا، الكونغو– برازافيل، الغابون، تانزانيا، ليبيريا.

آسيا الباسيفيك: الصين، اليابان، الهند، كوريا الجنوبية، سنغافورة، تايوان، إندونيسيا، تايلاند، أستراليا، ماليزيا، الفيليبين، باكستان، فيتنام، كوريا الشمالية، نيوزيلندا، ميانمار، سيريلانكا، بابوا نيوغينيا، بنغلاديش، بروناي.

الشرق الأوسط: السعودية، إيران، الكويت، العراق، الإمارات، قطر، فلسطين المحتلة، البحرين، سورية، عمان، اليمن، الأردن.

أمريكا الجنوبية: البرازيل، فنزويلا، الأرجنتين، كولومبيا، هولندا أنتيل، كوبا، تشيلي، أروبا، بيرو، إكوادور، ترينداد وتوباغو، بوليفيا، أرغواي، بورتوريكو، دومينيكان، جامايكا، كوستاريكا، السيلفادور، نيكاراغوا، مارتينيق، باراغواي، سورينام.

أمريكا الشمالية: الولايات المتحدة، كندا، المكسيك.

أوروبا الشرقية: روسيا، أوكرانيا، روسيا البيضاء، بولندا، رومانيا، أزربيجان، كازاخستان، تركمانستان، أوزباكستان، صربيا، ليتوانيا، التشيك، كرواتيا، هنغاريا، بلغاريا، سلوفاكيا، مكدونيا، ألبانيا، البوسنة، سلوفينيا، قرغيزستان.

أوروبا الغربية: ألمانيا، إيطاليا، فرنسا، بريطانيا، هولندا، إسبانيا، بلجيكا، تركيا، السويد، اليونان، النرويج، البرتغال، فنلندا، النمسا، الدنمارك، سويسرا، إيرلندا.

الفصل الأول

لمحة تاريخية عن تطور صناعة تكرير النفط في العالم

يتناول هذا الفصل أهم الملامح التي مرت بها صناعة تكرير النفط على مستوى العالم، والصعوبات التي اعترضت مسيرتها منذ انطلاقها، وذلك للوقوف على الدروس التي يمكن استقراؤها والاستفادة منها في استشراف مستقبل هذه الصناعة.

1-1: مقدمة

انطلقت بداية صناعة تكرير النفط في كندا عام 1846 عند اكتشاف عملية إنتاج كيروسين الإنارة من الفحم، وبعد فترة قصيرة في عام 1854 بدأت أول محاولة لإنتاج الكيروسين من النفط المجمع يدوياً من حقول النفط في بولندا. وبعد تطور عمليات اكتشاف النفط بكميات كبيرة تم بناء أول أكبر مصفاة لتكرير النفط في روسيا عام 1856.

مع حفر أول بئر في ولاية بنسيلفانيا عام 1859 بدأ تطور صناعة تكرير النفط في الولايات المتحدة الأمريكية، واستمر بوتيرة بطيئة حتى نهاية القرن التاسع عشر.

في فترة الحرب العالمية الأولى شهدت صناعة تكرير النفط تطوراً سريعاً بدافع الحصول على وقود للسيارات والطائرات الحربية، ثم توسعت على نطاق تجاري في معظم دول العالم بعد انتهاء الحرب.

2-1: تطور الطاقة التكريرية في مصافي العالم

في ثلاثينات القرن العشرين بدأ انتشار صناعة التكرير على مستوى دول العالم النامية، وحققت تطورات هامة في الأربعينات والخمسينات والستينات، وفي

بداية السبعينات ازدهرت صناعة التكرير بشكل ملحوظ بتأثير النمو الكبير للطلب على المنتجات النفطية.

في عام 1981 سجل إجمالي الطاقة التكريرية أقصى قيمة وصلت إليها في السنوات السابقة (82 مليون ب/ي) بتأثير عدة عوامل، يأتي في مقدمتها ارتفاع معدل النمو الاقتصادي العالمي، وتنامي الطلب على المشتقات النفطية.

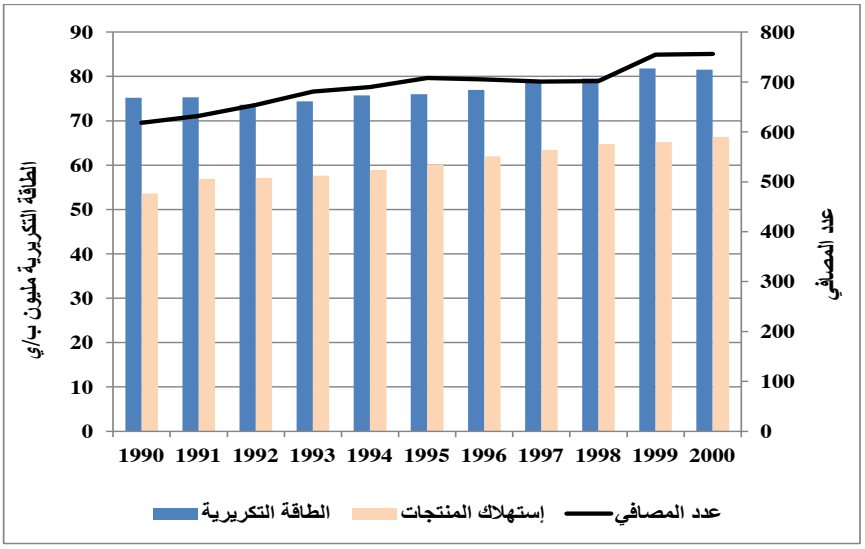
ومع ظهور الأزمة التي أصابت الاقتصاد العالمي في منتصف الثمانينات، والتي رافقها هبوط كبير في أسعار النفط، انخفض إجمالي الطاقة التكريرية إلى (73 مليون ب/ي)، وذلك نتيجة تراجع الطلب على المشتقات النفطية، حيث تم إغلاق العديد من المصافي الصغيرة الحجم ذات المردود المنخفض لعجزها عن المنافسة وعدم قدرتها على تحقيق الحد الأدنى من الربحية.

تركزت ظاهرة إغلاق المصافي الصغيرة في الولايات المتحدة الأمريكية، حيث انخفض عدد المصافي العاملة من 320 مصفاة عام 1980 إلى 220 مصفاة عام 1985، وارتفع متوسط طاقة المصفاة خلال هذه الفترة من (57 ألف ب/ي) إلى (70 ألف ب/ي)، وفي عام 1990 انخفض عدد المصافي الأمريكية إلى 188 مصفاة، وارتفع متوسط الطاقة التكريرية للمصفاة إلى (78 ألف ب/ي). أما المصافي الكبيرة، وبشكل خاص في كل من أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية واليابان، فقد ركزت جهودها على تطبيق برامج تحسين الأداء والربحية، بهدف تعزيز قدرتها على مواجهة التحديات التي تعترضها، وذلك من خلال تطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة وتحسين كفاءة استخدامها، وتطبيق التقنيات المتطورة التي تمكنها من إنتاج الوقود النظيف، وتخفيض طرح الملوثات إلى البيئة.

في بقية مناطق العالم، كان إغلاق المصافي محدوداً، وذلك لعدة أسباب، يأتي في مقدمتها أن ملكية معظم المصافي في الدول النامية تعود إلى شركات وطنية تضع في مقدمة أولوياتها تلبية حاجة السوق المحلية من المشتقات النفطية، وخاصة في المناطق البعيدة.

في مطلع عقد التسعينات من القرن العشرين عاد إجمالي الطاقة التكريرية لمصافي النفط في العالم إلى الارتفاع بشكل متوازن مع نمو الطلب على المنتجات النفطية الذي تركز في الدول النامية، وخاصة في كل من الصين والهند. يبين الشكل (1-1) تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات النفطية في العالم خلال عقد التسعينات من القرن العشرين.

الشكل 1-1: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات النفطية في العالم (1990-2000)



المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي، 2001

استمرت ظاهرة إغلاق المصافي الصغيرة الحجم التي لم تتمكن من مواجهة الظروف الصعبة التي واجهت صناعة التكرير في تلك الفترة، كانخفاض الربحية وتشدد متطلبات معايير مواصفات المشتقات البترولية، وخاصة في مناطق أوروبا والولايات المتحدة الأمريكية واليابان، فضلاً عن عدم قدرتها على تحمل الأعباء التي فرضتها التشريعات التي تلزم المصافي باتخاذ الإجراءات اللازمة للحد من طرح الملوثات إلى البيئة.

تميزت فترة التسعينات بتنامي الاهتمام بخفض الملوثات البيئية الناتجة عن استخدام وقود وسائل النقل من خلال إعداد معايير تحدد النسب القصوى لهذه الملوثات وفق برنامج زمني محدد يعطى للمصافي لكي تتخذ الإجراءات التي تمكنها من تلبية متطلبات تلك المعايير. يبين الجدول (1-1) المخطط الزمني لتطور المعايير الأوروبية لمواصفات الغازولين والديزل.

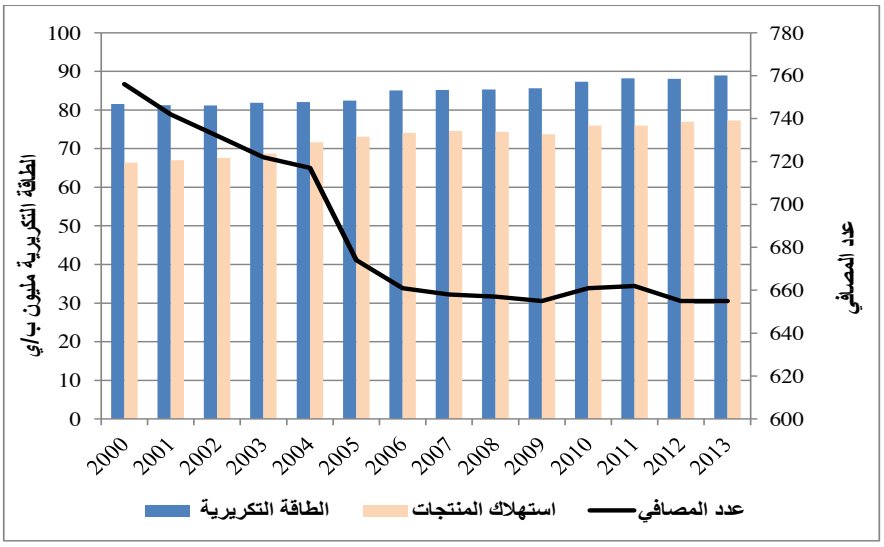
الجدول 1-1: الجدول الزمني لتطور المعايير الأوروبية لمواصفات الغازولين والديزل

المعيار	التاريخ	محتوى الكبريت، جزء في المليون حد أقصى	
		الغازولين	الديزل
يورو-1	1994	2000	2000
يورو-2	1996	500	500
يورو-3	2000	150	350
يورو-4	2005	50 (10)	50
يورو-5	2009	10	10

المصدر: IFQC, 2011

شهدت صناعة التكرير في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين فترة من الازدهار نتيجة نمو الطلب على المنتجات النفطية وموجة ارتفاع أسعار النفط الخام التي بدأت في عام 2004، ولكنها تراجعت مع بدء الأزمة الاقتصادية العالمية في عام 2008، واستمر ارتفاع الطاقة التكريرية لمصافي العالم بالنمو ولكن بوتيرة منخفضة. يبين الشكل (1-2) تطور الطاقة التكريرية وعدد المصافي واستهلاك المنتجات النفطية في العالم خلال الفترة (2000-2013). (GBI, 2011)

الشكل 1-2: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات النفطية في العالم (2000-2013)



المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي، 2013

1-3: تطور الأداء التشغيلي لمصافي النفط في العالم

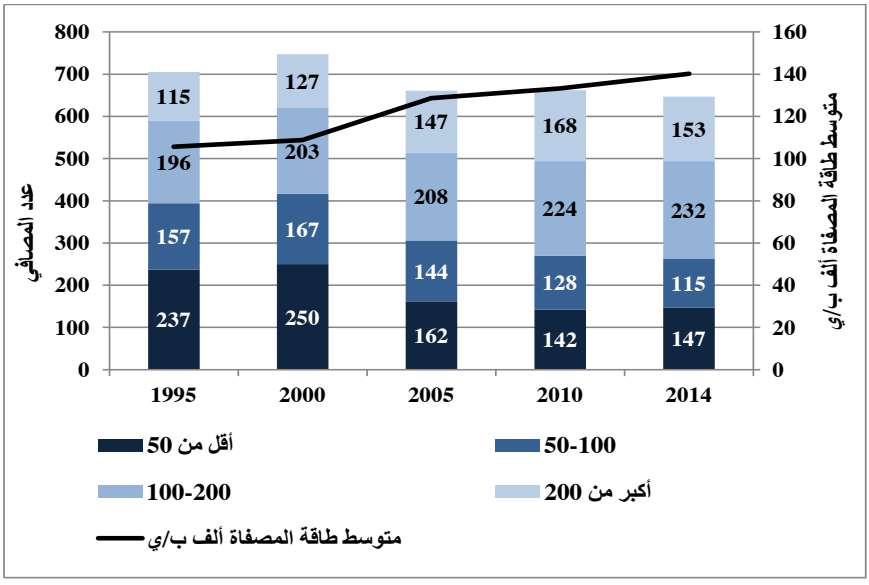
شهدت صناعة التكرير خلال العقدين الماضيين تغيرات هامة في مستوى الأداء، سواء من حيث حجم الطاقة التكريرية أو درجة التعقيد.

1-3-1: تطور متوسط الطاقة التكريرية لمصافي العالم

أدت ظروف المنافسة الشديدة في الأسواق العالمية إلى إغلاق المصافي الصغيرة لعدم قدرتها على المنافسة، واستبدالها بمصاف ذات طاقات تكريرية عالية، وذلك للاستفادة من اقتصاد الحجم، وخفض تكاليف التشغيل. وقد نتج عن ذلك ارتفاع متوسط طاقة المصفاة من 106 ألف ب/ي في عام 1995 إلى 140 ألف/ي بداية عام 2014، حيث انخفض عدد المصافي الصغيرة التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي من 237 مصفاة في عام 1995 إلى 147 مصفاة بداية عام 2014، بينما ارتفع عدد المصافي التي تبلغ طاقتها التكريرية (100-200) ألف ب/ي من 196 مصفاة عام 1995 إلى 232 مصفاة بداية عام 2014، كما ارتفع عدد المصافي

الكبيرة التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي من 115 مصفاة عام 1995 إلى 153 مصفاة بداية عام 2014. يبين الشكل (1-3) تطور متوسط طاقة المصفاة وتوزع عدد مصافي النفط حسب الحجم في العالم خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 1-3: تطور متوسط طاقة المصفاة في العالم خلال الفترة (1995-2014)



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

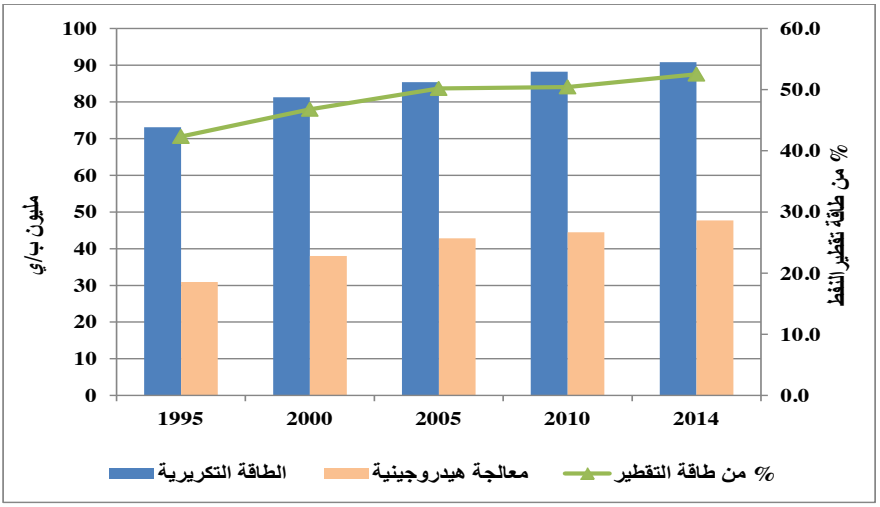
1-3-2: تطور العمليات التحويلية اللاحقة

شهدت صناعة تكرير النفط في العقدين الماضيين استمرار التوجه نحو التوسع في طاقة العمليات التحويلية التي تتكون من عمليات المعالجة الهيدروجينية، وعمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين وذلك حتى تتمكن من تلبية متطلبات المعايير الخاصة بتخفيض مستوى الكبريت في المشتقات النفطية، وتحسين الرقم الأوكتاني للغازولين لتمكين المصافي من إنتاج الوقود النظيف، وتلبية متطلبات المعايير الخاصة بمواصفات المنتجات النفطية (Brelsford, R., et al,. 2013) .

- **تطور طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية**

ارتفع إجمالي طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية في العالم من 30.94 مليون ب/ي ونسبة 42.33% من طاقة تقطير النفط الخام في عام 1995 لتصل إلى 47.36 مليون ب/ي ونسبة 52.13% من طاقة تقطير النفط الخام بداية عام 2014. ويبين الشكل (1-4) تطور طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية في العالم خلال الفترة (1995-2014) ونسبتها إلى طاقة عمليات تقطير النفط الخام.

الشكل 1-4: تطور طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية في العالم (1995-2014)



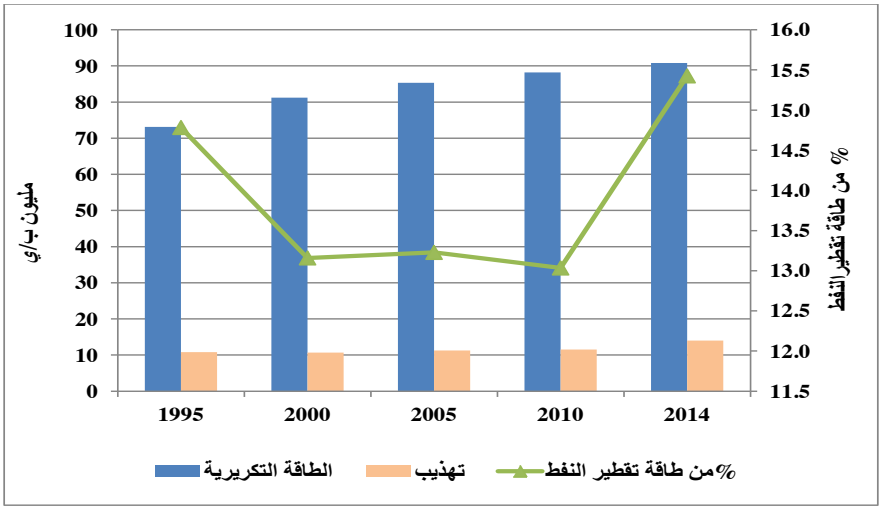
المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

- **تطور طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين**

ارتفعت طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين والتي تتكون من عمليات التهذيب والأزمرة خلال العقدين الماضيين ارتفاعاً طفيفاً مقارنة بالعمليات الأخرى، وذلك نظراً لبلوغها مرحلة النضوج في ثمانينات القرن العشرين عندما صدرت تشريعات الحد من إضافة مركبات الرصاص كمادة مساعدة على رفع الرقم الأوكتاني للغازولين، ثم عادت للارتفاع في أواخر العقد الأول من القرن الحادي والعشرين، بسبب دخول المصافي الجديدة في كل من الصين والمملكة العربية

السعودية، والتي تحتوي على وحدات تهذيب وأزمرة ذات طاقة عالية. وعلى الرغم من ارتفاع طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني في مصافي العالم في الفترة ما بين عامي 1995 و 2014 إلا أن ارتفاع نسبتها إلى طاقة تقطير النفط كان طفيفاً، فقد ارتفعت من 10.8 مليون ب/ي ونسبة 14.8% من إجمالي طاقة تقطير النفط في العالم عام 1995 إلى 13.91 مليون ب/ي ونسبة 15.31% بداية عام 2014. يبين الشكل (1-5) تطور طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي العالم خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 1-5: تطور طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني في مصافي العالم (1995-2014)



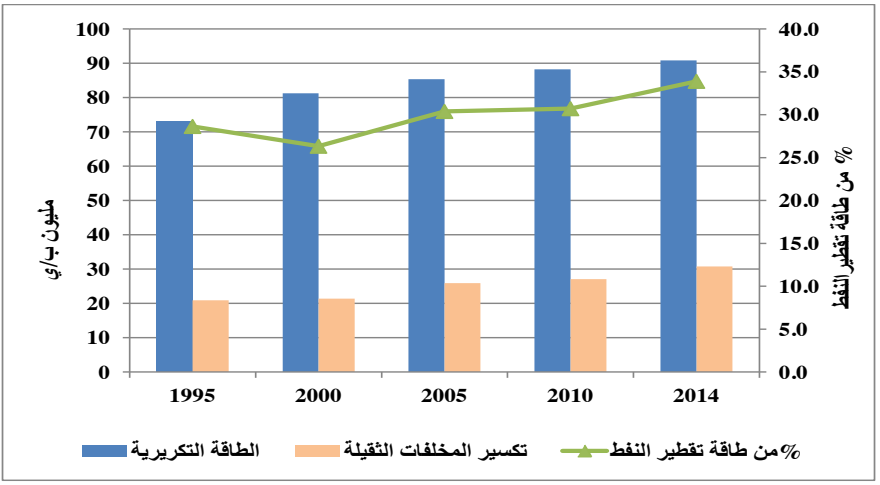
المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

- **تطور طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة**

ارتفعت طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة التي تتكون من عمليات التفحيم (Coking)، والتكسير الحراري (Thermal Cracking)، والتكسير بالعامل الحفاز المائع (FCC)، والتكسير الهيدروجيني (Catalytic Hydrocracking)، من 20.93 مليون ب/ي بنسبة 28.6% من طاقة تقطير النفط في عام 1995 إلى 30.82 مليون ب/ي ونسبة 33.92% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014. يبين

الشكل (1-6) تطور طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة في مصافي العالم خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 1-6: تطور طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة في مصافي العالم (1995-2014)



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

1-4: عوامل تطور أداء صناعة التكرير في العالم

شهدت صناعة التكرير خلال العقود الماضية تطورات هامة ساهمت في تطوير الأداء، وذلك بتأثير دوافع عديدة أهمها:(Andrews, A., & Pirog, R., 2010)

- تلبية متطلبات التشريعات البيئية ومعايير مواصفات المنتجات النفطية، وتحسين قدرة المصفاة على إنتاج الوقود النظيف.
- الحاجة إلى تعديل هيكل الإنتاج بما يتناسب مع هيكل الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية والعالمية.
- تمكين المصافي من تكرير النفوط الثقيلة والحامضية للاستفادة من فرق السعر في تحسين ربحية المصفاة.
- تعزيز التعاون بين شركات النفط العالمية والوطنية وشركات القطاع الخاص في تنفيذ مشاريع إنشاء المصافي وتطويرها بهدف تحسين الأداء والربحية.

1-4-1: التشريعات البيئية ومعايير مواصفات المنتجات النفطية

ساهم تنامي الوعي بضرورة الحد من الإنبعاثات البيئية في دفع مصافي النفط في العالم إلى رفع طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية لتخفيض محتوى الكبريت في المنتجات النفطية، وخاصة بالنسبة للمصافي المصممة لتصدير المنتجات إلى الأسواق العالمية، وقد تبوأت الولايات المتحدة الأمريكية في تلك الفترة مركز القيادة في مجال إصدار التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث، كما أصدرت الدول الأوروبية تشريعات هامة جعلتها في مقدمة دول العالم من حيث إصدار تشريعات ومعايير تحسين مواصفات المنتجات النفطية للحد من طرح الملوثات إلى البيئة. يبين الجدول (1-2) تطور متطلبات قانون الهواء النظيف في الولايات المتحدة الأمريكية خلال عقد التسعينات من القرن العشرين. كما يبين الجدول (1-3) تطور مواصفات الغازولين في المعايير الأوروبية.

الجدول 1-2: تطور متطلبات قانون الهواء النظيف في الولايات المتحدة في عقد التسعينات

التاريخ	التعديلات	ملاحظات
1992	إضافة الأوكسجينات إلى الغازولين في فصل الشتاء (Oxygenated Gasoline)	يتطلب برنامج الغازولين المضاف إليه الأوكسجينات في فصل الشتاء أن يكون الحد الأدنى لنسبة الأوكسجين 2.7% أو مايعادل 15% حجماً من الميثيل ثلاثي بيوتيل الإيثير (MTBE) أو 7.4% إيثانول، وذلك لتخفيض إنبعاثات غاز أول أكسيد الكربون من عادم السيارات.
1993	تحديد الضغط البخاري (ريد) للغازولين في فصل الصيف (الطور -1)	بدأ نفاذ الالتزام بالضغط البخاري، وتحديد القيمة حسب كل ولاية.
1993	غازولين كاليفورنيا (الطور-1)	يتضمن تحديد قيمة الضغط البخاري، ونسبة المنظفات، إضافة إلى حظر إضافة مركبات الرصاص.
1993	تخفيض محتوى الكبريت في الديزل	منع بيع أي نوع من أنواع الديزل يحتوي على كبريت أعلى من (500 جزء بالمليون).
1995	الغازولين المعاد تشكيله (الطور-1) Reformulated Gasoline (Phase 1)	تخفيض قيمة الضغط البخاري (ريد) في فصل الصيف.
1996	غازولين كاليفورنيا الأنظف (الطور-2) California Cleaner Gasoline	متطلبات خاصة بولاية كاليفورنيا، تتضمن متطلبات إضافية للضغط البخاري لخفض الإنبعاثات.
1998	الغازولين المعاد تشكيله (الطور-2)	تتضمن تحديد حد أدنى لمحتوى الأوكسجين وحد أقصى لنسبة البنزين في فصل الصيف، وتعديل متطلبات أخرى تتعلق بمركبات النيتروجين وملوثات أخرى على مدار العام.

المصدر: EIA, 2011

الجدول 1-3: تطور مواصفات الغازولين في المعايير الأوروبية

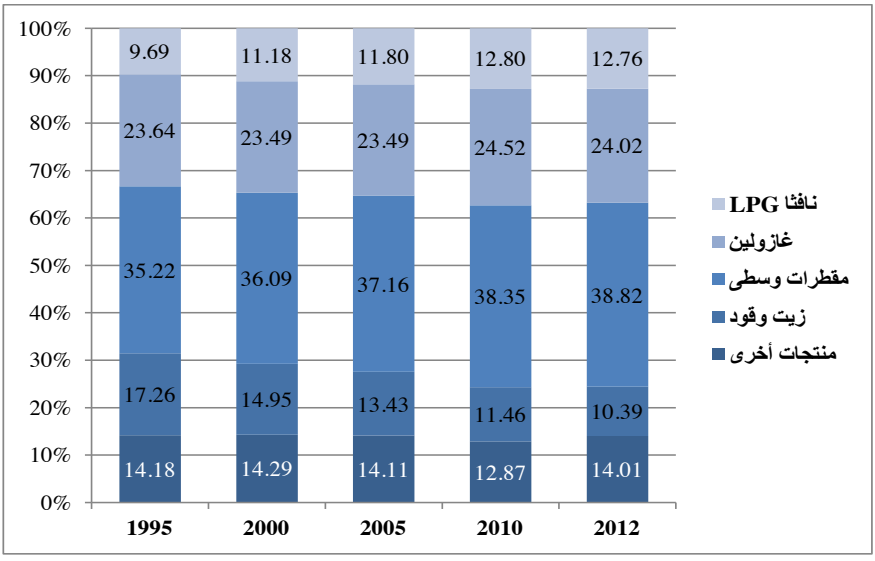
	يورو-2	يورو-3	يورو-4	يورو-5
التاريخ	1996	2000	2005	2009
الكبريت، جزء في المليون، حد أقصى	500	150	(10) 50	10
العطريات، %حجماً، حد أقصى	-	42	35	35
الأوليفينات، %حجماً، حد أقصى	-	18	18	18
بنزين، % حجماً حد أقصى	5	1	1	1
أوكسجين % وزناً، حد أقصى	-	2.7	2.7	3.7-2.7
ضغط بخاري ريد، كيلو باسكال	100-35	70-60	70-60	70-60
الرصاص، غرام/الليتر، حد أقصى	0.013	خالي	خالي	خالي

المصدر: IFQC, 2011

1-4-2: تعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع هيكل الطلب على المنتجات النفطية

واجهت صناعة تكرير النفط في العالم مشكلة التغير المستمر لهيكل الطلب على المشتقات النفطية، وخاصة في العقدين الماضيين، حيث انخفض الطلب على المنتجات الثقيلة كزيت الوقود، وارتفع على المنتجات الوسطى والخفيفة، فقد انخفضت نسبة زيت الوقود في هيكل الاستهلاك من 17.26% عام 1995 إلى 10.39% في عام 2012، بينما ارتفعت نسبة الطلب على المقطرات الوسطى والغازولين من 58.86% في عام 1995 إلى 62.84% في عام 2012. يبين الشكل (1-7) تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في العالم خلال الفترة (1995-2012).

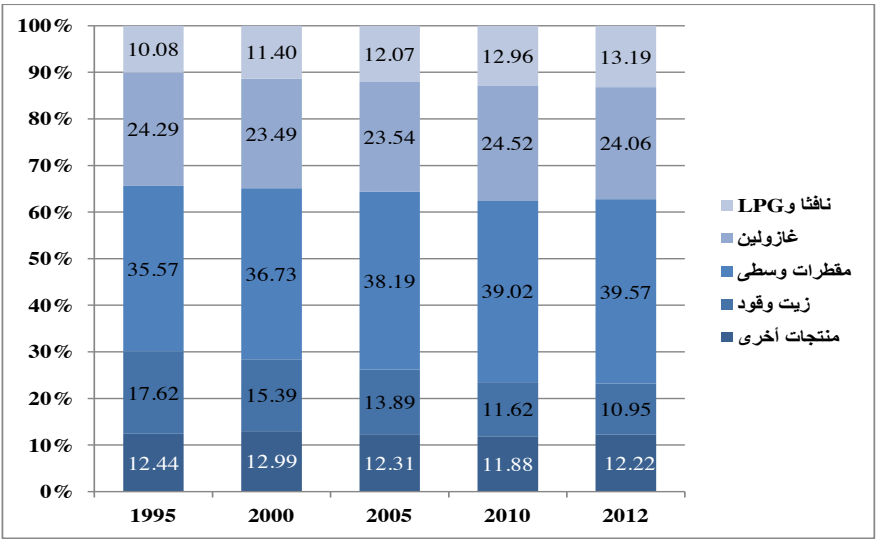
الشكل 1-7: تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في العالم (1995-2012)



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

لمواجهة التغيرات التي طرأت على هيكل الإنتاج شهدت مصافي النفط في العالم تطورات شملت توسيع الطاقة التكريرية من خلال إنشاء مصاف جديدة أو توسيع المصافي القائمة، إضافة إلى تعديل طاقة العمليات، حيث ارتفعت نسبة المقطرات الوسطى والغازولين من 59.86% في عام 1995 إلى 63.63% في عام 2012، وبالمقابل انخفضت نسبة إنتاج زيت الوقود من 17.62% عام 1995 إلى 10.95% في عام 2012. يبين الشكل (1-8) تطور هيكل إنتاج مصافي العالم من المنتجات النفطية خلال العقدين الماضيين.

الشكل 1-8: تطور هيكل إنتاج مصافي العالم من المنتجات النفطية (1995-2012)

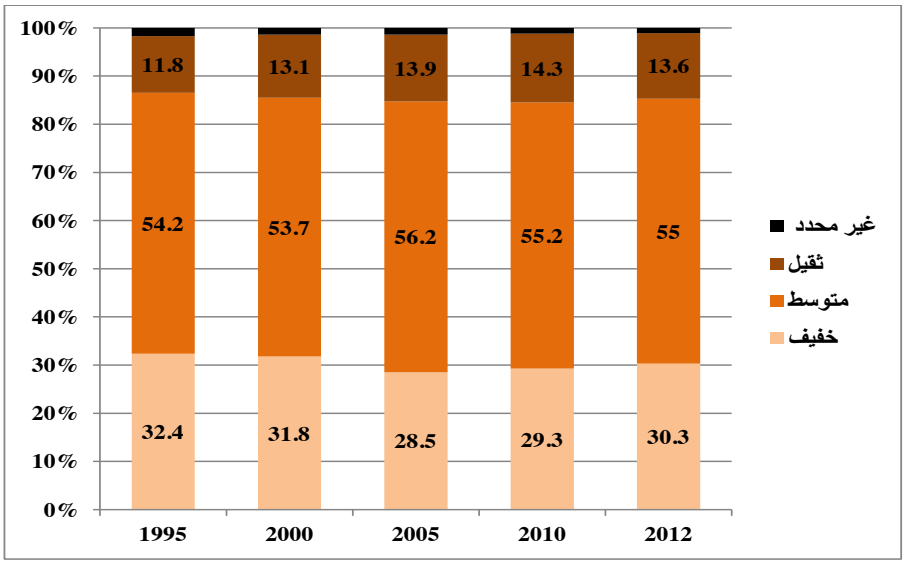


المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

1-4-3: تعزيز إمكانية تكرير النفوط الثقيلة والحامضية

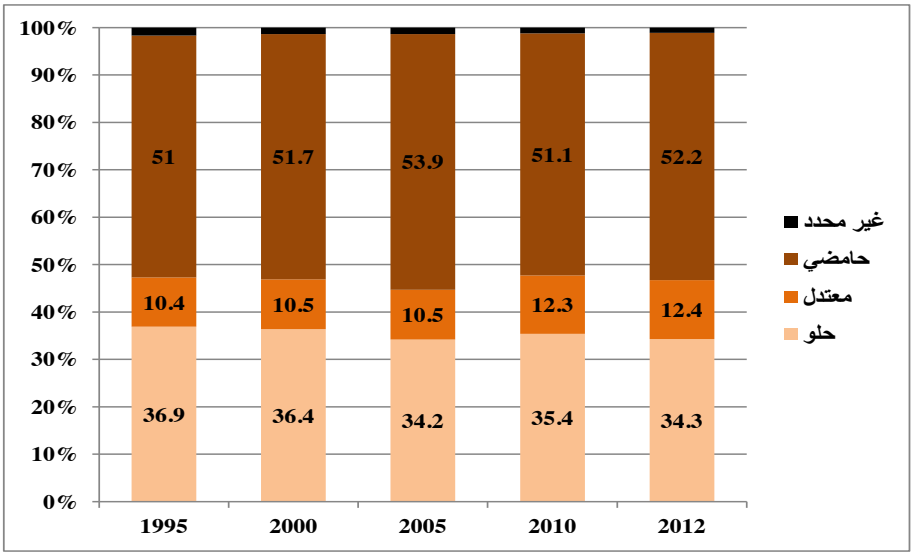
من الأسباب الهامة التي دفعت المصافي إلى تحسين أدائها التشغيلي حاجتها إلى رفع طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة لتحويلها إلى منتجات خفيفة عالية الجودة، وذلك نتيجة تنامي نسبة إنتاج النفوط الخام الثقيلة الحامضية الحاوية على نسبة أعلى من القطفات الثقيلة، ترافق مع انخفاض إنتاج الأنواع الخفيفة الحاوية على نسبة منخفضة من الكبريت، حيث ارتفعت نسبة النفوط الثقيلة من 11.8% من إجمالي إنتاج العالم عام 1995 إلى 13.6% عام 2012، بينما انخفضت نسبة إنتاج الخام الخفيف من 32.4% في عام 1995 إلى 30.3% عام 2012. أما من حيث محتوى الكبريت فقد ارتفعت نسبة النفوط الحامضية من 51% عام 1995 إلى 52.2% من إجمالي إنتاج العالم من النفط الخام، كما انخفضت نسبة النفوط الحلوة الحاوية على نسبة منخفضة من الكبريت من 36.9% عام 1995 إلى 34.3% عام 2012. يبين الشكل (1-9) تطور نسب إنتاج النفوط الخام في العالم حسب النوع خلال الفترة (1995-2012).

الشكل 1-9: تطور نسب إنتاج النفوط الخام في العالم حسب الكثافة (1995-2012)



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

الشكل 1-10: تطور نسب إنتاج النفط في العالم حسب محتوى الكبريت (1995-2012)



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

4-4-1: مشاركة القطاع الخاص وشركات النفط العالمية

من المؤشرات الأخرى الهامة التي شهدتها صناعة تكرير النفط في العالم خلال العقدين الماضيين تراجع دور شركات القطاع الخاص في المشاريع الاستثمارية لصناعة التكرير نظراً لازدياد المخاطر الناتجة عن عدم اليقين في معدلات الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق العالمية، إلا أن شركات النفط الوطنية في الدول النامية سعت إلى تحفيز القطاع الخاص من خلال تقديم تسهيلات مشجعة، كما لجأت الشركات الوطنية إلى مشاركة شركات النفط العالمية في مشاريع إنشاء مصاف عملاقة تهدف إلى تلبية الطلب المحلي المتنامي على المنتجات النفطية، وتحقيق سياسة المحافظة على أمن الطاقة على المدى البعيد، وتخفيض تكاليف الاستثمار والتشغيل الذي يحققه مبدأ اقتصاد الحجم، وتقاسم المخاطر، وتبادل الخبرات، والاستفادة من الإمكانيات ومواطن القوة التي يمتلكها كل شريك. وقد تركزت هذه المشاريع في كل من منطقة الشرق الأوسط والصين والهند. وفيما يلي بعض الأمثلة على هذه المشاريع المشتركة التي نفذت في المملكة العربية السعودية: (AO &G Directory, 2012)

- مشروع مصفاة سامرف (SAMREF)، وهي مصفاة مشتركة بين شركة أرامكو السعودية وشركة إكسون موبيل الأمريكية.
- مصفاة ساسرف (SASREF)، وهي مصفاة مشتركة بين شركة أرامكو السعودية وشركة شل الهولندية.
- مجمع ساتورب (SATORP)، وهي مصفاة مشتركة بين شركة أرامكو السعودية وتوتال الفرنسية.

1-5: الخلاصة والاستنتاجات

انطلقت بداية صناعة تكرير النفط في كندا عام 1846 عند اكتشاف عملية إنتاج كيروسين الإنارة من الفحم الحجري، وبعد تطور عمليات اكتشاف النفط بكميات كبيرة تم بناء أول مصفاة لتكرير النفط في روسيا عام 1856، ثم في الولايات المتحدة الأمريكية عام 1859. وقد حققت صناعة التكرير تطورات هامة في الأربعينات وحتى بداية السبعينات من القرن الماضي، حيث ارتفع إجمالي الطاقة التكريرية في عام 1981 إلى أقصى قيمة وصل إليها في السنوات السابقة (82 مليون ب/ي) بتأثير ارتفاع معدل النمو الاقتصادي، وتنامي الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق العالمية.

ومع ظهور الأزمة التي أصابت الاقتصاد العالمي في منتصف الثمانينات تم إغلاق العديد من المصافي الصغيرة الحجم ذات المردود المنخفض لارتفاع تكاليف تشغيلها وعجزها عن المنافسة، أما المصافي الكبيرة فقد ركزت جهودها على تطبيق برامج تحسين الأداء والربحية، بهدف تعزيز قدرتها على مواجهة التحديات التي تعترضها، وذلك من خلال رفع طاقة العمليات التحويلية التي تتكون من عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين والمعالجة الهيدروجينية التي تمكنها من تلبية متطلبات المعايير البيئية الخاصة بمواصفات المنتجات النفطية، إضافة إلى رفع طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة التي تمكن المصافي من تحويل القطفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة عالية الجودة، وبالتالي تعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع هيكل الطلب على المنتجات النفطية، كما برز الاهتمام في تلك الفترة بتطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة، واستخدام التقنيات المتطورة التي تمكنها من إنتاج الوقود النظيف، وتخفيض طرح الملوثات إلى البيئة.

من المؤشرات الهامة التي ظهرت في العقدين الماضيين لجوء الشركات الوطنية إلى مشاركة شركات النفط العالمية للاستفادة من الإمكانات التي تمتلكها من تقنيات وخبرات تكنولوجية هامة، وتقاسم المخاطر المحتملة للمشاريع الجديدة.

تشير التغيرات التي طرأت على صناعة التكرير خلال العقود الثلاثة الماضية إلى وجود ارتباط وثيق بين معدل الطلب على المشتقات النفطية ونمو النشاطات الاقتصادية. كما برزت عوامل أخرى أدت إلى حدوث تحولات جذرية في صناعة التكرير، أهمها:

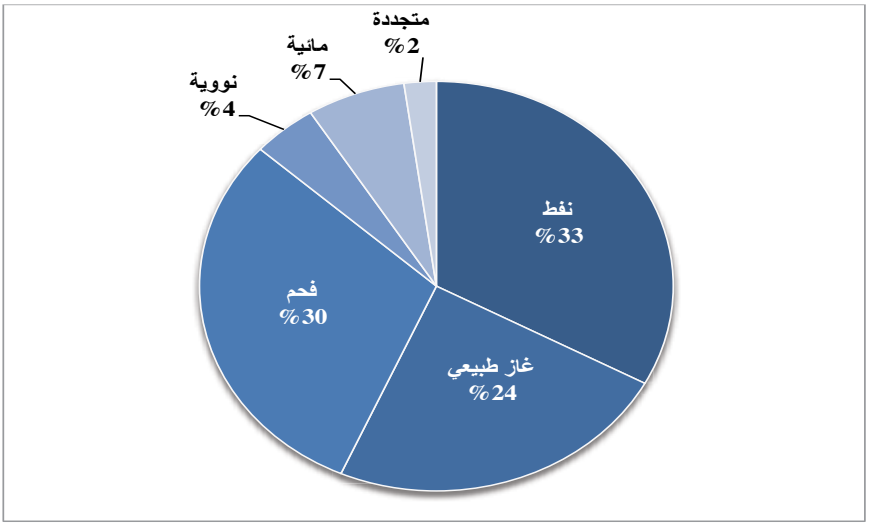
- إغلاق العديد من مصافي النفط ذات الطاقة التكريرية المنخفضة، وذلك لعدم قدرتها على تحمل تكاليف التشغيل المرتفعة.
- التوجه نحو تطوير المصافي القائمة لتحسين التزامها بمتطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث.
- التوسع في طاقة العمليات التحويلية التي تحول المشتقات الثقيلة كزيت الوقود إلى مشتقات خفيفة ذات قيمة عالية ومواصفات متوافقة مع المعايير البيئية، وتعديل تركيبة المنتجات بما يتلاءم مع متطلبات الأسواق المحلية والخارجية.
- الاهتمام بتحسين الأداء والإنتاجية من خلال استخدام التقنيات الحديثة في تشغيل عمليات التكرير، وتطبيق برامج إدارة عمليات الصيانة، وتطوير أساليب الوقاية من الحوادث، وتحسين ظروف مواقع العمل، وغيرها.
- سعي الحكومات إلى تحفيز شركات القطاع الخاص للمشاركة في المشاريع الاستثمارية في صناعة التكرير.

الفصل الثاني

تطورات صناعة تكرير النفط في العالم: الحاضر والمستقبل

على الرغم من التحديات العديدة التي تواجه صناعة تكرير النفط في العالم إلا أنها لا تزال تكتسب أهمية كبيرة نظراً لدورها في تزويد الأسواق العالمية بالمنتجات النفطية التي تمثل نسبة تزيد عن 33% من إجمالي استهلاك العالم من الطاقة الأولية. وعلى الرغم من تراجع الطلب العالمي على المشتقات النفطية في بعض المناطق كأوروبا والولايات المتحدة، إلا أنه من المتوقع أن يساهم تنامي الطلب في البلدان النامية، وخاصة في الصين والهند، في تطوير هذه الصناعة في المستقبل. يبين الشكل (2-1) نسبة استهلاك النفط من إجمالي استهلاك الطاقة في العالم 2013.

الشكل 2-1: نسبة استهلاك النفط من إجمالي استهلاك الطاقة في العالم 2013



المصدر: BP Sstatistic review, 2014

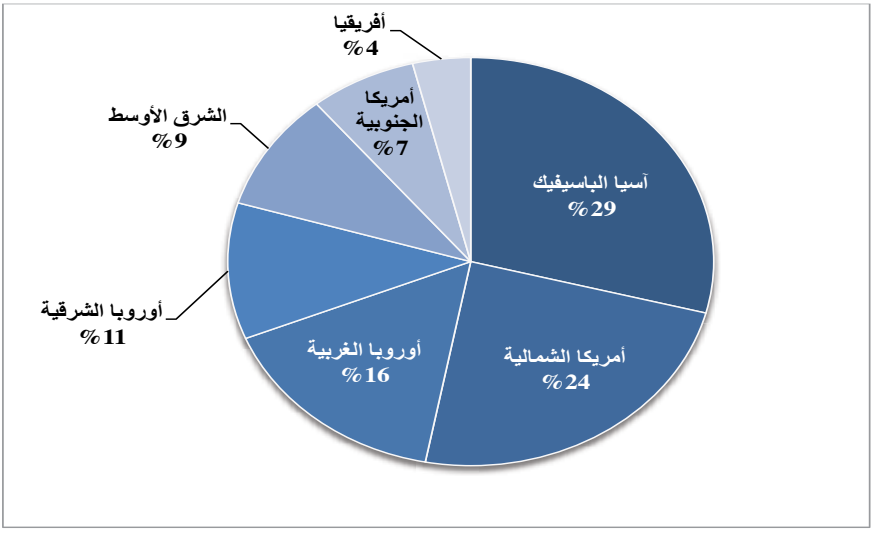
يتناول هذا الفصل الوضع الحالي لتوزع الطاقة التكريرية وعدد المصافي العاملة، وتصنيفها من حيث الحجم ودرجة التعقيد، وأهم الشركات المالكة لمصافي

النفط العاملة في مناطق العالم، مع الإشارة إلى التحديات التي تواجه صناعة التكرير وأسبابها وانعكاساتها على أداء وربحية المصافي، والإجراءات المتخذة لمواجهة تلك التحديات، وتأثير هذه الإجراءات على التطورات المستقبلية للطاقة التكريرية وطاقة العمليات اللاحقة في مصافي العالم.

2-1: الطاقة التكريرية في العالم

بلغ إجمالي الطاقة التكريرية لمصافي النفط في العالم 90852 ألف ب/ي بداية عام 2014. تأتي منطقة آسيا الباسيفيك في المرتبة الأولى، بطاقة تكريرية قدرها 26400 ألف ب/ي ونسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، تليها أمريكا الشمالية بطاقة 21748 ألف ب/ي ونسبة 24%، ثم أوروبا الغربية بطاقة تكريرية قدرها 14407 ألف ب/ي ونسبة 16%. يبين الشكل (2-2) توزع نسب الطاقة التكريرية لمصافي النفط العاملة في مناطق العالم بداية عام 2014، كما يبين الجدول (2-1) الطاقة التكريرية وعدد المصافي العاملة، ودرجة تعقيدها، وطاقة العمليات التحويلية في مناطق العالم بداية عام 2014.

الشكل 2-2: توزع نسب الطاقة التكريرية في مناطق العالم بداية عام 2014



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-2: عدد مصافي النفط في العالم

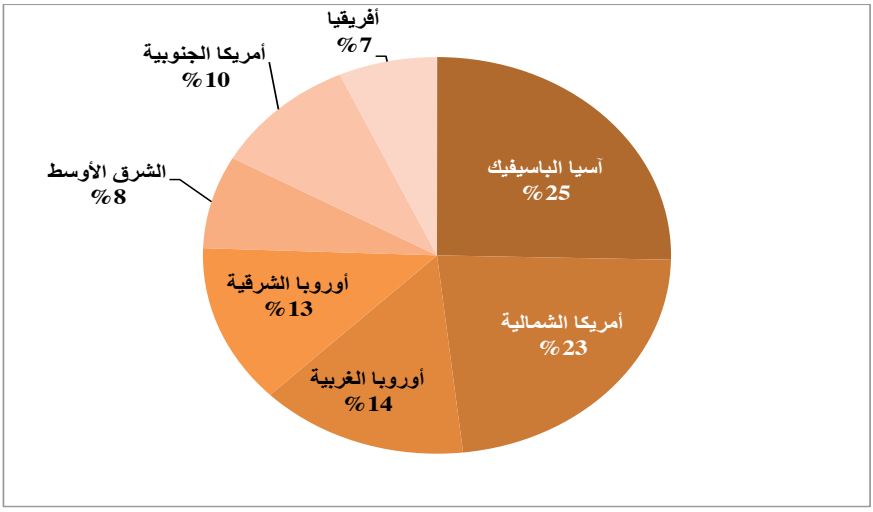
وصل إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في العالم بداية عام 2014 إلى 647 مصفاة. تتركز هذه المصافي في مناطق العالم الأكثر استهلاكاً للطاقة، كمنطقة آسيا الباسيفيك (164) مصفاة، بنسبة 25% من إجمالي عدد المصافي في العالم، تليها أمريكا الشمالية في المرتبة الثانية (148) مصفاة بنسبة 23%، وأوروبا الغربية (93) مصفاة بنسبة 14%، ثم أوروبا الشرقية (84) مصفاة بنسبة 13% من إجمالي عدد مصافي العالم بداية عام 2014. يبين الشكل (2-3) توزع نسب مصافي النفط العاملة في مناطق العالم بداية عام 2014.

الجدول 2-1: طاقة مصافي النفط العاملة في مناطق العالم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المنطقة	الطاقة التكريرية	عدد المصافي	تكسير المخلفات الثقيلة	تحسين الرقم الأوكتاني	المعالجة الهيدروجينية	مؤشر تعقيد نيلسون
آسيا الباسيفيك	26400	164	6932.52	3139.28	12340.3	5.25
أمريكا الشمالية	21748	148	11911.11	4873.18	15674.5	9.3
أوروبا الغربية	14407	93	5116.82	2564	10033.81	6.73
أوروبا الشرقية	9810.4	84	2198	1542	4175	4.91
الشرق الأوسط	8545	49	2021	936.45	2662	4.39
أمريكا الجنوبية	6443	65	2217.97	352.85	1540.86	4.85
أفريقيا	3498	44	451.85	500.16	936.85	3.76
إجمالي العالم	**90852.5**	**647**	**30819.36**	**13907.98**	**47363.46**	**6.25**

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

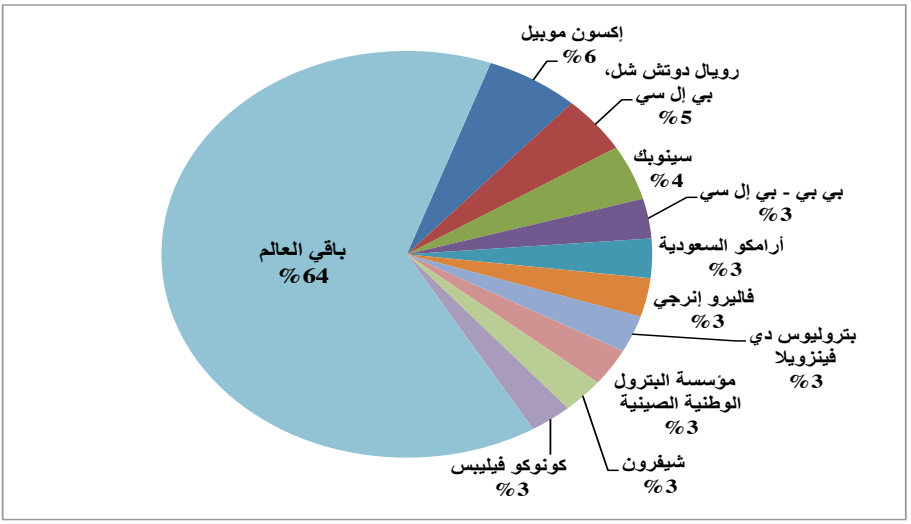
الشكل 2-3: توزع نسب عدد مصافي النفط في مناطق العالم بداية عام 2014



المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

تعود ملكية أكثر من نصف مصافي النفط في العالم إلى خمس وعشرين شركة تكرير رئيسية، عالمية ووطنية، تأتي في مقدمتها شركة إكسون موبيل الأمريكية، حيث وصلت الطاقة التكريرية للمصافي التي تملكها في بداية عام 2014 إلى 5589 ألف ب/ي بنسبة 6% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، تليها شركة رويال دوتش شل الهولندية بطاقة تكريرية قدرها 4109 ألف ب/ي بنسبة 5%، وفي المرتبة الثالثة تأتي شركة سينوبك الصينية بطاقة تكريرية قدرها 3971 ألف ب/ي بنسبة 4%، كما تأتي بريتش بتروليوم في المرتبة الرابعة بطاقة تكريرية قدرها 2859 ألف ب/ي بنسبة 3%. وفي المرتبة الخامسة تأتي شركة أرامكو السعودية بطاقة تكريرية قدرها 2851.5 ألف ب/ي بنسبة 3%. كما تمتلك كل من فاليرو إنيرجي وبتروليوس دي فنزويلا ومؤسسة البترول الوطنية الصينية وشيفرون وكونوكو فيليبس طاقة تكريرية متقاربة بنسبة 3% لكل منهم من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم بداية عام 2014. يبين الشكل (2-4) حصة أكبر عشر شركات تكرير نفط في العالم بداية عام 2014. كما يبين الجدول (2-2) تصنيف أكبر خمس وعشرين شركة تكرير في العالم بداية عام 2014.

الشكل 2-4: حصة الطاقة التكريرية لأكبر عشر شركات نفط في العالم بداية عام 2014



المصدر: أوابك – تقرير الأمين العام السنوي 2013

الجدول 2-2: تصنيف أكبر شركات تكرير النفط في العالم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المرتبة	الشركة	الطاقة التكريرية
1	إكسون موبيل ExxonMobile	5589
2	رويال دوتش شل، بي إل سي Royal Dutch Shell PLC	4109.2
3	سينوبك Sinopec	3971
4	بي بي - بي إل سي BP PLC	2858.9
5	أرامكو السعودية Saudi Aramco	2851.5
6	فاليرو إنرجي Valero Energy Corp	2776.5
7	بتروليوس دي فينزويلا، إس إي Petroleos de Venezuela SA	2675
8	مؤسسة البترول الوطنية الصينية China National Petroleum Corp	2685
9	شيفرون Chevron	2539.6
10	كونوكو فيليبس ConocoPhillips	2514.2
11	توتال إس إي Total SA	2304
12	بتروليو برازيليرو إس إي SA Petroleo Brasileiro	1997
13	ماراثون بتروليوم إل بي Marathon Petroleum Co.LP	1714
14	بتروليوس مكسيكانوس Petroleos Mexicanos SA	1703
15	شركة النفط الوطنية الإيرانية Iranian Petroleum Co National	1451
16	مؤسسة جي إكس نيبون للنفط والطاقة JX Nippon Oil&Energy Corp	1423.2
17	روزنفت Rosneft	1293
18	أو إي أو لوك أويل OAO Lukoil	1217
19	مؤسسة إس كي SK Corp	1115
20	ريبسول Repsol	1105
21	شركة البترول الوطنية الكويتية Kuwait National Petroleum Co.	1085
22	بترامينا Petramina	993
23	أجيب بترولي إس بي إي Agip Petroli SPA	904
24	فلينت هيلز ريسورسس Flint Hills Resources	714.4
25	سانوكو Sunoco Inco	505

المصدر: أوابك، تقرير الأمين العام السنوي 2013

3-2: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في العالم

طورت العديد من المؤشرات لوصف الأداء التشغيلي لمصافي النفط وتقييم قدرتها على إنتاج مشتقات عالية الجودة، ومدى مرونتها في تكرير أنواع مختلفة من النفوط الخام. من أكثر هذه المؤشرات استخداماً مؤشر تعقيد نيلسون (Nelson Complexity Index)، ومكافئ التكسير بالعامل الحفاز المائع (FCC Equivalency Factor)، ومؤشر قاع البرميل (Bottom of the Barrel Index).

- **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). يعتمد المقياس على إعطاء معامل لكل عملية من عمليات المصفاة (تقطير، تقطير فراغي، معالجة هيدروجينية، تكسير حراري، أسفلت.....) وذلك تبعاً لتكلفة رأس المال اللازم لإنشاء العملية، مقاساً بالدولار لكل برميل من لقيم الوحدة. تم تحديد معامل بقيمة 1 لوحدة التقطير الجوي، و6 لوحدة التكسير بالعامل الحفاز المائع لزيت الغاز الفراغي (VGO-FCC). يحسب بالتالي مؤشر تعقيد المصفاة بمجموع المعاملات مضروبة بقيمة الطاقة التصميمية لكل وحدة من وحدات التكرير في المصفاة، ويقسم الناتج على الطاقة التكريرية لوحدة التقطير الجوي. فعلى سبيل المثال، بفرض أن مصفاة بسيطة تبلغ طاقة وحدة التقطير الجوي فيها 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)، ومعامل وحدة المعالجة الهيدروجينية للديزل يساوي (3) فإن مؤشر تعقيد المصفاة يحسب على النحو التالي:

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

كلما كان الرقم الناتج كبيراً فإن ذلك يدل على أن المصفاة أكثر تعقيداً، وهي بالتالي أكثر ربحية، نظراً للقيمة التي تضيفها العمليات التحويلية اللاحقة، على الرغم من أن تكاليف إنشاء وتشغيل المصافي المعقدة أعلى من المصافي البسيطة.

- **معامل مكافئ التكسير بالعامل الحفاز المائع (FCC Equivalency Factor)**

صمم هذا المقياس لتوصيف طاقة العمليات التحويلية في المصفاة، حيث أن المصفاة يمكن أن تحتوي على عدة أنواع من العمليات التي تحول المنتجات الثقيلة المنخفضة القيمة كزيت الوقود الثقيل إلى منتجات خفيفة ذات جودة وقيمة أعلى كالغازولين والديزل. من هذه العمليات على سبيل المثال التكسير الحراري والتكسير بالعامل الحفاز والتفحيم، والتكسير الهيدروجيني. ولحساب درجة تعقيد المصفاة يحدد لكل عملية من العمليات التحويلية معاملاً يتناسب مع نسبة المنتجات الخفيفة التي تنتجها هذه العملية مقارنة بالعملية المعيارية، وهي عملية التكسير بالعامل الحفاز المائع (FCC) التي تعطى معامل (1). ويحسب معامل مكافئ التكسير بالعامل الحفاز المائع بناتج جمع إجمالي معاملات العمليات التحويلية في المصفاة، ويقسم المجموع الناتج على طاقة عملية التقطير الجوي.

- **مؤشر قاع البرميل (Bottom of the Barrel Index)**

يستخدم مؤشر قاع البرميل لتوصيف قدرة المصفاة على تكرير النفوط الخام الثقيلة، وإنتاج منتجات بترولية عالية القيمة، ويقاس بالنسبة المئوية لإجمالي طاقة وحدات التفحيم والتكسير بالعامل الحفاز والتكسير الهيدروجيني إلى طاقة التقطير الجوي. (Kearney, A. T., 2012)

تصنف مصافي النفط حسب نوع عمليات التكرير المكونة لها ودرجة تعقيدها إلى ثلاثة أنواع: تقطير، ومعالجة هيدروجينية، وتحويلية. يحتوي كل نوع من هذه الأنواع على عمليات التكرير التالية:

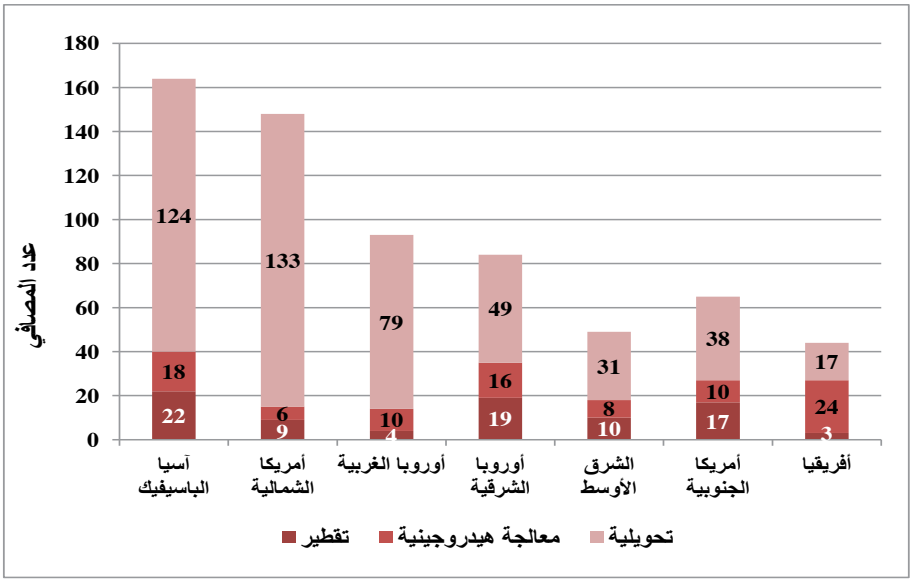
- **مصافي التقطير:** Topping تتكون من وحدات لتجزئة النفط الخام إلى مشتقات نفطية غير معالجة.

- **مصافي المعالجة الهيدروجينية:** Hydroskimming تحتوي إضافة إلى عملية التقطير عمليات معالجة هيدروجينية، ووحدات تهذيب للنافثا لرفع الرقم الأوكتاني للغازولين.
- **المصافي التحويلية:** Conversion تحتوي على وحدات تقطير، ومعالجة هيدروجينية، ووحدة تقطير فراغي، وعمليات تكسير المخلفات الثقيلة لتحويلها إلى مشتقات خفيفة.

1-3-2: تصنيف مصافي النفط في العالم حسب النوع

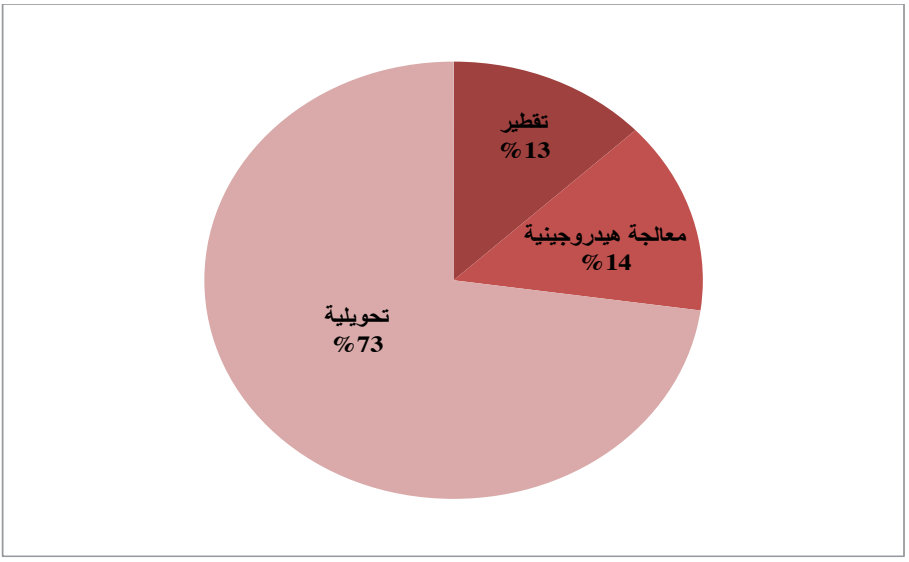
تشكل المصافي التحويلية نسبة تزيد عن 73% من إجمالي مصافي العالم، حيث بلغ عدد هذا النوع 471 مصفاة في بداية عام 2014، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 92 مصفاة بنسبة 14% من إجمالي عدد مصافي العالم. أما مصافي التقطير البسيطة فبلغ عددها 84 مصفاة بنسبة 13%. يتركز العدد الأكبر للمصافي التحويلية في كل من دول أوروبا الغربية، وأمريكا الشمالية، وآسيا الباسيفيك. أما في منطقتي الشرق الأوسط وأفريقيا فمعظم المصافي من نوع التقطير والمعالجة الهيدروجينية. يبين الشكل (2-5) تصنيف مصافي النفط العاملة في مناطق العالم حسب النوع بداية عام 2014، كما يبين الشكل (2-6) توزع نسب مصافي النفط العاملة في العالم حسب النوع بداية عام 2014.

الشكل 2-5: تصنيف مصافي النفط العاملة في مناطق العالم حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 2-6: توزع نسب المصافي العاملة في العالم حسب النوع بداية عام 2014

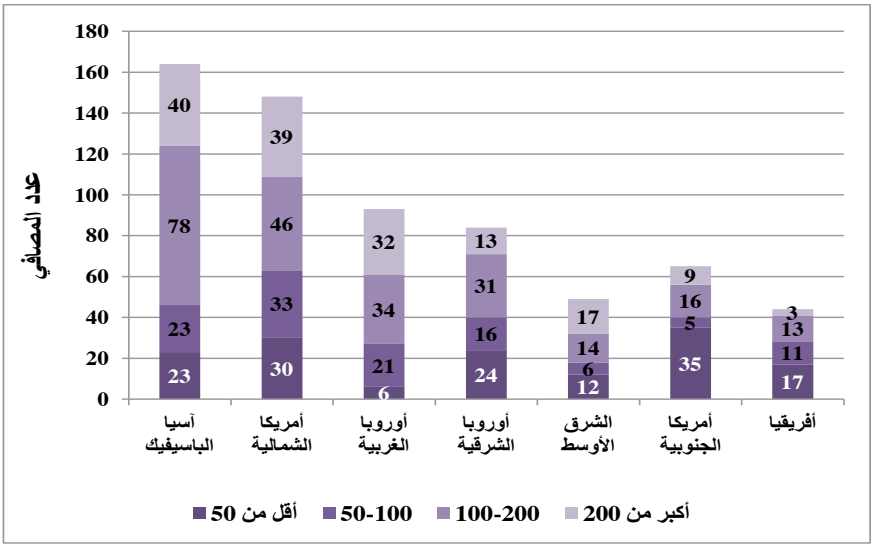


المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-2: تصنيف مصافي النفط في العالم حسب الحجم

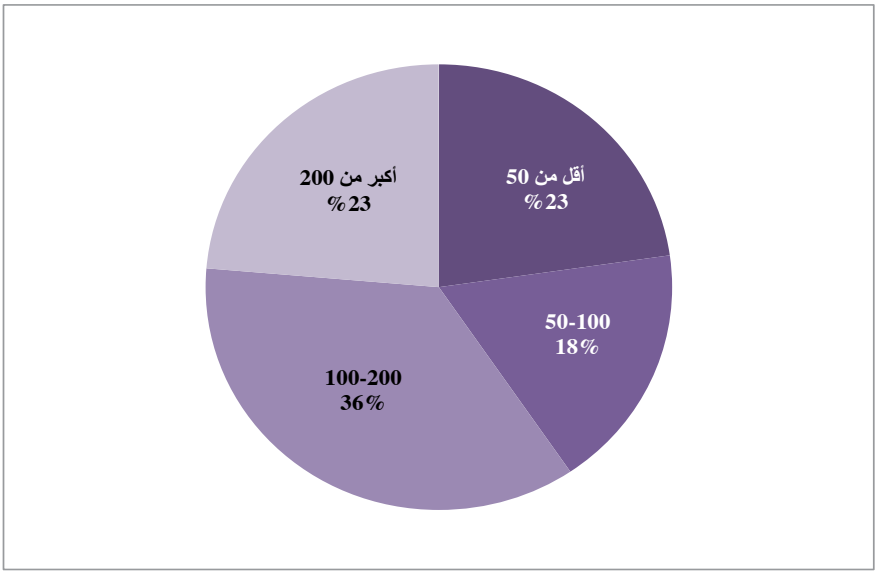
بلغ عدد مصافي النفط التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 153 مصفاة بنسبة 23% من إجمالي عدد المصافي في العالم، كما بلغ عدد المصافي متوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي 232 مصفاة بنسبة 36%، وعدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها بين 50-100 ألف ب/ي 115 مصفاة بنسبة 18%، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها عن 50 ألف ب/ي 147 مصفاة، بنسبة 23% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في العالم بداية عام 2014. تتركز المصافي الكبيرة الحجم في كل من أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية، بينما تتركز المصافي الصغيرة الحجم في كل من أمريكا الجنوبية وأوروبا الشرقية وأفريقيا. يبين الشكل (2-7) تصنيف مصافي النفط العاملة في العالم حسب الحجم بداية عام 2014، كما يبين الشكل (2-8) توزع نسب مصافي النفط العاملة في العالم حسب الحجم بداية عام 2014.

الشكل 2-7: تصنيف مصافي النفط العاملة في مناطق العالم حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 2-8: توزع نسب المصافي العاملة في العالم حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

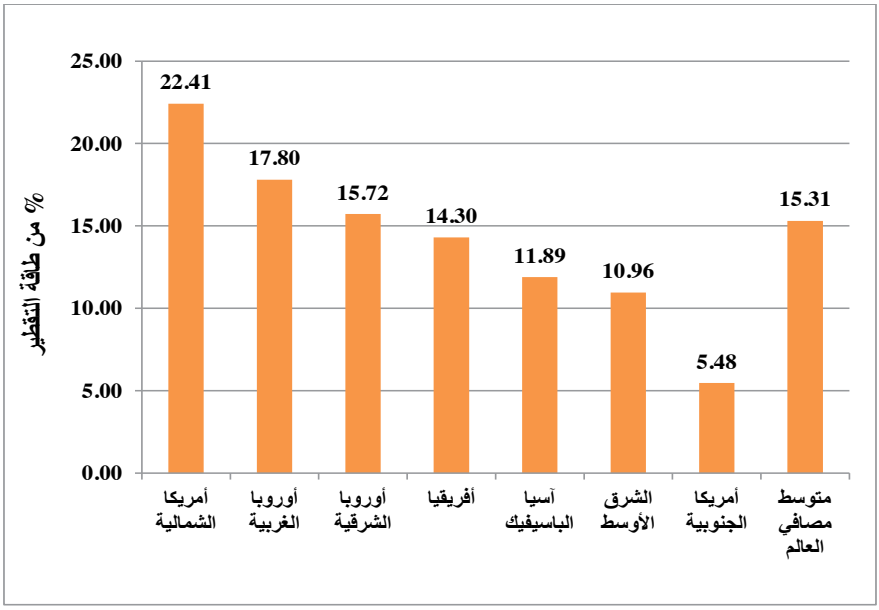


المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-3: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين التي تتكون من عمليات التهذيب والأزمرة في مصافي العالم 15.31% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014. جاءت كل من أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية وأوروبا الشرقية بمعدلات تزيد عن متوسط العالم، بينما بقية مناطق العالم تنخفض فيها القيمة عن متوسط مصافي العالم في بداية عام 2014. يبين الشكل (2-9) متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين إلى طاقة تقطير النفط في مصافي مناطق العالم بداية عام 2014.

الشكل 2-9: متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي العالم بداية عام 2014

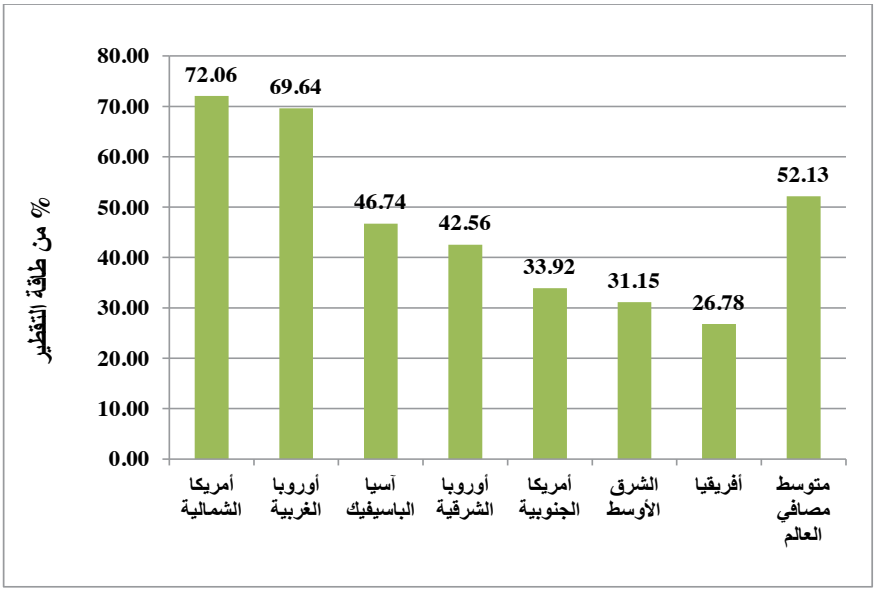


المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-4: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية في مصافي العالم 52.13% من طاقة تقطير النفط الخام بداية عام 2014. تختلف نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية من منطقة لأخرى في العالم، وذلك تبعاً لمتطلبات المعايير المطلوبة لمواصفات المنتجات النفطية. تأتي كل من أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية في مقدمة مناطق العالم من حيث نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط، وذلك بسبب صرامة التشريعات البيئية التي تتطلب محتوى منخفض من الكبريت. يبين الشكل (2-10) متوسط نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط الخام في مناطق العالم بداية عام 2014.

الشكل 2-10: متوسط نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مناطق العالم بداية عام 2014

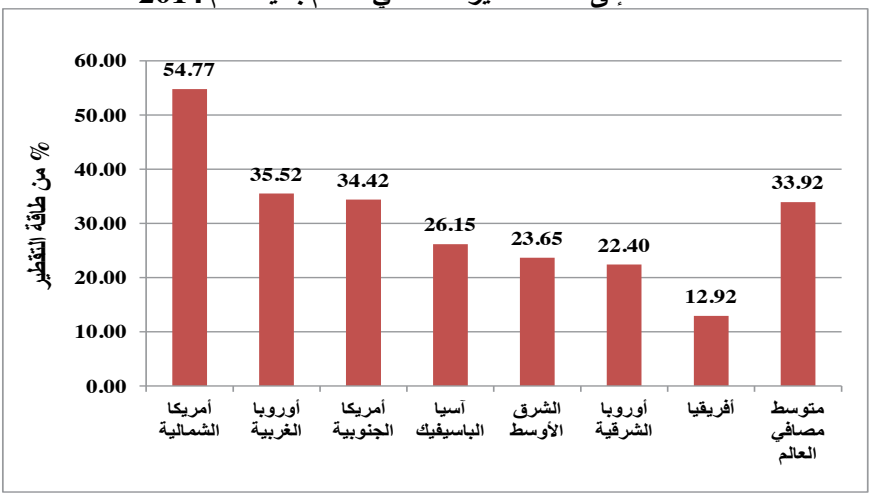


المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-5: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة في مصافي العالم 33.92% من طاقة تقطير النفط الخام بداية عام 2014. تأتي كل من أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية وأمريكا الجنوبية في المقدمة بمعدلات تفوق متوسط العالم. يبين الشكل (2-11) متوسط نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط الخام في مناطق العالم بداية عام 2014.

الشكل 2-11: متوسط نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في العالم بداية عام 2014



المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-4: التحديات التي تواجه صناعة تكرير النفط في العالم

تواجه صناعة التكرير في العالم العديد من الصعوبات والتحديات التي يتوقع أن يكون لها دور كبير في تحديد مسار التطورات المستقبلية لهذه الصناعة، يأتي في مقدمتها تراجع الطلب على المشتقات النفطية في العديد من مناطق العالم، وعدم اليقين الذي يكتنف بيانات الاستهلاك الناتج عن عدم إفصاح الدول المستهلكة عن خططها المستقبلية، وتغير هيكل الطلب على المنتجات، وتوجه بعض الحكومات إلى دعم إنتاج الوقود الحيوي. كما أن تنامي تشدد التشريعات البيئية الخاصة بتخفيض نسبة الكبريت في المشتقات النفطية يساهم في وضع صناعة تكرير النفط تحت ضغوط كبيرة تؤثر سلبا على ربحيتها، وذلك نظراً لحاجتها إلى تخصيص استثمارات باهظة لتطوير عملياتها بما يتناسب مع متطلبات هذه التشريعات.

تتباين طبيعة وانعكاسات التحديات التي تواجه صناعة التكرير من منطقة لأخرى، وذلك تبعاً لعوامل عديدة تتعلق بالموارد المتاحة، والتشريعات والأنظمة الاقتصادية والبيئية السائدة. وفيما يلي أهم التحديات التي تواجه صناعة التكرير في العالم، مع الإشارة إلى أسبابها، والإجراءات المتبعة للحد من انعكاساتها السلبية.

2-4-1: الغموض في بيانات معدل الطلب المستقبلي على المنتجات النفطية

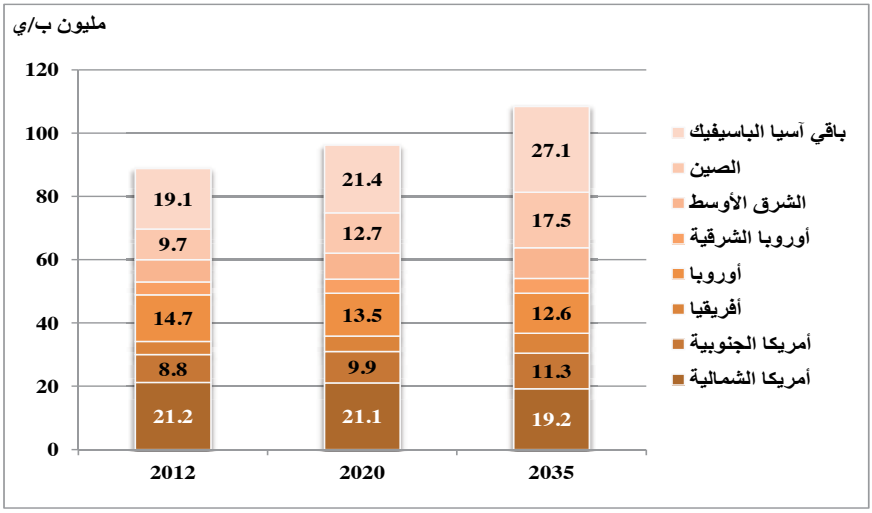
أدت التغيرات الحادة التي طرأت على أسعار النفط الخام والمنتجات النفطية في الأسواق العالمية خلال السنوات الماضية إلى زيادة صعوبة التنبؤ بمستقبل الطلب العالمي على المشتقات النفطية، وكان لهذه التغيرات أثر سلبي على صناعة تكرير النفط في معظم مناطق العالم. (GBI, 2012)

أما أهم أسباب الغموض الذي يكتنف معدل الطلب المستقبلي على المشتقات النفطية فتعود إلى عوامل عديدة، أهمها: صعوبة التنبؤ بمستوى أسعار النفط في الأسواق العالمية، وحالات حدوث اضطرابات جيوسياسية في مناطق إنتاج النفط، إضافة إلى الكوارث الطبيعية، والأزمات المالية في الاقتصاد العالمي. كل هذه العوامل وغيرها تزيد من صعوبة توقع الطلب المستقبلي على المشتقات النفطية.

تختلف مناطق العالم من حيث نمو الطلب على المنتجات النفطية، حيث يتوقع أن ينخفض الطلب في كل من أوروبا الغربية وأمريكا الشمالية بينما سيزداد في كل من آسيا الباسيفيك والشرق الأوسط وأفريقيا وأوروبا الشرقية. يبين الشكل (2-12) تطور الطلب على المنتجات النفطية في مناطق العالم خلال الفترة (2012-2035).

أشار التقرير السنوي لمنظمة الدول المصدرة للبترول (أوبك) عام 2013 إلى أن المعدل السنوي لنمو الطلب على المنتجات النفطية سيكون خلال السنوات العشر القادمة بمقدار (1.8 مليون ب/ي)، أو ما يعادل وسطياً 2.2 % من إجمالي الطلب السنوي، ويتوقع أن يتركز بأعلى مستوياته في كل من آسيا الباسيفيك والشرق الأوسط وأفريقيا، بينما سيكون منخفضاً في المناطق الأخرى مثل أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية، يبين الشكل (2-12) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في مناطق العالم خلال الفترة (2012-2035).

الشكل 2-12: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في مناطق العالم (2012-2035) مليون ب/ي

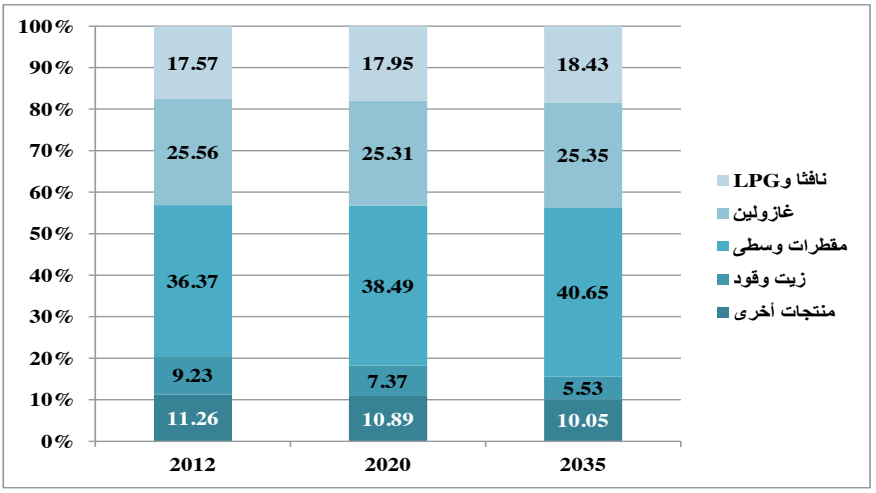


المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

2-4-2: تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية

يميل هيكل الطلب العالمي على المشتقات النفطية نحو الانخفاض التدريجي على الأنواع الثقيلة كزيت الوقود، بينما يزداد الطلب على المقطرات الوسطى الخفيفة كالديزل والغازولين، وتشير التوقعات إلى حدوث تغير في هيكل استهلاك المنتجات النفطية في العقدين القادمين على مستوى العالم، حيث سيزداد الطلب على المقطرات الوسطى من 36.37% من إجمالي الطلب في عام 2012 إلى 40.65% في عام 2035، بينما سينخفض على زيت الوقود من 9.23% في عام 2012 إلى 5.53% في عام 2035. ويتركز هذا التراجع في كل من الولايات المتحدة الأمريكية وأوروبا الغربية بتأثير الضغوط التي تفرضها التشريعات البيئية الخاصة بالحد من حرق الوقود الثقيل الحاوي على نسب عالية من الشوائب الملوثة للبيئة. يبين الشكل (2-13) توقعات تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في العالم خلال العقدين القادمين.

الشكل 2-13: توقعات تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في العالم (2012-2035)



المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

ينتج عن تغيرات هيكل الطلب على المنتجات النفطية إلقاء أعباء إضافية على مصافي النفط، نتيجة الحاجة إلى تخصيص استثمارات باهظة لتعديل هيكل عملياتها الإنتاجية. ومن الأمثلة على تأثير انعكاسات تغير الطلب على صناعة التكرير توجه العديد من مصافي الولايات المتحدة الأمريكية ودول الإتحاد الأوروبي نحو التوسع في عمليات التكسير الهيدروجيني التي تتميز بارتفاع نسبة إنتاج المقطرات الوسطى بدلاً من عمليات التكسير بالعامل الحفاز المائع (FCC) Fluidized Catalytic Cracking التي كانت سائدة في العقود الماضية، بسبب ارتفاع نسبة إنتاجها من الغازولين، وذلك نتيجة تغير هيكل الاستهلاك في هذه المناطق وتحولها إلى الديزل بدلاً من الغازولين.

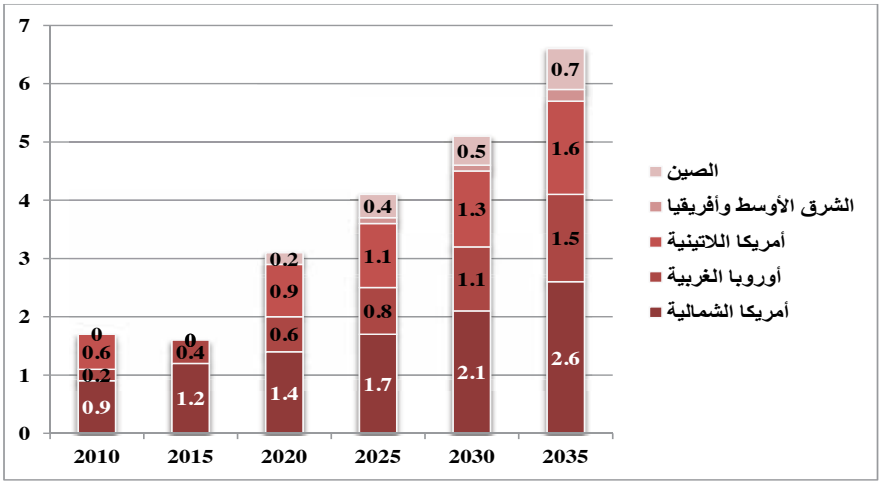
إن تغير هيكل الطلب على المشتقات النفطية ليس جديداً، فمنذ أن انطلقت هذه الصناعة وهي تواجه تغيرات مستمرة في هيكل الطلب على منتجاتها، وخاصة بالنسبة للمنتجات الثقيلة كزيت الوقود الذي كان يستخدم بشكل رئيسي في توليد الطاقة الكهربائية واستخدامات صناعية أخرى، إلا أن ظهور التشريعات البيئية التي تطالب بالحد من استخدام الوقود الثقيل الحاوي على نسب عالية من الملوثات،

وتوفر الغاز الطبيعي كوقود أنظف في العديد من مناطق العالم، وخاصة بعد التطورات التي أدخلت على تقنيات نقله، أدى إلى تخفيض الطلب على زيت الوقود بشكل تدريجي مما دفع مصافي النفط إلى تخصيص استثمارات باهظة لتعديل هيكل عملياتها التكريرية بما يتناسب مع هيكل الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية والعالمية.

2-4-3: منافسة الوقود الحيوي

تتجه حكومات بعض دول العالم، وخاصة المستوردة للنفط، نحو دعم وتشجيع إنتاج الوقود الحيوي، وذلك من خلال تخفيض الضرائب وتوفير فرص الدعم المالي لمشاريع إنتاجه، بهدف تخفيض اعتمادها على استيراد المنتجات النفطية من الأسواق الخارجية. يبين الشكل (2-14) توقعات الزيادة في إمدادات الوقود الحيوي في مناطق العالم حتى عام 2035. وتأتي الولايات المتحدة الأمريكية في مقدمة الدول التي يتوقع أن يرتفع فيها إنتاج الوقود الحيوي، تليها دول أمريكا اللاتينية، ثم دول أوروبا الغربية.

الشكل 2-14: توقعات تطور إمدادات الوقود الحيوي في بعض مناطق العالم (2010-2035) مليون ب/ي



المصدر: أوبك – World Oil Outlook, 2011

يعتقد الكثير من المحللين أن دعم بعض الحكومات لإنتاج وبيع الوقود الحيوي قد يؤدي إلى تراجع العديد من المستثمرين عن متابعة تنفيذ مشاريع إنشاء مصافي النفط الجديدة، وخاصة أن الزمن اللازم لإنشاء مشروع إنتاج الوقود الحيوي لا يزيد عن سنتين مقارنة بمشروع إنشاء المصافي المتوسطة الحجم والتعقيد، الذي يحتاج إلى مدة زمنية تصل إلى 4-6 سنوات. إلا أن هناك مبالغة في قدرة الوقود الحيوي على منافسة المشتقات النفطية وذلك للأسباب التالية. (Kingsman, J., 2013)

- ارتفاع تكاليف إنتاج الوقود الحيوي إلى معدلات قد تفوق كلفة إنتاج المشتقات النفطية، وخصوصاً عندما تكون أسعار النفط الخام معتدلة.
- حاجة الوقود الحيوي إلى مساحات كبيرة من الأراضي الصالحة للزراعة لإنتاج كميات كبيرة من الحبوب التي يصنع منها، مما سيؤدي إلى ارتفاع أسعار المواد الغذائية، وزيادة معدلات الفقر والجوع في العالم، فضلاً عن زيادة كمية الأسمدة الملوثة للبيئة.
- احتمال تعرض الوقود الحيوي للانقطاعات المتكررة نتيجة التأثر بالعوامل المناخية، كحالات الجفاف، أو إصابة المزروعات بالأمراض.

2-4-4: إجراءات ترشيد استهلاك الطاقة

من العوامل التي يمكن أن تساهم في تخفيض الطلب على المنتجات النفطية في السنوات القادمة الاستمرار في إجراءات ترشيد استهلاك الطاقة وتحسين كفاءة استخدامها المتبعة في كافة مناطق العالم، وخاصة في الدول الصناعية. ويتوقع أن يزداد الاهتمام بهذه الإجراءات مع تنامي ضغوط الهيئات المختصة بحماية البيئة لتخفيض انبعاثات الكربون والملوثات الأخرى إلى الغلاف الجوي.

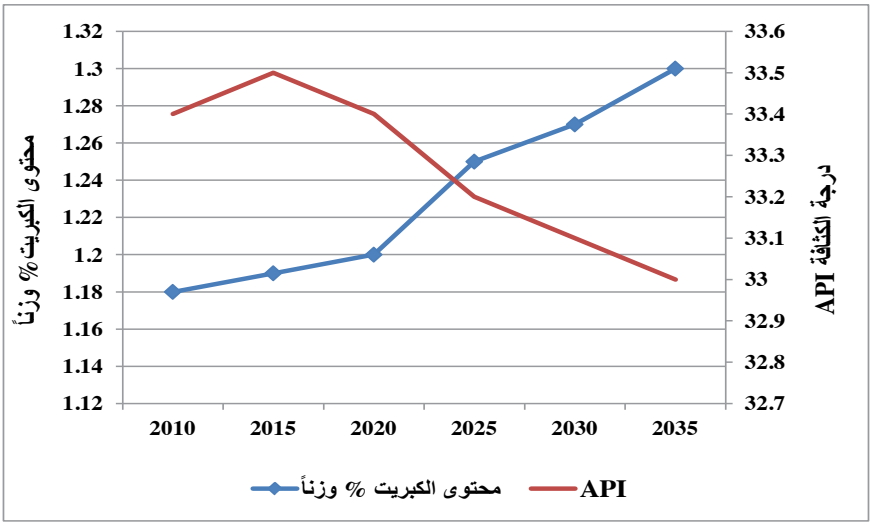
2-4-5: تغير نوعية النفوط الخام المنتجة

على الرغم من التباين في درجة التغير المتوقعة مستقبلاً في نوعية النفوط الخام المنتجة من منطقة لأخرى، من حيث درجة الكثافة ومحتوى الكبريت، إلا أن أكثر التوقعات تشير إلى أن معدل إنتاج النفوط الخفيفة الحاوية على نسب منخفضة

من الكبريت سيزداد في بعض المناطق، بينما تزداد نسبة النفوط الثقيلة الحامضية في مناطق أخرى، كما تؤكد معظم الدراسات على أن المعدل الوسطي لدرجة كثافة النفط الخام (°API) الذي سيتوفر في الأسواق العالمية يميل إلى التحسن حتى عام 2015 ليصل إلى 33.5 درجة، ثم يبدأ بالانخفاض ليصل إلى 33.1 درجة في عام 2035. أما متوسط المحتوى الكبريتي فسيرتفع من مستوى 1.22% في عام 2010 ليصل إلى حوالي 1.3 % بحلول عام 2035، يبين الشكل (2-15) توقعات تطور إمدادات النفط في العالم حسب النوعية خلال الفترة (2010-2035) .

كما تتوقع دراسات أخرى أن يبدأ انخفاض متوسط نوعية النفوط الخام في السنوات القليلة القادمة. ومهما كانت درجة الاختلاف في التوقعات فإنه من المؤكد أن نوعية النفوط الخام تتجه نحو الانخفاض، مما يفرض على المصافي تخصيص استثمارات باهظة لتعديل هيكل عملياتها الإنتاجية ليتوافق مع هذا التغير، ولتحسين مرونتها في تكرير أنواع مختلفة من النفوط الخام.

الشكل 2-15: تطور إمدادات النفط في العالم حسب النوعية (2010- 2035)



المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2011

وعلى الرغم من أن تأثير تغير نوعية النفوط الخام يتركز في الدول المستوردة للنفط أكثر من الدول المنتجة، إلا أن انعكاسات هذه المشكلة ستؤثر على أداء صناعة التكرير في كافة مناطق العالم، نظراً لما ستعكسه من ارتفاع كبير في الاستثمارات الباهظة اللازمة لتطوير المصافي وتحسين مرونتها لتكرير أنواع مختلفة من النفوط الخام الثقيلة والحامضية، فضلاً عن ارتفاع تكاليف التشغيل والصيانة. (Largeteau, D., et al, 2012)

2-4-6: تطور معايير مواصفات المنتجات النفطية

تعتبر قضية الالتزام بمتطلبات التشريعات البيئية الخاصة بتخفيض محتوى الكبريت في المنتجات النفطية إحدى التحديات الكبيرة التي تواجه صناعة التكرير، نظراً لضخامة الاستثمارات اللازمة لإنشاء وحدات معالجة هيدروجينية جديدة، أو توسيع طاقة الوحدات القائمة، لتتمكن مصافي النفط من تلبية متطلبات هذه التشريعات. كما تشكل التشريعات الخاصة بتحديد مواصفات المنتجات النفطية أحد أهم العوامل المؤثرة في تحديد نوع العمليات التي ستتكون منها مشاريع صناعة التكرير المستقبلية في العالم.

شهدت مناطق العالم في العقدين الماضيين تطورات هامة في مجال تحسين مواصفات المنتجات النفطية، وخاصة في الدول الصناعية، حيث تصدرت كل من أوروبا الغربية والولايات المتحدة الأمريكية هذا التوجه، أما باقي المناطق فكانت استجابتها متباينة تبعاً لظروف كل منطقة، نظراً لضعف قدرة المصافي على إنتاج الوقود الأنظف وحاجتها إلى استثمارات باهظة تفوق قدرة العديد من الدول النامية على تحملها. ومع تنامي الوعي بخطورة الإنبعاثات على صحة الإنسان والبيئة بدأت بوادر الاهتمام بشكل ملحوظ في باقي مناطق العالم الأخرى، من خلال الإعلان عن تطوير المصافي القائمة أو إنشاء مصاف جديدة لتحسين قدرتها على إنتاج منتجات بمواصفات متوافقة مع متطلبات المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث. يبين الجدول (2-3) توقعات تطور نسبة الكبريت في الغازولين في مناطق العالم خلال

العقدين القادمين، كما يبين الجدول (2-4) توقعات تطور نسبة الكبريت في الديزل في مناطق العالم.

الجدول 2-3: تطور نسبة الكبريت في الغازولين في مناطق العالم (جزء بالمليون)

البلد	2013	2015	2020	2025	2030	2035
أمريكا الشمالية	30	30	10	10	10	10
أمريكا الجنوبية	435	195	80	45	20	17
أوروبا الغربية	12	10	10	10	10	10
الشرق الأوسط	500	280	75	20	13	10
أوروبا الشرقية	180	105	45	17	13	10
آسيا الباسيفيك	195	135	70	40	20	16
أفريقيا	875	575	235	175	80	55

المصدر: Hart Energy Research & Consulting, 2013

الجدول 2-4: تطور نسبة الكبريت في الديزل في مناطق العالم (جزء بالمليون)

البلد	2013	2015	2020	2025	2030	2035
أمريكا الشمالية	15	15	15	10	10	10
أمريكا الجنوبية	435	195	80	45	20	17
أوروبا الغربية	12	10	10	10	10	10
أمريكا الجنوبية	870	400	155	40	30	14
أوروبا الشرقية	400	220	80	25	15	10
آسيا الباسيفيك	325	190	105	45	25	13
أفريقيا	3350	2110	890	400	165	85

المصدر: Hart Energy Research & Consulting, 2013

2-4-7: ارتفاع تكاليف الإنشاء

كغيرها من القطاعات الصناعية الأخرى، تواجه صناعة التكرير مشكلة التغيرات المتسارعة في تكاليف إنشاء المشاريع الجديدة، وخاصة فيما يتعلق بأسعار مواد البناء. فعلى سبيل المثال أدت الزيادة الكبيرة في أسعار مواد البناء التي حدثت خلال الفترة الواقعة بين عامي (2005-2008)، إلى دفع العديد من المستثمرين إلى إعادة النظر في الجدوى الاقتصادية للمشاريع التي خطط لإنشائها. وبعد ظهور بوادر تعافي الاقتصاد العالمي في أواخر عام 2008 انخفضت أسعار المواد، إلا أن الركود الذي أصاب الاقتصاد ساهم أيضاً في خلق ظروف من الخوف والإحساس بعدم الأمان لدى المستثمرين، إلى أن أظهرت تحسناً ملحوظاً في بداية العقد الثاني من

القرن الحادي والعشرين، من خلال عودة العمل بالمشاريع التي كانت متوقفة في السنوات الماضية.

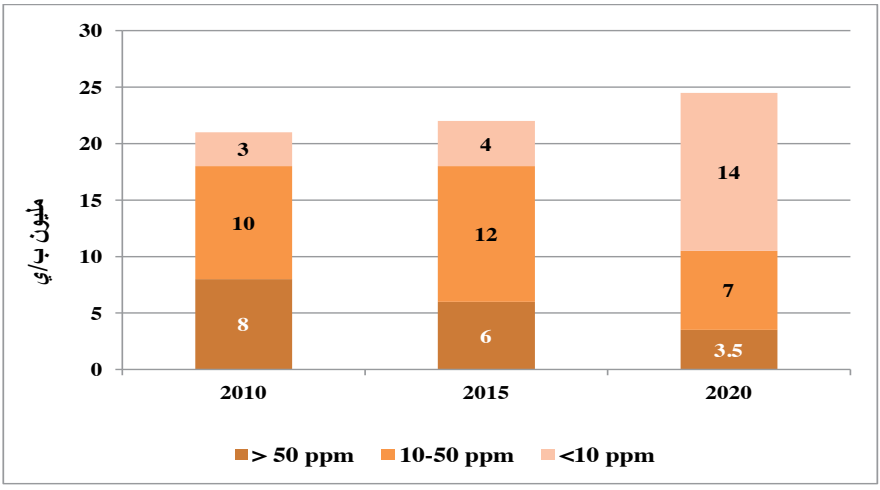
2-5: التطورات المستقبلية لصناعة تكرير النفط في العالم

على الرغم من أهمية دور الظروف الاقتصادية التي ألقت بظلالها على كافة مناطق العالم، إلا أن هناك عوامل أخرى تؤثر في اتخاذ قرار تطوير صناعة التكرير، كتحسين الأداء التشغيلي للمصفاة لتمكينها من إنتاج مشتقات متوافقة مع هيكل الطلب في الأسواق المحلية أو الخارجية بالنسبة للمصافي المصممة للتصدير، وبالتالي لا يمكن القول أن هناك وصفة عامة يمكن تطبيقها على كافة مناطق العالم دون النظر في الظروف الخاصة لكل منطقة، ونوع وحجم الموارد والإمكانات التي تمتلكها، والتي لها دور كبير في مدى نجاح المشروع أو فشله. كما يعتمد المسار المتبع لتطوير صناعة التكرير في كل منطقة من مناطق العالم على عوامل عديدة، أهمها حاجة البلد إلى تلبية الطلب المتنامي على المشتقات النفطية، ومدى توفر التمويل اللازم لإنشاء المشاريع الجديدة، ومدى الاهتمام بتحسين ظروف حماية البيئة من التلوث.

من العوامل الأخرى الدافعة لتطوير المصافي القائمة وإنتاج الوقود الأنظف وفق المعايير الدولية، تحسين قدرة المصافي على تصدير منتجاتها الفائضة إلى الأسواق الخارجية. فقد أشارت دراسة أجرتها مؤسسة هارت إنرجي للاستشارات (Hart Energy Consulting) إلى توقع زيادة الطلب على المنتجات النفطية ذات المحتوى المنخفض من الكبريت في السنوات القادمة، حيث يتوقع أن يرتفع الطلب على الغازولين الحاوي على أقل من 10 جزء بالمليون من 3 مليون برميل/اليوم عام 2010 إلى 14 مليون ب/ي بحلول عام 2020، كما يتوقع أن يرتفع الطلب على وقود الديزل الحاوي على نسبة منخفضة من الكبريت أقل من 10 جزء بالمليون من حوالي 7 مليون ب/ي في عام 2010 إلى 11 مليون ب/ي بحلول عام 2020. يبين الشكل (2-16) تطور الطلب العالمي على الغازولين حسب محتوى الكبريت حتى

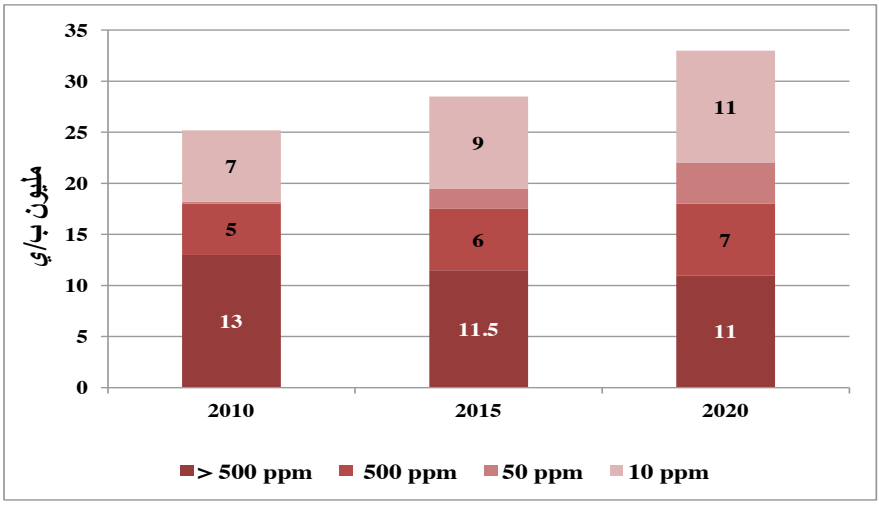
عام 2020، كما يبين الشكل (2-17) تطور الطلب العالمي على وقود الديزل حسب محتوى الكبريت حتى عام 2020.

الشكل 2-16: تطور الطلب العالمي على الغازولين حسب محتوى الكبريت (2010-2020) مليون ب/ي



المصدر: Hart Energy Consulting, 2012

الشكل 2-17: تطور الطلب العالمي على وقود الديزل حسب محتوى الكبريت (2010-2020) مليون ب/ي



المصدر: Hart Energy Consulting, 2012

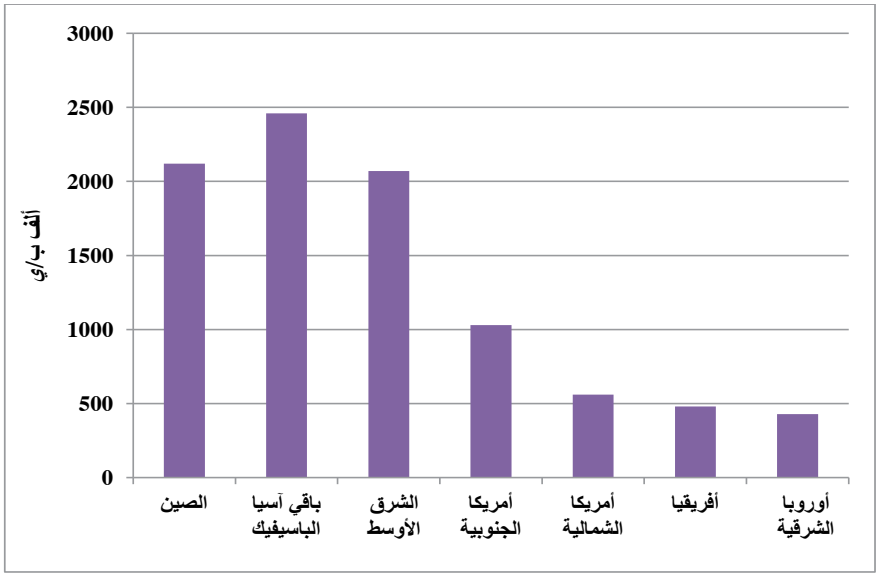
تركزت معظم مشاريع إنشاء المصافي الجديدة في منطقتي آسيا الباسيفيك والشرق الأوسط، وخاصة في الدول المنتجة للنفط مثل المملكة العربية السعودية ودولة الإمارات العربية المتحدة وإيران، وذلك لأسباب عديدة، أهمها:

- حاجة تلك المناطق إلى تأمين إمدادات آمنة من المنتجات النفطية.
- تعظيم القيمة المضافة للنفط المنتج بدلاً من تصديره كمادة خام.
- الحاجة إلى خلق فرص عمل جديدة.
- الاستفادة من البنية التحتية المتوفرة في منشآت صناعة التكرير القائمة.
- الاستفادة من وجود النفط الخام في توفير تكاليف النقل، مما يمنحها ميزة تنافسية غير متوفرة في مناطق أخرى.

2-5-1: توقعات تطور الطاقة التكريرية في مناطق العالم

يشير تقرير أصدرته منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) إلى أن إجمالي الطاقة التكريرية لمصافي العالم سيزداد بحوالي 8570 ألف ب/ي خلال الفترة (2012- 2018)، وستأتي معظم هذه الزيادة من منطقتي آسيا الباسيفيك بحوالي 4588 ألف ب/ي. كما ستزداد في منطقة الشرق الأوسط بحوالي 1790 ألف ب/ي، والباقي في مناطق العالم الأخرى. تختلف الطريقة التي سيتم من خلالها زيادة الطاقة التكريرية من منطقة لأخرى، فمنها ما سيأتي من خلال إنشاء مصاف جديدة، ومنها ما سيأتي من توسيع طاقة المصافي القائمة. يبين الشكل (2-18) مقدار الزيادة المتوقعة في الطاقة التكريرية في مناطق العالم خلال الفترة (2012-2018).

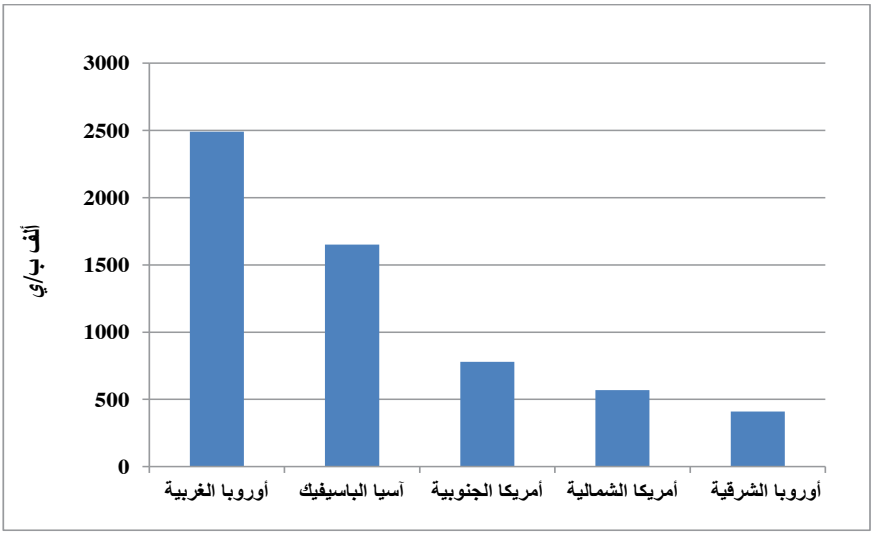
الشكل 2-18: توقعات زيادة الطاقة التكريرية في مناطق العالم (2012-2018) ألف ب/ي



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

من جهة أخرى يتوقع أن تستمر عمليات إغلاق وبيع مصافي النفط في الدول الصناعية، وخاصة أوروبا الغربية وأمريكا الشمالية وبعض دول آسيا الباسيفيك، كاليابان وأستراليا، وذلك بتأثير عوامل عديدة أهمها انخفاض الطلب على المنتجات النفطية، وسياسة دعم الوقود الحيوي، حيث بلغ إجمالي الطاقة التكريرية للمصافي التي أغلقت أو تم تخفيض طاقتها التكريرية حوالي 4400 ألف ب/ي خلال الفترة (2008-2012)، منها 2000 ألف ب/ي في أوروبا الغربية، و 1500 ألف ب/ي في الأمريكيتين، والباقي في اليابان وأستراليا. وفي منتصف عام 2013 أعلن عن خطط لإغلاق أو بيع العديد من المصافي في هذه المناطق يبلغ إجمالي طاقتها التكريرية حوالي 5900 ألف ب/ي بحلول عام 2018. يبين الشكل (2-19) الطاقة التكريرية للمصافي المتوقع إغلاقها أو بيعها في مناطق العالم خلال الفترة (2013-2018).

الشكل 2-19: طاقة المصافي المتوقع إغلاقها أو بيعها في مناطق العالم (2013-2018)
ألف ب/ي

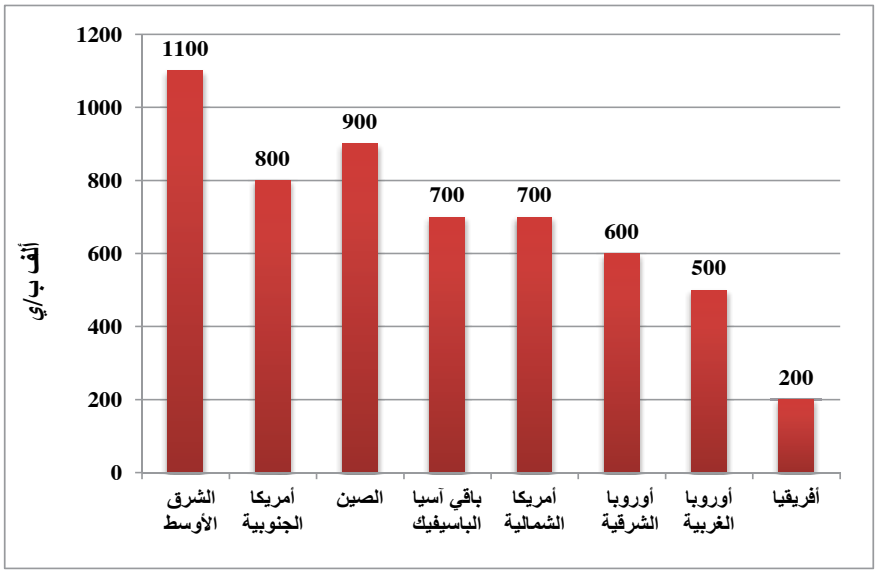


المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-5-2: توقعات تطور طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

تترافق مشاريع توسيع الطاقة التكريرية مع مشاريع رفع طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة التي تهدف إلى تحويل القطفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة عالية القيمة، حيث يتوقع إضافة طاقات جديدة في العالم بمقدار 5.5 مليون ب/ي خلال الفترة (2013-2018). تتكون هذه الإضافة من عمليات تكسير هيدروجيني بطاقة 2200 ألف ب/ي، وعمليات تفحيم بطاقة 1700 ألف ب/ي، وعمليات تكسير بالعامل الحفاز FCC بطاقة 1600 ألف ب/ي. يتركز معظم هذه العمليات في منطقة آسيا الباسيفيك 1600 ألف ب/ي، والشرق الأوسط 1100 ألف ب/ي، وأمريكا الجنوبية 800 ألف ب/ي، وأوروبا الشرقية 600 ألف ب/ي، وأمريكا الشمالية 700 ألف ب/ي. يبين الشكل (2-20) الزيادة المتوقعة في طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة خلال الفترة (2013-2018).

الشكل 2-20: الزيادة المتوقعة في طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة في مناطق العالم (2013-2018) ألف ب/ي

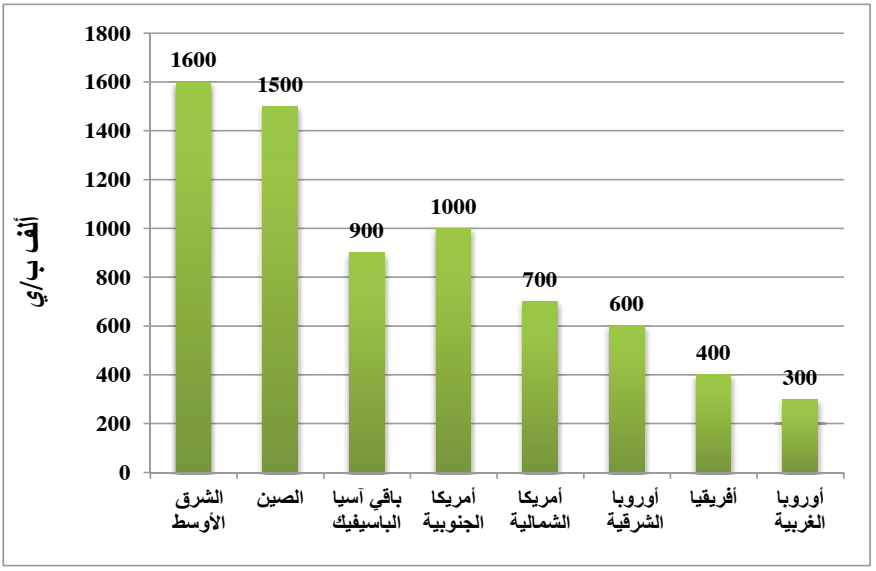


المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-5-3: توقعات تطور طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

يتوقع أن يزداد الاهتمام بإنشاء وحدات المعالجة الهيدروجينية في مناطق العالم خلال الفترة (2013-2018)، وذلك لتحسين قدرة المصافي على تخفيض نسبة الكبريت في المشتقات النفطية. يقدر إجمالي طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية المتوقع إنشاؤها بحوالي 6900 ألف ب/ي، تتركز معظمها في منطقة آسيا الباسيفيك بمقدار 2400 ألف ب/ي، والشرق الأوسط بمقدار 1400 ألف ب/ي، وفي أمريكا الجنوبية بمقدار 1000 ألف ب/ي، والباقي يتوزع ما بين أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية وأوروبا الشرقية. يبين الشكل (2-21) الزيادة المتوقعة في طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية في مناطق العالم خلال الفترة (2013-2018).

الشكل 2-21: الزيادة المتوقعة في طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية في مناطق العالم (2013-2018) ألف ب/ي

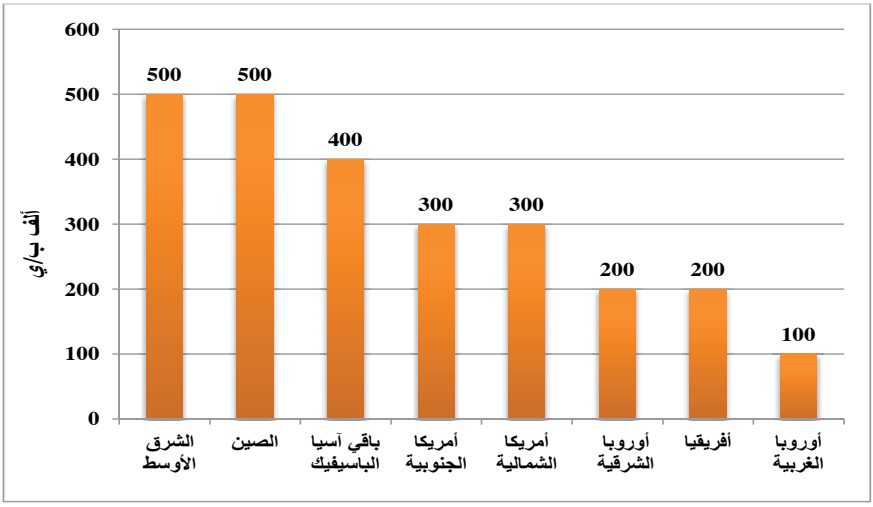


المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-5-3: توقعات تطور طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

أما طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين فيتوقع إضافة حوالي 2200 ألف ب/ي خلال الفترة (2013-2018) . تتركز هذه الزيادة في كل من آسيا الباسيفيك بمقدار 900 ألف ب/ي، والشرق الأوسط بمقدار 500 ألف ب/ي. يبين الشكل (2-22) الزيادة المتوقعة في طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مناطق العالم خلال الفترة (2013-2018).

الشكل 2-22: الزيادة المتوقعة في طاقة تحسين الرقم الأوكتاني في مناطق العالم (2013-2018) ألف ب/ي



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

6-2: الخلاصة والاستنتاجات

بلغ إجمالي الطاقة التكريرية في العالم 90852 ألف ب/ي وعدد المصافي العاملة 647 مصفاة بداية عام 2014. تأتي منطقة آسيا الباسيفيك في المرتبة الأولى، بطاقة تكريرية قدرها 26400 ألف ب/ي، تليها أمريكا الشمالية بطاقة 21748 ألف ب/ي، ثم أوروبا الغربية بطاقة تكريرية قدرها 14407 ألف ب/ي.

تعود ملكية أكثر من نصف مصافي النفط في العالم إلى خمس وعشرين شركة تكرير رئيسية، عالمية ووطنية، تأتي في مقدمتها شركة إكسون موبيل الأمريكية، تليها شركة رويال دوتش شل الهولندية، وفي المرتبة الثالثة تأتي شركة سينوبك الصينية ثم شركة بريتش بتروليوم في المرتبة الرابعة، وفي المرتبة الخامسة تأتي شركة أرامكو السعودية.

بلغ عدد المصافي التحويلية 471 مصفاة بنسبة تزيد عن 73% من إجمالي مصافي العالم في بداية عام 2014، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 92

مصفاة بنسبة 14%. أما مصافي التقطير البسيطة فبلغ عددها 84 مصفاة بنسبة 13% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في العالم بداية عام 2014.

ومن حيث الحجم فقد بلغ عدد مصافي النفط التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 153 مصفاة بنسبة 23% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في العالم، كما بلغ عدد المصافي المتوسطة الحجم، التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي 232 مصفاة بنسبة 36%، وعدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها بين 50-100 ألف ب/ي 115 مصفاة، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها عن 50 ألف ب/ي 147 مصفاة، بنسبة 23% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في العالم بداية عام 2014.

تواجه صناعة التكرير في العالم العديد من الصعوبات والتحديات التي يتوقع أن يكون لها دور كبير في تحديد مسار التطورات المستقبلية لهذه الصناعة، يأتي في مقدمتها تراجع الطلب على المشتقات النفطية في العديد من مناطق العالم، وعدم اليقين الذي يكتنف بيانات الاستهلاك، وتغير هيكل الطلب على المنتجات، وتوجه بعض الحكومات إلى دعم إنتاج الوقود الحيوي. إضافة إلى أعباء تلبية متطلبات التشريعات البيئية الخاصة بتخفيض نسبة الكبريت في المشتقات، وتدهور جودة النفط الخام المنتج.

تختلف طبيعة الإجراءات المتبعة لتطوير صناعة التكرير في كل منطقة من مناطق العالم تبعاً لعوامل عديدة، أهمها حاجة البلد إلى تلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية، ومدى الاهتمام بتحسين ظروف حماية البيئة من التلوث، ومدى توفر التمويل اللازم لإنشاء المشاريع الجديدة. وتشير التقارير إلى أن إجمالي الطاقة التكريرية لمصافي العالم يتوقع أن يزداد بحوالي 8570 ألف ب/ي في الفترة (2013-2018)، وستأتي معظم هذه الزيادة من منطقتي آسيا الباسيفيك والشرق الأوسط، من خلال إنشاء مصاف جديدة أو توسيع المصافي القائمة.

من جهة أخرى يتوقع أن تستمر عمليات إغلاق وبيع مصافي النفط في الدول الصناعية، وخاصة أوروبا الغربية وأمريكا الشمالية وبعض دول آسيا الباسيفيك، كاليابان وأستراليا، وفي منتصف عام 2013 أعلن عن خطط لإغلاق أو بيع العديد من المصافي في هذه المناطق يبلغ إجمالي طاقتها التكريرية حوالي 5900 ألف ب/ي بحلول عام 2018.

تترافق مشاريع توسيع الطاقة التكريرية مع مشاريع رفع طاقة العمليات التحويلية لتحسين الأداء التشغيلي للمصافي، حيث يتوقع إضافة طاقات جديدة لعمليات تكسير المخلفات الثقيلة بمقدار 5500 ألف ب/ي خلال الفترة (2013-2018)، كما يقدر إجمالي طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية المتوقع إنشاؤها بحوالي 6900 ألف ب/ي، أما طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين فيتوقع إضافة حوالي 2200 ألف ب/ي في نفس الفترة.

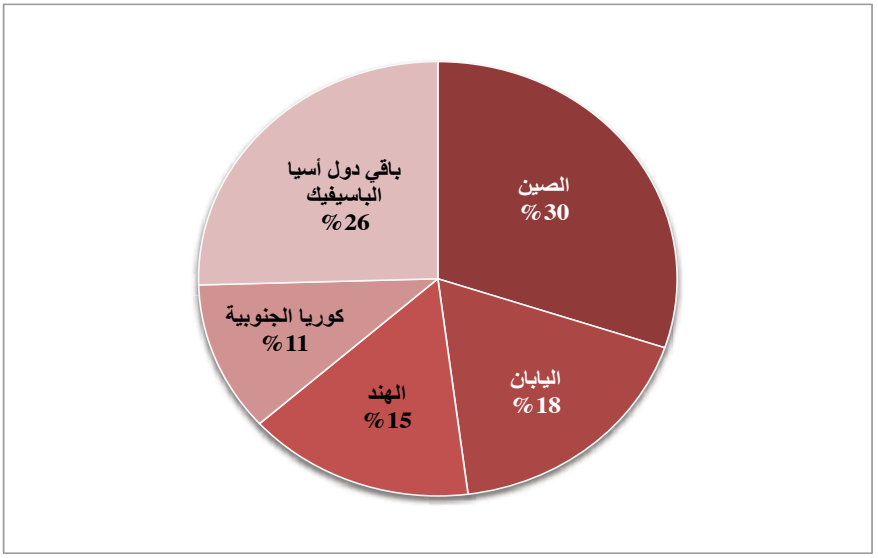
الفصل الثالث

تطورات صناعة تكرير النفط في آسيا الباسيفيك

تأتي منطقة آسيا الباسيفيك في مقدمة مناطق العالم من حيث معدل نمو الطاقة التكريرية، مدفوعة بتنامي الطلب المحلي على المنتجات النفطية.

يبلغ إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة آسيا الباسيفيك 26400 ألف ب/ي بنسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم بداية عام 2014، وعدد المصافي العاملة 164 مصفاة. يبين الشكل (3-1) توزع نسب الطاقة التكريرية في دول منطقة آسيا الباسيفيك، كما يبين الجدول (3-1) الطاقة التكريرية، وإجمالي طاقة العمليات التحويلية، ومتوسط مؤشر درجة تعقيد مصافي النفط العاملة في دول آسيا الباسيفيك بداية عام 2014.

الشكل 3-1: توزع نسب الطاقة التكريرية في دول آسيا الباسيفيك بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 3-1: طاقة وعدد مصافي النفط في دول آسيا الباسيفيك بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

البلد	عدد المصافي	تقطير جوي	تكسير المخلفات الثقيلة	تحسين الرقم الأوكتاني	المعالجة الهيدروجينية	متوسط مؤشر تعقيد نيلسون
الصين	59	7958.0	2310.0	691.0	2145.5	4.35
اليابان	28	4710.5	1312.1	845.6	4858.2	7.83
الهند	23	4063.1	1018.5	288.5	890.8	4.06
كوريا الجنوبية	5	2949.0	663.0	394.0	1499.5	5.94
سنغافورة	3	1375.0	411.0	142.5	698.5	5.22
تايوان	4	1170.0	293.9	141.0	727.5	6.13
إندونيسيا	8	1070.3	292.6	93.0	23.4	3.66
تايلاند	4	721.0	150.5	116.4	325.6	4.82
أستراليا	6	712.6	217.5	190.7	479.9	6.62
ماليزيا	6	522.8	102.7	85.9	216.8	4.68
فيليبين	2	300.0	52.0	61.0	185.0	4.40
باكستان	5	288.1	0.0	23.5	121.5	2.82
فيتنام	1	140.0	0.0	0.0	0.0	1.00
كوريا الشمالية	2	130.0	20.0	25.3	39.4	4.06
نيوزيلندا	1	110.0	30.0	25.8	104.5	7.50
ميانمار	3	51.0	5.0	2.4	3.0	2.25
سيريلانكا	1	50.0	12.5	5.3	19.3	3.84
بابوا نيوغينيا	1	36.0	0.0	0.0	0.0	1.00
بنغلاديش	1	33.0	11.0	1.8	2.0	2.71
بروناي	1	10.0	0.0	5.7	0.0	3.85
الإجمالي	**164**	**26400.37**	**6902.52**	**3139.28**	**12340.4**	**5.25**

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تعود ملكية معظم مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك إلى الشركات الوطنية مثل مؤسسة البترول الوطنية الصينية (CNPC) التي تمتلك حوالي 16.1% من إجمالي الطاقة التكريرية في المنطقة، وشركة بتروتشاينا المحدودة (Petrochina Ltd.)، وشركة برتامينا الإندونيسية (Pertamina)، كما يشترك القطاع الخاص أيضاً في ملكية المصافي مثل شركة ريليانس إندستريز الهندية (Reliance-Industries)، إضافة إلى مشاركة بعض الشركات العالمية مثل شركة إكسون موبيل (ExxonMobil). (Hackett, D., et al,.2013)

1-3: الطاقة التكريرية لمصافي النفط في آسيا الباسيفيك

تحتل الصين المرتبة الأولى بين دول آسيا الباسيفيك، حيث تبلغ الطاقة التكريرية 7958 ألف ب/ي، وعدد المصافي 59 مصفاة، وتشكل نسبة 30% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة آسيا الباسيفيك. يبين الجدول (3-2) طاقة مصافي النفط العاملة في الصين وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 3-2: طاقة مصافي النفط العاملة في الصين بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
زينهاي	Zhenhai	403	1975	5.58	Sinopec
لانزهو	Lanzhou	320	2000	7.98	China National Petroleum Corp.
داليان	Dalian	310	1995	2.52	China National Petroleum Corp.
تيانجين	Tianjin	280	2007	3.48	China National Petroleum Corp.
فوجيان	Fujian	280	2007	5.49	Sinopec
شانغهاي	Shanghai	240	1972	4.51	Sinopec
ماومينغ	Maoming	230	1955	3.07	Sinopec
غاوكياو	Gaoqiao	220	1995	4.15	China National Petroleum Corp.
هويزهو	Huizhou	210	2008	4.30	CNOOC
دوشانزي	Dushanzi	200	2009	6.85	China National Petroleum Corp.
جيلين	Jilin	200	1985	6.34	China National Petroleum Corp.

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
لياونينغ	Liaoning	200	2009	6.23	China National Petroleum Corp.
داغانغ	Dagang	200	1980	2.20	Petrochia Company Ltd.
كينغداو	Qingdao	200	2008	10.70	Sinopec
فوشان	Fushun	186	1928	5.73	China National Petroleum Corp.
جيلينغ	Jiling	180	1995	2.54	China National Petroleum Corp.
كينغزهو	Quanzhou	180	1998	3.57	Sinopec
بيجينغ	Beijing	160	1970	2.42	Sinopec
نانجينغ	Nanjing	160	1971	1.00	Sinopec
نينكسيا	Ninxia	160	1981	1.00	Sinopec
داليان	Dalian	160	1990	5.64	West Pacific Petrochemical Corp.
بانجين	Guangzhou	154	1975	6.16	Sinopec
جينزهو	Jinzhou	140	1990	3.11	China National Petroleum Corp.
نينغبو	Ningbo	120	1979	6.78	Sinopec
ووها	Wuhan	120	1971	4.16	Sinopec
جينكسي	Jinxi	112	1987	3.94	China National Petroleum Corp.
داكينغ	Daking	110	1978	2.51	China National Petroleum Corp.
أورامكي	Urumqi	110	1997	2.79	China National Petroleum Corp.
يانغزي	Yangzi	110	1986	2.79	China National Petroleum Corp.
أنكينغ	Anqing	110	1974	3.04	Sinopec
كيلو	Qilo	110	1990	4.85	Sinopec
هاربين	Harbin	100	1965	4.50	China National Petroleum Corp.
لياويانغ	Liaoyang	100	2010	5.36	China National Petroleum Corp.
تاهي	Tahe	100	1992	1.65	China National Petroleum Corp.
كاراماي	Karamay	100	1959	3.40	China National Petroleum Corp.
بيهاي	Beihai	100	2012	3.35	Sinopec
جينان	Jinan	100	1970	3.60	Sinopec
تشانلينغ	Chanling	100	1971	4.16	Sinopec

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
شيجياز هوانغ	Shijiazhuang	100	1978	2.99	Sinopec
تيانجين	Tianjin	100	1982	7.97	Sinopec
ييانغ	Yueyang	100	1975	1.00	Sinopec
زانجيانغ	Zhanjiang	100	1974	5.44	Sinopec
ليويانغ	Luoyang	90	1985	5.11	Sinopec
بانجين	Panjin	80	1960	1.00	China National Petroleum Corp.
بالينغ	Baling	80	1986	2.45	China National Petroleum Corp.
جيوجيانغ	Jiujiang	80	1980	3.99	Sinopec
كينغيانغ	Qingyang	70	1993	2.94	China National Petroleum Corp.
كانزهو	Canzhou	70	1976	6.37	Sinopec
جينمين	Jinmen	70	1988	5.20	Sinopec
رينكوي	Renqui	60	1995	4.35	China National Petroleum Corp.
كزيانيانغ	Xianyang	60	1986	2.93	China National Petroleum Corp.
هاينان	Hainan	60	2006	1.00	Sinopec
يانان لينشيوان	Yanan Linchuan	60	1988	1.00	Yanan Refinery
يومين	Yumen	50	1982	4.47	China National Petroleum Corp.
يانشيوان	Yinchuan	45	1992	3.96	China National Petroleum Corp.
زونغيوان	Zhongyuan	30	1975	5.43	China National Petroleum Corp.
هوهوت	Huhhot	30	1992	5.43	Petrochia Company Ltd.
شانغهاي	Shanghai	28	1945	1.00	Sinopec
كينغهاي	Qinghai	20	1993	1.00	China National Petroleum Corp.
إجمالي الصين		**7958**		**4.35**	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي اليابان في المرتبة الثانية بنسبة 18% من إجمالي الطاقة التكريرية في دول آسيا الباسيفيك، حيث بلغ عدد المصافي 28 مصفاة بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 4710.5 ألف ب/ي، في بداية عام 2014. يبين الجدول (3-3) طاقة مصافي النفط العاملة في اليابان، وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 3-3: طاقة مصافي النفط العاملة في اليابان بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
Mizushima	ميزوشيما	380	1961	10.11	JX Nippon Oil & Energy Corp.
Negishi	نيغيشي	340	1969	7.67	JX Nippon Oil & Energy Corp.
Kawasaki	كاواساكي	290	1960	8.16	Tonen/General Sekiyu Seisei KK
Chiba	تشيبا	228	1963	6.31	Cosmo Oil Co. Ltd.
Mizushima, Okayama	ميزوشيما، أوكاياما	220	1970	9.93	Japan Energy Corp.
Ichihara	إيتشيهارا	209	1963	6.40	Idemitsu Kosan Co. Ltd.
Yokkaichi	يوغابيتشي	193	1957	9.61	Showa Yokkaichi Sekiyu Co. Ltd.
Sodegaura	سوديغاورا	192	1968	7.57	Fuji Oil Co. Ltd.
Muroran	موروران	180	1972	7.91	JX Nippon Oil & Energy Corp.
Kashima,	كاشيما	180	1970	5.98	Kashima Oil Co. Ltd.
Yokkaichi	يوكيتشي	175	1943	4.69	Cosmo Oil Co. Ltd.
Ichihara, Chiba	إيتشيهارا/تشيبا	172	1968	7.82	Kyokuto Petroleum Industries Ltd.
Wakayama	واكاياما	170	1941	6.73	Tonen/General Sekiyu Seisei KK
Chita, Aichi	تشيتا أيتشي	160	1975	7.04	Idemitsu Kosan Co. Ltd.
Sendai	سينداي	145	1964	11.22	JX Nippon Oil & Energy Corp.
Sakaide	ساكايدي	140	1972	5.02	Cosmo Oil Co. Ltd.
Sakai	ساكاي	140	1964	9.30	Tonen/General Sekiyu Seisei KK
Oita	أويتا	136	1964	7.23	JX Nippon Oil & Energy Corp.
Marifu	ماريفو	127	1965	8.93	JX Nippon Oil & Energy Corp.
Shunan	شونان	120	1957	6.27	Idemitsu Kosan Co. Ltd.
Yamaguchi	ياماغوتشي	120	1969	8.00	Seibu Oil Co. Ltd.
Kikuma	كيكوما	120	1938	8.58	Taiyo Oil Co. Ltd.
Takaishi, Osaka	تاكايشي، أوساكا	115	1970	6.35	JX Nippon Oil & Energy Corp.
Tomakomai, Hokkaido	توماكوماي، هوكايدو	114	1973	8.20	Idemitsu Kosan Co. Ltd.
Ohgimachi, Kawasaki	أوهغيماتشي، كاواساكي	110	1954	6.40	Toa Oil Co. Ltd.
Okinawa-Nishihara	أوكيناوا-نيشيهارا	100	1968	2.56	Nansei Sekiyu KK
Sakai	ساكاي	70	1968	8.38	Cosmo Oil Co. Ltd.
Mizue, Kawasaki	ميزو، كاواساكي	65	1955	17.92	Toa Oil Co. Ltd.
إجمالي اليابان		**4711**		**7.83**	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما تأتي الهند في المرتبة الثالثة بنسبة 16% من إجمالي الطاقة التكريرية لمنطقة آسيا الباسيفيك، حيث بلغ إجمالي الطاقة التكريرية 4063 ألف ب/ي بداية عام 2014، وعدد المصافي 23 مصفاة. يبين الجدول (3-4) طاقة مصافي النفط العاملة في الهند، وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 3-4: طاقة مصافي النفط العاملة في الهند بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
جامناغار - II	Jamnagar-II	660	2008	5.80	Reliance Petroleum Ltd.
جامناغار - I	Jamnagar-I	580	1999	8.47	Reliance Industries Ltd.
إيسار	Essar	360	2006	1.00	Essar Refinery
كويالي كوجارات	Koyali, Gujarat	274	1966	2.40	Indian Oil Corp. Ltd.
ماهول، مومباي	Mahul, Mumbai	240	1955	2.20	Bharat Petroleum Corp. Ltd.
مانغالور	Mangalore	190	1988	2.00	Mangalore Refinery & Petrochemicals Ltd.
كوتشي	Kochi	190	1966	3.07	Bharat Petroleum Corp. Ltd
مانالي، تاميل	Manali-Tamil	186	1969	3.25	Chennai Petroleum Corp. Ltd.
باثيندا	Bathinda	180	2012	3.08	Hindustan Petroleum Corp. Ltd.
ماثورا	Mathura	156	1982	2.55	Indian Oil Corp. Ltd.
فيساخ	Visakh	150	1957	1.00	Hindustan Petroleum Corp. Ltd.
باراديب	Paradip	150	2013	4.94	Indian Oil Corp. Ltd.
بينا، ماديا براديش	Bina, Madhya Pradesh	120	2011	3.00	Bharat Oman Refineries Ltd.
بانيبات	Panipat	117	1998	5.20	Indian Oil Corp. Ltd.
باروني، بيهار	Barauni, Bihar	117	1964	2.55	Indian Oil Corp. Ltd.
هالديا، ويست بنغال	Haldia, West Bengal	116	1975	2.33	Indian Oil Corp. Ltd.
ماهول، مومباي	Mahul, Mumbai	107	1954	5.47	Hindustan Petroleum Corp. Ltd.
نوماليغاره، أسام	Numaligarh, Assam	65	1999	5.97	Numaligarh Refinery Ltd.
بونغايغاون أسام	Bongaigaon Assam	51	1979	2.83	Indian Oil Corp. Ltd.
ناغاباتينام	Nagapattinam	20	1993	2.82	Chennai Petroleum Corp. Ltd.
غواهاتي، أسام	Guwahati, Assam	20	1962	3.25	Indian Oil Corp. Ltd.
ديغبوي، أسام	Digboi, Assam	13	1901	1.54	Indian Oil Corp. Ltd.
أندرا، براديش	Andhra Pradesh	1	2001	1.00	Oil & Natural Gas Corp. Ltd.
إجمالي الهند		**4063**		**4.06**	

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

تـأتي كوريـا الجنوبيـة فـي المرتبـة الرابعـة، وتعتبـر مـن الـدول المتميـزة فـي صناعة التكرير في منطقة آسيا الباسيفيك، حيث تمتلك مصافي ذات طاقة تكريرية كبيرة بدرجة تعقيد عالية، ويبلغ إجمالي الطاقة التكريرية للمصافي 2949 ألف ب/ي، من خلال خمس مصافي فقط (Injae L,. 2010). يبين الجدول (3-5) طاقة مصافي النفط العاملة في كوريا الجنوبية وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها، بداية عام 2014.

الجدول 3-5: طاقة مصافي النفط العاملة في كوريا الجنوبية بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
ألسان	Ulsan	840	1964	6.57	SK Innovation
ييؤوسو	Yeosu	775	1966	6.82	GS Caltex Corp.
أونسان	Onsan	669	1966	7.04	S-Oil Corp.
دائيسان	Daesan	390	1989	2.58	Hyundai Oilbank Corp.
إنشون	Inchon	275	1964	3.63	SK Innovation
إجمالي كوريا الجنوبية		**2949**		**5.94**	

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

أمـا بـاقي دول منطقـة آسـيا الباسـيفيك فتتبـاين فيمـا بينهـا مـن حيـث الطاقـة التكريريـة، ودرجـة التعقيـد التكنولـوجي. تـأتي فـي مقدمـة هـذه الـدول سـنغافورة التـي تمتلك ثلاث مصاف ذات طاقة تكريرية إجمالية قدرها 1375 ألف ب/ي. تليها تايوان التي تمتلك أربع مصاف ذات طاقة تكريرية عالية بإجمالي قدره 1170 ألف ب/ي. يبين الجدول (3-6) طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول آسيا الباسيفيك وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها، بداية عام 2014.

الجدول 3-6: طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول آسيا الباسيفيك عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	الدولة/ اسم المصفاة	
سنغافورة					
ExxonMobil Refining & Supply Co.	5.74	1965	605	Jurong	جورونغ
Shell Eastern Petroleum (Pte.) Ltd.	4.55	1961	485	Pulau Bukom	بولاو باكوم
Singapore Refining Co. Private Ltd.	5.26	1979	285	Pulau Merlimau	بولاو ميرليماو
	5.22		**1375**	**إجمالي سنغافورة**	
تايوان					
Formosa Petrochemical Co.	8.98	2000	450	Mailiao	ميلياو
Chinese Petroleum Corp.	3.68	1969	300	Ta-Lin	تالين
Chinese Petroleum Corp.	5.83	1946	220	Kaohsiung	كاوسيونغ
Chinese Petroleum Corp.	3.73	1976	200	Tao-Yuan	تاو يوان
	6.13		**1170**	**إجمالي تايوان**	
إندونيسيا					
Pertamina	2.06	1974	348	Cilacap	سيلاكاب
Pertamina	3.33	2001	260	Balikpapan	باليكبابان
Pertamina	6.02	1973	170	Dumai	دوماي
Pertamina	4.98	1998	125	Balongan	بالونغان
Pertamina	5.74	1930	109	Musi	موسي
Pertamina	1.00	1968	50	Sungai Pakning	سونغي باكنينغ
Pertamina	1.00	1892	4.75	Pangakalan	بانغاكالان
Pertamina	1.00	1954	3.42	Cepu	سيبيو
	3.66		**1070.17**	**إجمالي إندونيسيا**	
تايلاند					
Thai Oil Public Company Limited	5.29	1961	275	Sriracha	سريراتشا
Esso Standard Thailand Ltd.	5.01	1967	170	Sriracha	سريراتشا
PTT PLC	1.96	1964	120	Bangchak	بانغتشاك
Star Petroleum Refining Co. Ltd.	5.97	1996	156	Rayong	رايونغ
	4.82		**721**	**إجمالي تايلاند**	
أستراليا					
BP PLC	5.96	1955	137	Kwinana	كوينانا
Caltex Australia Ltd.	6.75	1956	137	Kurnell	كورنيل
ExxonMobil Refining & Supply Co.	5.79	1949	130	Altona	ألتون
Shell Refining (Australia) Pty. Ltd.	8.31	1954	110	Geelong	غيلونغ
Caltex Australia Ltd.	6.52	1965	108.6	Lytton	ليتون
BP PLC	6.69	1965	102	Bulwer Island	بولوير أيسلاند
	6.62		**724.6**	**إجمالي أستراليا**	
ماليزيا					
Shell Refining Co. Bhd.	3.87	1963	155	Port Dickson II	بورت ديكسون-II
Petronas	9.25	1999	126	Melaka II	ميلاك-II

الدولة/ اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
ميلاكا-I	Melaka I	92	1994	3.95	Petronas
بورت ديكسون	Port Dickson	86	1963	2.63	Petron Corp.
كيرتيه	Kertih,	40	1983	1.00	Petronas
كيمامان	Kemaman,	23.75	2005	2.17	Kemaman Bitumen Co.
إجمالي ماليزيا		**522.75**		**4.68**	
الفيليبين					
ليماي، باتان	Limay, Bataan	180	1961	4.35	Petron Corp.
تابانغو	Tabango	120	1962	4.49	Pilipinas Shell Petroleum Corp.
إجمالي الفيليبين		**300**		**4.40**	
الباكستان					
باك أراب	PakArab	100	2000	2.80	Pak Arab Refinery
كورانغي	Korangi	60	1966	2.55	National Refinery Ltd.
كراتشي	Karachi	47.11	1962	3.22	Pakistan Refinery Ltd.
راوالبيندي	Rawalpindi	46	1922	1.96	Attock Refinery Ltd.
بالوشيستان	Baloshestan	35	2004	3.99	Byco Petroleum Pakistan Ltd.
إجمالي الباكستان		**288.11**		**2.82**	
فيتنام					
دونغ كوات	Dung Quat	140	2009	1	Petrovietnam
كوريا الشمالية					
أونغي	Ungi	90	1973	4.58	Government
أونغي	Ungi	40	1978	2.88	Government
إجمالي كوريا الشمالية		**130**		**4.06**	
نيوزيلندا					
مارسدن بوينت	Marsden Point	90	1964	7.50	New Zealand Refining Co. Ltd.
ميانمار					
ثانباياكان	Thanbayakan	25	1982	1.00	Myanmar Petrochemical Enterprise
ثانليين	Thanlyin	20	1963	4.06	Myanmar Petrochemical Enterprise
تشوك	Chauk	6	1954	1.43	Myanmar Petrochemical Enterprise
إجمالي ميانمار		**51**		**2.25**	
سيريلانكا					
سابوغاسكاندا	Sapugaskanda	50	1969	3.84	Ceylon Petroleum Corp.
نيوغينيا					
بورت موريسباي	Port Moresby	36	2004	1.00	Interoil
بنغلاديش					
تشيتاغونغ	Chittagong	33	1968	2.71	Eastern Refinery Ltd.
بروناي					
سيريا	Seria	10	1983	3.85	Brunei Shell Petroleum Co.
إجمالي باقي دول آسيا الباسيفيك		**6719.78**			

المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3: مصافي النفط المغلقة في آسيا الباسيفيك

على الرغم من التوسع الكبير في الطاقة التكريرية الذي شهدته منطقة آسيا الباسيفيك في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين، وخاصة في الصين والهند، فقد شهدت بلدان أخرى إغلاق العديد من المصافي، وذلك لأسباب مختلفة، منها ما يعود إلى انخفاض الطلب المحلي على المنتجات النفطية مثل اليابان، ومنها ما يعود إلى قدم المصفاة وضعف كفاءتها أو صغر حجمها. يبين الجدول (3-7) قائمة بالمصافي التي أغلقت في منطقة آسيا الباسيفيك خلال الفترة 2000-2013.

الجدول 3-7: المصافي المغلقة في منطقة آسيا الباسيفيك خلال الفترة 2000-2013 (ألف ب/ي)

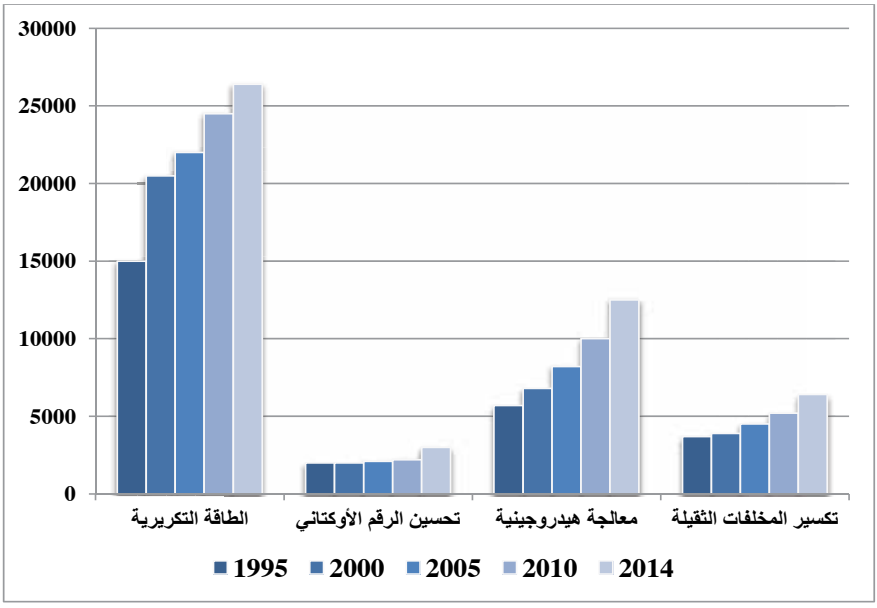
البلد/ اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإغلاق	المالك
أستراليا				
بورت ستانفاك	Port-Stanvac	100	2009	ExxonMobile
كلايدي	Klyde	75	2012	Shell Refining Pty. Ltd.
اليابان				
توياما-نيهونكاي	Toyama- Nihonkai	60	2009	JX Nippon Oil & Energy Corp.
شيتا	Chita	110	2002	Japan Energy Corp.
هيوغو	Hyogo	80	2003	Idmetso
توياما	Toyama	60	2008	Nihonkai Oil Company
ميزوشيما	Mizoshima	240	2012	
ساكيد	Sakaide	140	2013	
أوهغيماتشي	Ohgimachi	120	2013	
ماليزيا				
لوتونغ	Lutong	45	2004	Sarawak Shell Bhd.
باكستان				
كراتشي	Karachi	30	2000	Bosicor Refinery Ltd.
ديراغازي خان	Dera Ghazi Khan	2.5	2006	Dhodak Refinery Ltd.
تايلاند				
رايونغ	Rayong	17	2003	Rayong Purifier Public Co.
كوريا الجنوبية				
بوسان	Busan	9.5	2005	Hyundai Lube Oil
فيليبين				
بيليلا	Pililla	72	2003	Philippine Petroleum Corp.

المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في آسيا الباسيفيك

شهدت مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك تطورات هامة في أدائها التشغيلي خلال العقدين الماضيين، حيث ارتفعت طاقة العمليات التحويلية، المكونة من عمليات التهذيب والمعالجة الهيدروجينية وتكسير المخلفات الثقيلة، بشكل متوافق مع ارتفاع الطاقة التكريرية، وذلك لتعديل هيكل الإنتاج بما يتناسب مع التغير في هيكل الطلب المحلي على المنتجات النفطية، وتمكين المصافي من تكرير النفوط الخام الثقيلة المستوردة من منطقة الشرق الأوسط التي تتميز باحتوائها على نسب كبريت مرتفعة. يبين الشكل (3-2) تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات التحويلية اللاحقة في مصافي منطقة آسيا الباسيفيك خلال الفترة (1995-2014)

الشكل 3-2: تطور العمليات اللاحقة والطاقة التكريرية في مصافي آسيا الباسيفيك خلال الفترة (1995-2014) ألف ب/ي

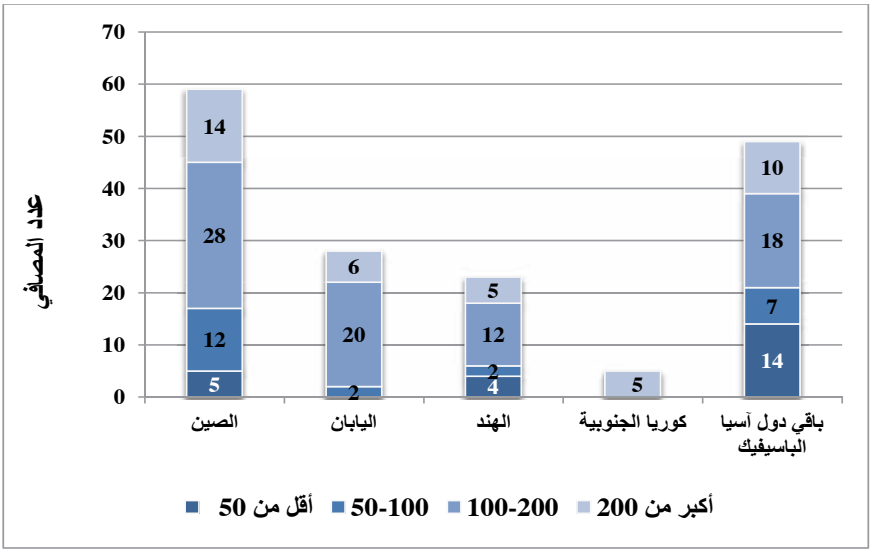


المصدر: أوابك- تقرير الأمين العام السنوي

1-3-3: تصنيف مصافي النفط في دول آسيا الباسيفيك حسب الحجم

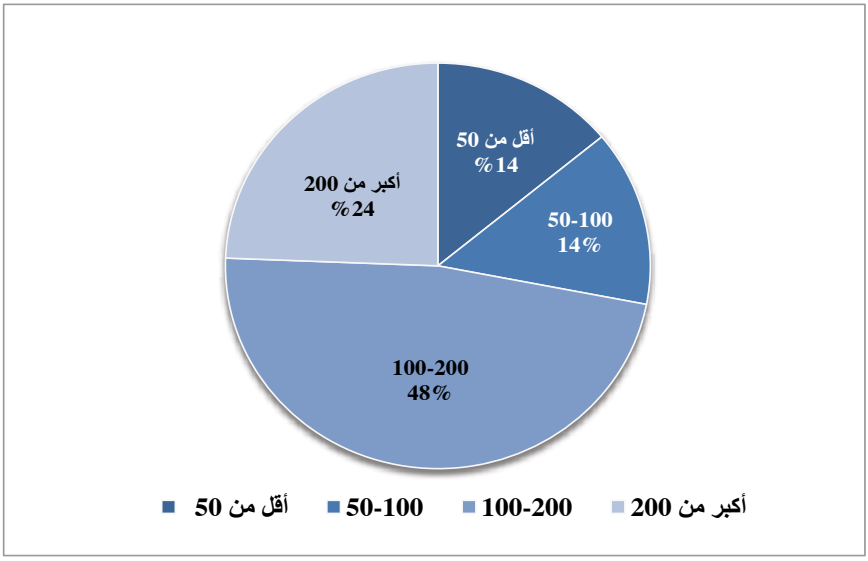
تمتلك دول آسيا الباسيفيك العديد من المصافي ذات الطاقة التكريرية من الحجم الكبير والمتوسط، حيث بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 40 مصفاة في بداية عام 2014، بنسبة 24% من إجمالي عدد المصافي، كما بلغ عدد المصافي المتوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي 78 مصفاة بنسبة 48%، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها بين 50-100 ألف ب/ي 23 مصفاة بنسبة 14%، وعدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 23 مصفاة، بنسبة 14% من إجمالي عدد مصافي منطقة آسيا الباسيفيك. يبين الشكل (3-3) تصنيف مصافي النفط العاملة في دول آسيا الباسيفيك حسب الحجم بداية عام 2014، كما يبين الشكل (3-4) توزع نسب مصافي آسيا الباسيفيك حسب الحجم بداية عام 2014.

الشكل 3-3: تصنيف مصافي آسيا الباسيفيك حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 3-4: توزع نسب مصافي آسيا الباسيفيك حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

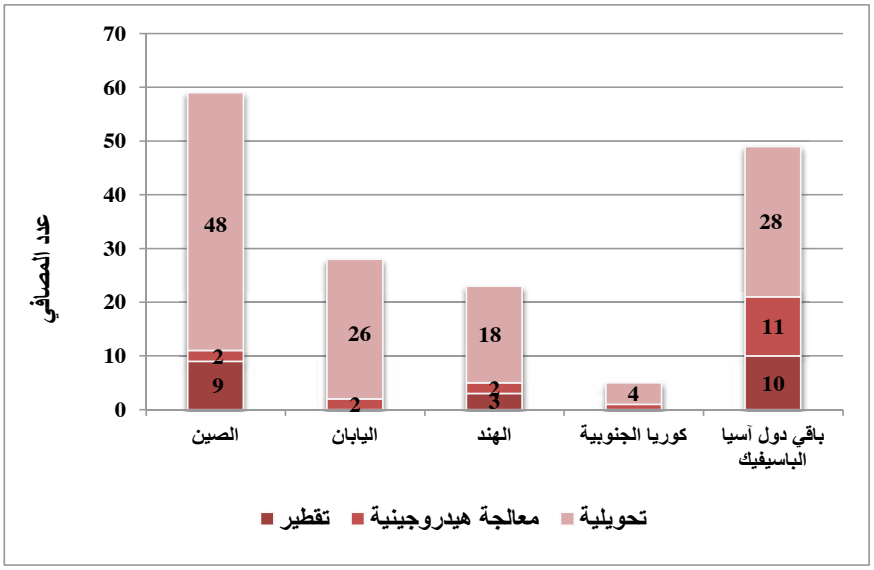


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3-2: تصنيف مصافي النفط في آسيا الباسيفيك حسب النوع

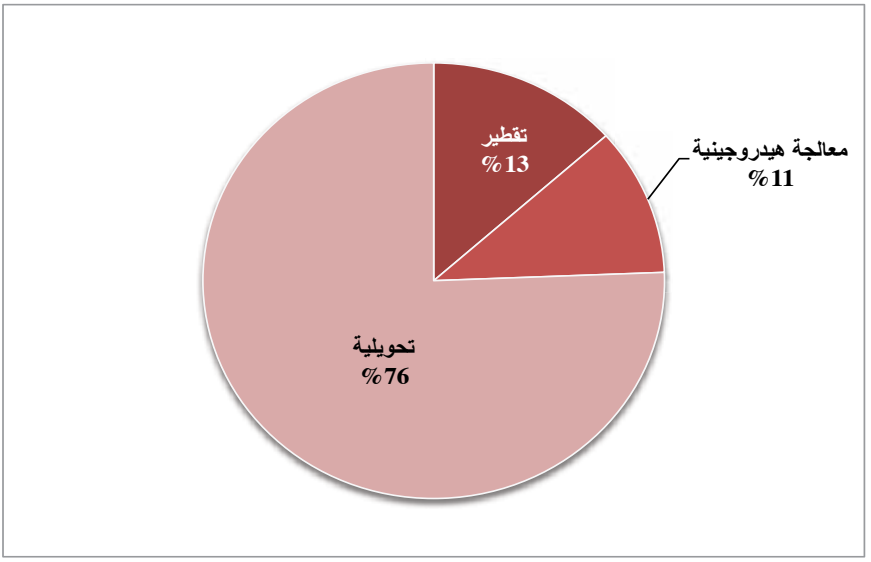
تختلف درجة تعقيد مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك من دولة لأخرى، ففي اليابان والهند وكوريا الجنوبية تمثل المصافي التحويلية النسبة الأكبر، بينما في الصين وباقي دول آسيا فمعظمها من النوع البسيط الذي يتكون من عمليات تقطير النفط الخام فقط. في بداية عام 2014 بلغ عدد المصافي التحويلية 124 مصفاة بنسبة 76% من إجمالي عدد المصافي في دول آسيا باسيفيك، كما بلغ عدد مصافي التقطير 22 مصفاة بنسبة 13%. أما مصافي المعالجة الهيدروجينية فبلغ عددها 18 مصفاة بنسبة 11% فقط من إجمالي عدد المصافي في آسيا الباسيفيك. يبين الشكل (3-5) تصنيف مصافي النفط في دول آسيا الباسيفيك حسب النوع بداية عام 2014، كما يبين الشكل (3-6) توزع نسب مصافي منطقة آسيا الباسيفيك حسب النوع بداية عام 2014.

الشكل 3-5: تصنيف مصافي آسيا الباسيفيك حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 3-6: توزع نسب مصافي آسيا الباسيفيك حسب النوع بداية عام 2014

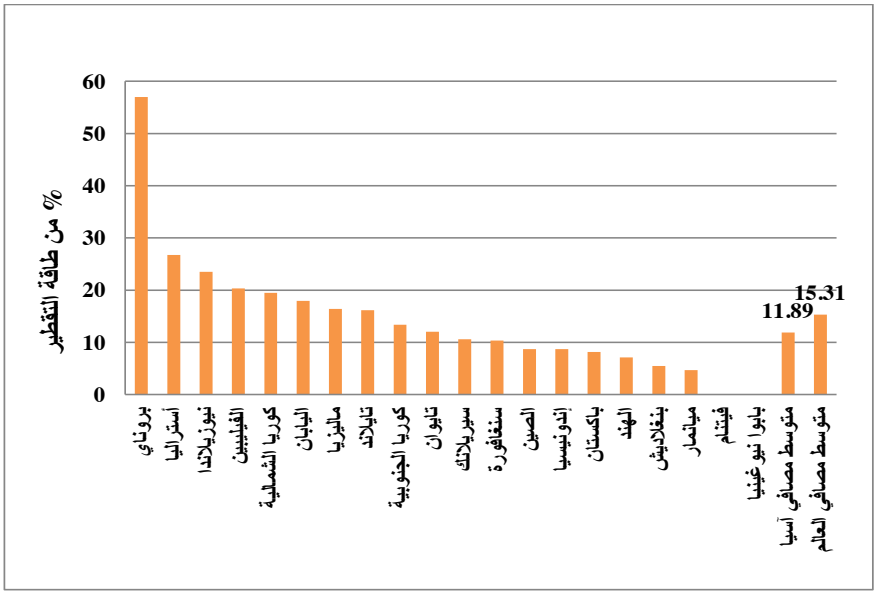


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3-3: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي دول آسيا الباسيفيك 11.89% من طاقة تقطير النفط الخام، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم في بداية عام 2014، ولكن هناك العديد من الدول تزيد فيها النسبة عن متوسط العالم مثل بروناي وأستراليا ونيوزيلندا والفيليبين وكوريا الشمالية نظراً لاعتمادها بشكل أساسي على إنتاج الغازولين. يبين الشكل (3-7) نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول آسيا الباسيفيك بداية عام 2014.

الشكل 3-7: نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي آسيا الباسيفيك عام 2014

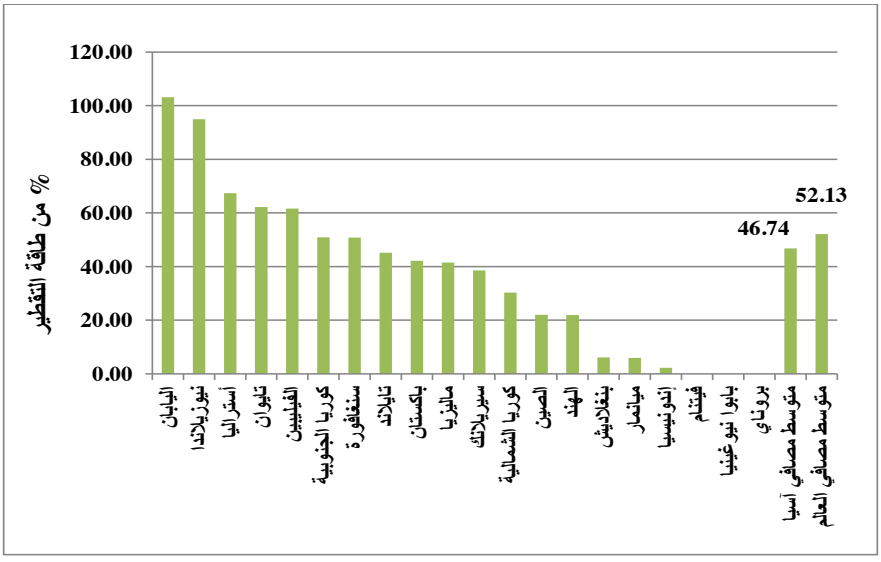


المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3-4: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول آسيا الباسيفيك 46.74%، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم في بداية عام 2014، باستثناء مصافي اليابان التي تصل فيها النسبة إلى 103.13%، وذلك نظراً لاعتمادها على استيراد النفط الخام من منطقة الشرق الأوسط الذي يتطلب عمليات معالجة أكبر، لاحتوائه على نسبة عالية من الكبريت، إضافة إلى الاهتمام الكبير بتحسين مواصفات المنتجات النفطية لتلبية متطلبات المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث، تليها نيوزيلندا، حيث تصل النسبة إلى 95%، ثم أستراليا بنسبة 67.34%، وتايوان بنسبة 62.18% والفيليبين بنسبة 61.66%. يبين الشكل (3-8) نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي آسيا الباسيفيك بداية عام 2014.

الشكل 3-8: نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي آسيا الباسيفيك بداية عام 2014

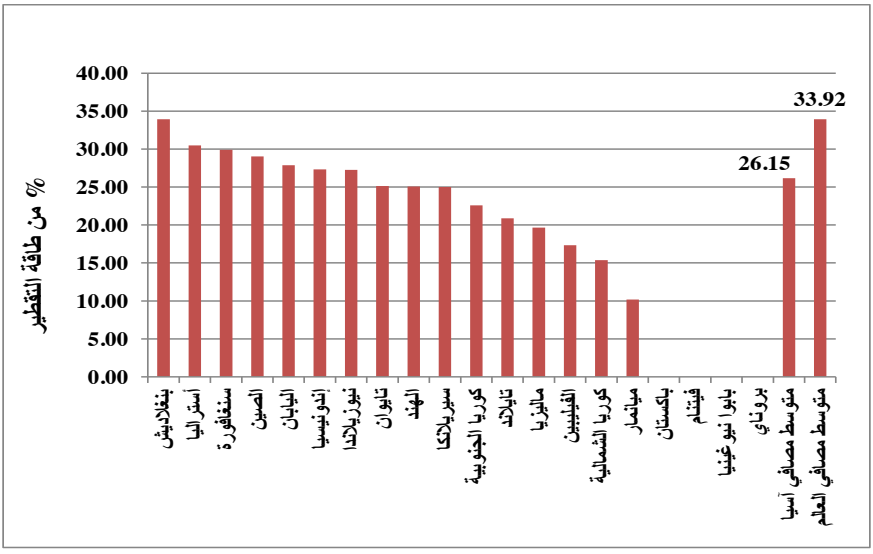


المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3-5: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول آسيا الباسيفيك 26.15%، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم في بداية عام 2014. يبين الشكل (3-9) نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول آسيا الباسيفيك بداية عام 2014.

الشكل 3-9: نسبة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى التقطير في مصافي آسيا الباسيفيك بداية عام 2014

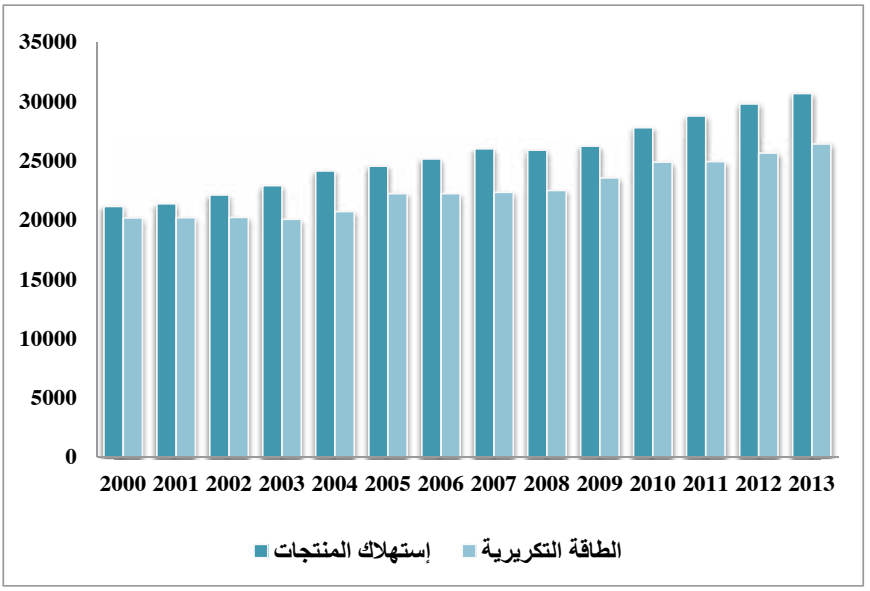


المصدر: أوابك – قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-4: تطور الطاقة التكريرية والطلب على المنتجات النفطية

على الرغم من النمو الذي شهدته الطاقة التكريرية في السنوات العشر الماضية، واجهت مصافي النفط في معظم دول آسيا الباسيفيك مشكلة العجز في تلبية الطلب المحلي المتنامي على المنتجات النفطية وخاصة في كل من الصين والهند. يبين الشكل (3-10) تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات النفطية في منطقة أسيا الباسيفيك خلال الفترة 2000-2013.

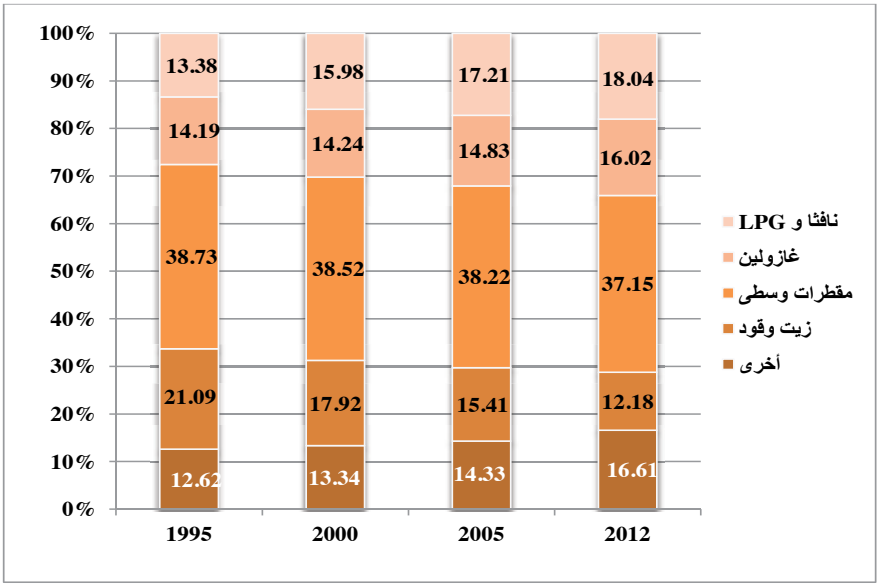
الشكل 3-10: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات النفطية في آسيا الباسيفيك خلال الفترة (2000-2013) ألف ب/ي



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تواجه مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك مشكلة تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية، حيث ارتفعت نسبة الطلب على الأنواع الخفيفة والمتوسطة في العقدين الماضيين، بينما انخفضت على زيت الوقود من 21.09% عام 1995 إلى 12.18% عام 2012، كما ارتفعت نسبة الطلب على غاز البترول المسال (LPG) والنافثا من 13.38% في عام 1995 إلى 18.04% في عام 2012. ويعود السبب الرئيسي لهذا التغير إلى التوجه نحو تخفيض استخدام الوقود الثقيل الحاوي على نسبة مرتفعة من الكبريت، وذلك لتلبية متطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث. يبين الشكل (3-11) تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في آسيا الباسيفيك خلال الفترة (1995-2012)

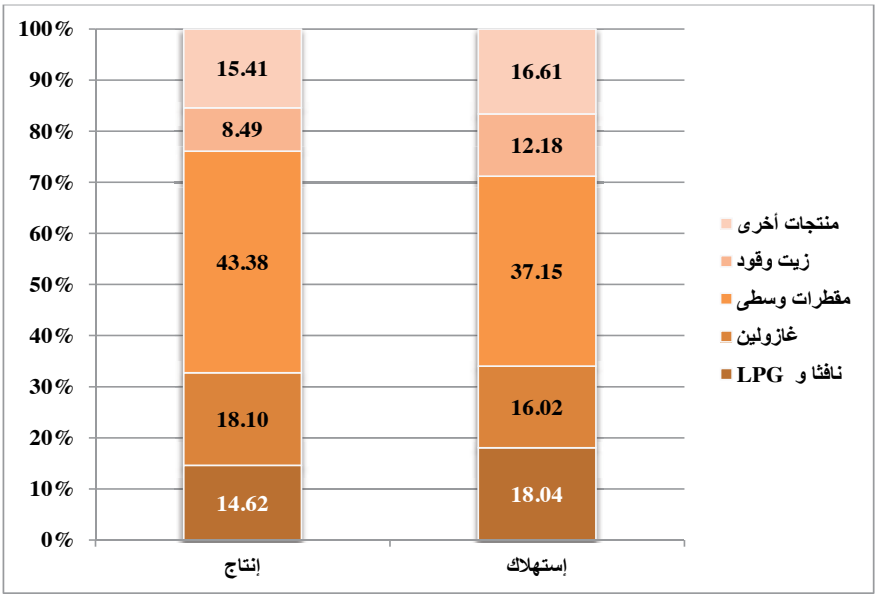
الشكل 3-11: تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في آسيا الباسيفيك (1995 -2012)



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

أدى تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية إلى حدوث تباين في ميزان إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في منطقة آسيا الباسيفيك. في عام 2013 تركز التباين في كل من غاز البترول المسال (LPG) والنافثا والمقطرات الوسطى، حيث بلغت نسبة غاز البترول المسال والنافثا في هيكل الطلب 18.04%، بينما بلغت في هيكل الإنتاج 14.61%، وذلك بسبب الطلب المتنامي على هاتين المادتين كلقيم في صناعة البتروكيماويات، وخاصة في الصين والهند. وبلغت نسبة المقطرات الوسطى في هيكل الطلب 37.15% بينما بلغت في هيكل الإنتاج 43.38% وذلك بسبب عجز المصافي القائمة عن تلبية الطلب على هذه المنتجات. أما زيت الوقود فتبلغ نسبته في هيكل الإنتاج 8.49% بينما تبلغ نسبته في هيكل الطلب 12.18% وذلك بسبب تنامي الطلب على زيت الوقود لمحطات توليد الطاقة الكهربائية. يبين الشكل (3-12) ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في منطقة آسيا الباسيفيك عام 2012.

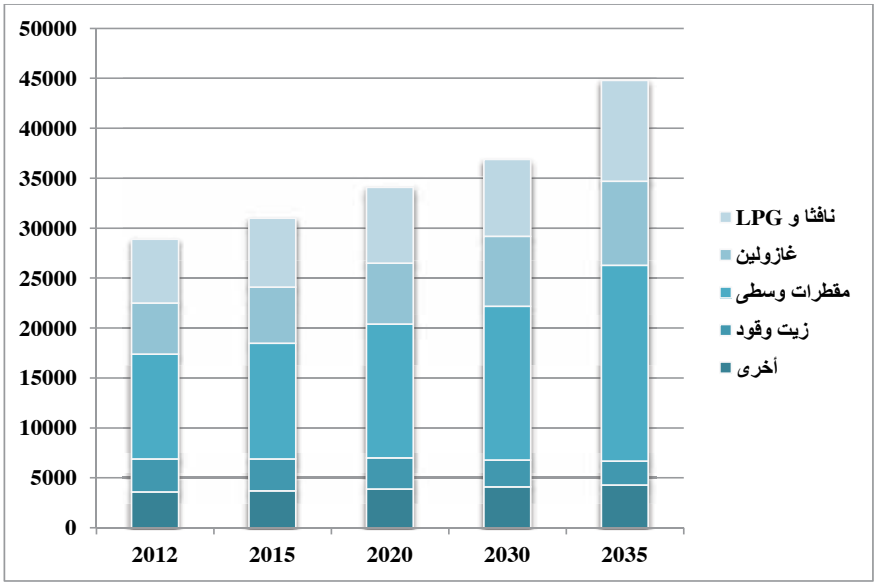
الشكل 3-12: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في آسيا الباسيفيك عام 2012



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

كما يتوقع استمرار نمو الطلب على المنتجات النفطية في منطقة آسيا الباسيفيك، وستستحوذ على أكثر من 80% من إجمالي نمو الطلب العالمي على المشتقات النفطية في العقدين القادمين، حيث سيرتفع من 30.6 إلى 45 ألف ب/ي بحلول عام 2035، ويشكل إجمالي الغازولين والديزل حوالي نصف هذه الزيادة أي بحدود 7.6 مليون ب/ي، كما يتوقع أن يرتفع الطلب على النافثا بتأثير النهضة المتوقعة لصناعة البتروكيماويات في الصين. أما زيت الوقود فسيحافظ على معدله دون زيادة خلال هذه الفترة. يبين الشكل (3-13) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في آسيا الباسيفيك خلال العقدين القادمين.

الشكل 3-13: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في آسيا الباسيفيك (2012-2035) ألف ب/ي



المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

3-5: التشريعات البيئية ومواصفات المنتجات

تتجه دول منطقة آسيا الباسيفيك إلى اعتماد معايير متوافقة مع المعايير الدولية والأوروبية، فقد بدأت شركات التكرير منذ العقدين الماضيين بتطوير المصافي لخفض انبعاثاتها، وتحسين مواصفات المنتجات بما يتوافق مع المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث، وهي مشاريع باهظة التكاليف وتستغرق فترة زمنية طويلة لأعمال الإنشاء.

يبين الجدول (3-8) تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في كل من الهند والصين، ومقارنتها مع أوروبا الغربية.

الجدول 3-8: تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في آسيا الباسيفيك

الدولة/المنطقة	2013	2015	2020	2025	2030	2035
في الغازولين (جزء في المليون)						
آسيا الباسيفيك	195	135	70	40	20	16
أوروبا الغربية	12	10	10	10	10	10
في الديزل (جزء في المليون)						
آسيا الباسيفيك	325	190	105	45	25	13
أوروبا الغربية	13	10	10	10	10	10

المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

3-6: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في آسيا الباسيفيك

تخطط دول آسيا الباسيفيك لإنشاء 31 مصفاة جديدة بحلول عام 2018 تتركز معظمها في الصين والهند. (Petroleum Economist, 2014)

تأتي الصين في المركز الأول بين دول آسيا الباسيفيك من حيث التوسع في الطاقة التكريرية، وذلك لتلبية الطلب المحلي المتنامي على المنتجات النفطية، وارتفاع معدل نمو مستوى الدخل القومي، وتطبيق متطلبات القرار الذي أصدرته الحكومة الصينية عام 2012 الخاص بإغلاق كافة المصافي الصغيرة التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 40 ألف ب/ي، وذلك في إطار جهودها لتحسين ربحية صناعة التكرير، والاستفادة من اقتصاد الحجم، مما دفع العديد من شركات التكرير إلى إعداد الخطط اللازمة لتوسيع الطاقة التكريرية لمصافيها، أو إنشاء مصاف جديدة ذات طاقة تكريرية عالية.

كما تسعى الصين حالياً إلى مشاركة شركات أجنبية في مشاريع تطوير صناعة التكرير وإنشاء مصاف جديدة، مثل أرامكو السعودية، وشركة البترول الوطنية الكويتية KNPC، وشركة (PDVSA) الفنزويلية، وشركة روزنفت الروسية، وتوتال الفرنسية، وإكسون موبيل الأمريكية، وقطر للبترول. وقد تم الاتفاق على إنشاء المشاريع المشتركة التالية: (أوابك، تقرير الأمين العام السنوي 2013)

- مصفاة زيانجيانغ (Zianjiang) بمشاركة كل من شركة البترول الوطنية الكويتية KNPC وتوتال، وسينوبيك الصينية، بطاقة تكريرية قدرها 200 ألف ب/ي.
- مصفاة فوجيان Fujian بمشاركة سينوبيك وأرامكو السعودية وإكسون موبيل، بطاقة قدرها (300 ألف ب/ي)، متكاملة مع مجمع بتروكيماويات لإنتاج الإثيلين، ويتوقع تشغيلها عام 2017.
- مصفاة غوانغدونغ (Guangdong) في تيانجين (Tianjin) بمشاركة شركة البترول الوطنية الصينية (CNPC) وشركة (PDVSA) الفنزويلية، بطاقة تكريرية قدرها (400 ألف ب/ي)، صممت لتكرير النفط الثقيل الفنزويلي، ويتوقع تشغيلها في عام 2018.
- مصفاة مكثفات ومجمع بتروكيماويات تايزهو (Taizhou) بمشاركة كل من مؤسسة البترول الوطنية الصينية (CNPC) وشركة قطر للبترول، مصممة لتكرير متكثفات مستوردة من قطر لإنتاج الإيثيلين ومنتجات بتروكيماوية أخرى، بطاقة تكريرية قدرها 60 ألف ب/ي، ويتوقع بدء تشغيلها في 2015.
- مصفاة الصينية الروسية في تيانجين Tianjin بمشاركة شركة بتروشاينا الصينية وشركة روزنفت الروسية، بطاقة تكريرية قدرها 120 ألف ب/ي، ويتوقع تشغيلها في عام 2015.

يبين الجدول (3-9) طاقة المصافي الجديدة الجاري إنشاؤها في الصين خلال الفترة (2012- 2018).

الجدول 3-9: مصافي النفط الجاري إنشاؤها في الصين (2012-2018) ألف ب/ي

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ التشغيل	المالك/ المشغل
غوانغدونغ	Guangdong	400	2018	CNPC, PDVSA
زيانجيانغ الجديدة	New Zianjiang	340	2015	China Petroleum & Chemical Corp.
فوجيان	Fujian	300	2017	Sinopec, Saudi Aramco, ExxonMobil
كوانزهو	Quanzhoa	240	2015	Sinochem Corporation
سيتشوان	Sichuan	220	2015	Petrochina Company Ltd
يونان	Yunnan	220	2014	Petrochina Company Ltd
ليانيونغانغ	Lianyungang	200	2016	China Petroleum & Chemical Corp.
زيانجيانغ	Ziangjiang	200	2017	Sinopec, Total, KNPC
الصينية الروسية	Sino-Russian	120	2015	Petrochina-Rozneft Petrochemical Co. Ltd
تايزهو	Taizhou	60	2015	CNPC & Qatar Petroleum

المصدر: أوابك، تقرير الأمين العام السنوي 2013

على الرغم من اختلاف سياسة تسعير المشتقات البترولية في الهند عن سياسة الصين، حيث أن الحكومة الهندية لا تدعم سوى الكيروسين وغاز البترول المسال، إلا أنه يتوقع أن يرتفع معدل نمو الطلب على كافة المنتجات النفطية بشكل كبير، وذلك بتأثير العاملين التاليين:

- النهضة الصناعية الكبيرة التي تعتمد على إقامة مصانع كثيفة استهلاك الطاقة، يمتلك معظمها مولدات خاصة للطاقة الكهربائية تعمل على الديزل، وتستخدم في حال انقطاع التيار الكهربائي في الشبكة العامة، إضافة إلى الاستهلاك الكبير للمراكز التجارية والسياحية التي تتبع سياسة مشابهة.
- ارتفاع معدل نمو عدد وسائل النقل الناتج عن تحسن الأوضاع الاقتصادية، وزيادة عدد المعدات الزراعية.

تقوم الهند حالياً بإنشاء عدد من المشاريع الهامة لتوسيع الطاقة التكريرية بهدف تلبية حاجة السوق المحلية، إضافة إلى توسيع طاقة العمليات التحويلية وتطوير المصافي البسيطة ورفع درجة تعقيدها من خلال إضافة وحدات تكسير هيدروجيني وتكسير بالعامل الحفاز المائع (FCC) وتفحيم. يبين الجدول (3-10) عدد وطاقة المصافي الجديدة الجاري إنشاؤها في الهند خلال الفترة (2012-2018).

الجدول 3-10: المصافي الجاري إنشاؤها في الهند خلال الفترة (2012-2018) ألف ب/ي

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ التشغيل	المالك
كودالور	Cuddalore	340	2014	Nagarjuna Oil Corp. Ltd
باراديب	Paradip	240	2014	Indian Oil Corp. Ltd.
باتشبادارا	Bachpadara	180	2017	Barmer Refining (HPCL)
راتناغيري	Ratnagiri	180	2017	Maharashtra (HPCL)
سبايس إنرجي هالديا	Spice Energy Haldia	120	2015	Cals Refineries Ltd.

المصدر: أوابك، قاعدة بيانات صناعة التكرير

تختلف اليابان عن بقية دول آسيا الباسيفيك، حيث تتوجه نحو إغلاق عدد من المصافي القائمة وذلك للأسباب التالية:

- تراجع الطلب على المنتجات النفطية في السوق المحلية، الناتج عن تطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة، وتحسين أداء محركات السيارات، والاعتماد على بعض أنواع الطاقة المتجددة.
- التكاليف الباهظة التي تتحملها المصافي اليابانية نتيجة التشريعات التي تفرضها الحكومة اليابانية.
- عدم قدرة المصافي الصغيرة على منافسة المصافي الجديدة المتطورة التي أنشئت حديثاً في الصين والهند، والتي تتمتع بمرونة عالية وتكاليف تشغيل منخفضة بسبب ما تمتلكه من تقنيات متطورة.
- عدم توفر النفط الخام محلياً.

أما باقي دول آسيا الباسيفيك فتسعى إلى إنشاء مصاف جديدة لتلبية الطلب المحلي المتنامي على المنتجات النفطية، إضافة إلى استبدال المصافي القديمة والصغيرة الحجم، والتي تشكل عبئاً على اقتصاد البلد نظراً لضعف كفاءتها. يبين الجدول (3-11) طاقة مصافي النفط المخطط إنشاؤها في باقي دول آسيا الباسيفيك خلال الفترة (2012-2017).

الجدول 3-11: المصافي الجاري إنشاؤها في باقي دول آسيا الباسيفيك خلال الفترة (2012-2017) ألف ب/ي

الدولة/ اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ التشغيل	المالك
أستراليا				
بورت بونيثون	Port Bonython	4	2015	Port Bonython
إندونيسيا				
باتام	Batam	60	2017	OSO
بلوسكاي سيلاكاب	Blue Sky Cilacap	20	2014	Pertamina
بير بير	Pare Pare	340	2014	Kilang Minyak Nusantara
فيتنام				
نغهي سون	Nghi Son	220	2016	Petro Vietnam -Kuwait Petroleum International (KPI)
قرغيزستان				
تشويسكايا	Chuyskaya	40	2014	Kirgizistan Nationa oil Co.
منغوليا				
دارخان أوول	Darkhan-Uul	60	2015	غير محدد
سايشاند	Saishand	2	2014	Sod Mongol group
ميانمار				
داوي	Dawei	100	2015	غير محدد
ماليزيا				
هيجاز	Hijaz	200	2014	Hijaz Refinery Co.
بيريك	Perak	200	2015	غير محدد
رابيد	Rapid	100	2016	BerhadNational Petroleum Co.
طاجيكستان				
تورسونزودا	Tursunzoda	2	2013	غير محدد
باكستان				
موزا كوند	Mouza Kund	120	2014	Byco Petroleum Pakistan Ltd.
ترانس آسيا	TransAsia	100	2015	Alghrair Investment
بروناي				
بتروبرو	Petrobru	200	2015	Petrobru

المصدر: GBI,2012

3-7: الخلاصة والاستنتاجات

تأتي منطقة آسيا الباسيفيك في مقدمة مناطق العالم من حيث معدل نمو الطاقة التكريرية، مدفوعة بتنامي الطلب المحلي على المنتجات النفطية، حيث بلغ إجمالي الطاقة التكريرية 26400 ألف ب/ي بنسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم ، وعدد المصافي العاملة 164 مصفاة بداية عام 2014.

تحتل الصين المرتبة الأولى بين دول آسيا الباسيفيك، بطاقة تكريرية قدرها 7958 ألف ب/ي، وعدد المصافي 59 مصفاة، وتشكل نسبة 30% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة آسيا الباسيفيك، تليها اليابان في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 4710.5 ألف ب/ي ونسبة 18% من إجمالي الطاقة التكريرية في دول آسيا الباسيفيك، وعدد المصافي 28 مصفاة. كما تأتي الهند في المرتبة الثالثة، بطاقة تكريرية 4063 ألف ب/ي ونسبة 16%، وعدد المصافي 23 مصفاة. تأتي كوريا الجنوبية في المرتبة الرابعة، وتعتبر من الدول المتميزة في صناعة التكرير في منطقة آسيا الباسيفيك، حيث تمتلك خمس مصاف ذات طاقة تكريرية كبيرة بدرجة تعقيد عالية، بطاقة إجمالية قدرها 2949 ألف ب/ي. أما باقي دول منطقة آسيا الباسيفيك فتتباين فيما بينها من حيث الطاقة التكريرية، ودرجة التعقيد التكنولوجي. تأتي في مقدمة هذه الدول سنغافورة التي تمتلك ثلاث مصاف ذات طاقة تكريرية إجمالية قدرها 1375 ألف ب/ي. تأتي بعدها تايوان التي تمتلك أربع مصاف ذات طاقة تكريرية عالية قدرها 1170 ألف ب/ي.

على الرغم من التوسع الكبير في الطاقة التكريرية الذي شهدته منطقة آسيا الباسيفيك في العقد الأول من القرن الحادي والعشرين، وخاصة في الصين والهند، فقد شهدت بلدان أخرى إغلاق العديد من المصافي، وذلك لأسباب مختلفة، منها ما يعود إلى انخفاض الطلب المحلي على المنتجات البترولية مثل اليابان، ومنها ما يعود إلى قدم المصفاة وضعف كفاءتها أو صغر حجمها.

شهدت مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك تطورات هامة في أدائها التشغيلي خلال العقدين الماضيين، حيث ارتفعت طاقة العمليات التحويلية المكونة من عمليات التهذيب والمعالجة الهيدروجينية وتكسير المخلفات الثقيلة، بشكل متوافق مع ارتفاع الطاقة التكريرية، وذلك لتعديل هيكل الإنتاج بما يتناسب مع التغير في هيكل الطلب المحلي على المنتجات النفطية، وتمكين المصافي من تكرير النفوط الخام الثقيلة المستوردة من منطقة الشرق الأوسط التي تتميز باحتوائها على نسب مرتفعة من الكبريت.

تمتلك دول آسيا الباسيفيك العديد من المصافي ذات الطاقة التكريرية من الحجم الكبير والمتوسط، حيث بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 40 مصفاة في بداية عام 2014، بنسبة 24% من إجمالي عدد المصافي، كما بلغ عدد المصافي المتوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي 78 مصفاة بنسبة 48%، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها بين 50-100 ألف ب/ي 23 مصفاة بنسبة 14%، وعدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 23 مصفاة، بنسبة 14% من إجمالي مصافي منطقة آسيا الباسيفيك.

تختلف درجة تعقيد مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك من دولة لأخرى، ففي اليابان والهند وكوريا الجنوبية تمثل المصافي التحويلية النسبة الأكبر، بينما في الصين وباقي دول آسيا فمعظمها من النوع البسيط الذي يتكون من عمليات تقطير النفط الخام فقط. في بداية عام 2014 بلغ عدد المصافي التحويلية 124 مصفاة بنسبة 76% من إجمالي عدد المصافي في دول آسيا الباسيفيك، كما بلغ عدد مصافي التقطير 22 مصفاة بنسبة 13%. أما مصافي المعالجة الهيدروجينية فبلغ عددها 18 مصفاة بنسبة 11% فقط من إجمالي عدد المصافي في آسيا الباسيفيك.

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي دول آسيا الباسيفيك حوالي 11.89% من طاقة تقطير النفط الخام، وهي أدنى من متوسط

مصـافي العـالم فـي بدايـة عـام 2014، كمـا بلغـت نسـبة طاقـة عمليـات المعالجـة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط حوالي 46.74%، وهـي نسبة أدنـى من متوسط مصافي العالم، أما نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلـى طاقـة تكرير النفط فقد بلغت 26.15%، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم في بداية عام 2014.

تواجه مصافي النفط في منطقة آسيا الباسيفيك مشكلة تغير هيكل الطلب على المشتقات النفطية، حيث ارتفعت نسبة الطلب على المنتجات الخفيفة والمتوسطة في العقدين الماضيين، بينما انخفضت على المنتجات الثقيلة، ويعود السبب الرئيسي لهذا التغير إلى التوجه نحو تخفيض استخدام الوقود الثقيل الحاوي على نسبة مرتفعة من الكبريت، وذلك لتلبية متطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث.

يتوقع استمرار نمو الطلب على المنتجات النفطية في منطقة آسيا الباسيفيك، وستستحوذ على أكثر من 80% من إجمالي نمو الطلب العالمي على المشتقات النفطية في العقدين القادمين، ويشكل إجمالي الغازولين والديزل حوالي نصف هذه الزيادة أي بحدود 7.6 مليون ب/ي، كما يتوقع أن يرتفع الطلب على النافثا بتأثير النهضة المتوقعة لصناعة البتروكيماويات في الصين. أما زيت الوقود فسيحافظ على معدله دون زيادة خلال هذه الفترة.

تتجه دول منطقة آسيا الباسيفيك إلى اعتماد معايير متوافقة مع المعايير الأوروبية، فقد بدأت شركات التكرير منذ العقدين الماضيين بتطوير المصافي لخفض انبعاثاتها، وتحسين مواصفات المنتجات بما يتوافق مع المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث، وهي مشاريع باهظة التكاليف وتستغرق فترة زمنية طويلة لأعمال الإنشاء.

تشهد صناعة التكرير في منطقة أسيا الباسيفيك نهضة كبيرة في مشاريع توسيع الطاقات التكريرية، وذلك من خلال إنشاء 31 مصفاة جديدة بحلول 2018 تتركز معظمها في كل من الصين والهند، إضافة إلى تطوير وتوسيع المصافي القائمة، وذلك بتأثير العوامل التالية:

- النمو الكبير للطلب على المشتقات النفطية في هذه المناطق.
- تحسن معدل ربحية صناعة التكرير مقارنة بما كانت عليه في العقود السابقة.
- الاستفادة من فرص التكامل بين مصافي النفط ووحدات الصناعة البتروكيماوية، والتي تساهم في تحسين ربحية الصناعتين معاً.
- الدعم والمساندة من الحكومات من خلال توقيع عقود طويلة الأجل مع بعض الدول المصدرة للبترول لإمداد هذه المشاريع بالنفط الخام اللازم لتشغيلها وبأسعار تشجيعية.
- إمكانية الحصول على الموافقات من الهيئات البيئية بسهولة وسرعة أكثر، وذلك بسبب غياب التشريعات الصارمة في معظم الحالات، مقارنة بالمشاريع التي يجري تنفيذها في الولايات المتحدة الأمريكية.
- توفر القوى العاملة الرخيصة والمدربة.
- تمكين المصافي من تكرير النفوط الثقيلة والحامضية الرخيصة للاستفادة من فارق السعر في تحسين ربحية صناعة التكرير.

تسعى كل من الصين والهند إلى مشاركة شركات النفط العالمية في إنشاء المصافي الجديدة، وذلك لتحقيق مصالح مشتركة للطرفين.

على الرغم من التوسع الكبير المتوقع للطاقة التكريرية في العديد من دول آسيا الباسيفيك إلا أن بعض الدول تتجه نحو تخفيض طاقتها التكريرية من خلال إغلاق بعض المصافي مثل اليابان واستراليا، وذلك للأسباب التالية:

- تراجع الطلب على المنتجات النفطية في السوق المحلية، الناتج عن تطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة، وتحسين أداء محركات السيارات، والاعتماد على بعض أنواع الطاقة المتجددة.
- التكاليف الباهظة التي تتحملها المصافي اليابانية نتيجة التشريعات التي تفرضها الحكومة اليابانية.

- عدم قدرة المصافي الصغيرة على منافسة المصافي الجديدة المتطورة التي أنشئت حديثاً في الصين والهند، والتي تتمتع بمرونة عالية وتكاليف تشغيل منخفضة بسبب ما تمتلكه من تقنيات متطورة.
- عدم توفر النفط الخام محلياً.

أما باقي دول آسيا الباسيفيك فتسعى إلى إنشاء مصاف جديدة لتلبية الطلب المحلي المتنامي على المنتجات النفطية، إضافة إلى استبدال المصافي القديمة والصغيرة الحجم والتي تشكل عبئاً على اقتصاد البلد نظراً لضعف كفاءتها.

يتبع الجزء الثاني في العدد القادم

البحث الثاني

واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية

الجزء الأول

وائل حامد عبد المعطي *

لقد تم نشر هذه الدراسة في عام 2014 ضمن سلسلة للدراسات التي تصدرها الأمانة العامة، وتم نشرها للفائدة العامة

* خبير صناعات غازية – إدارة الشؤون الفنية، أوابك – الكويت

ملخص

تهدف الدراسة إلى استعراض تطورات صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2002-2012). كما تستعرض الدراسة أهم المشاريع التطويرية الحالية التي يتوقع أن تساهم في رفع إنتاج الدول العربية من الغاز الطبيعي مستقبلا، وانعكاسات ذلك على تلبية الطلب المحلي المتنامي على الغاز الطبيعي، وحجم الفائض عن الاستهلاك المخصص للتصدير.

تتألف الدراسة من ثلاثة فصول، يتناول الفصل الأول تطور احتياطيات الغاز الطبيعي على الصعيدين العالمي والعربي، وكيف نجحت الأنشطة الاستكشافية والتطويرية في تعويض ما تم إنتاجه خلال العقد الماضي. كما يتطرق إلى الأنشطة الاستكشافية التي تقوم بها الشركات العالمية في القطاعات المطروحة في الدول العربية التي قد تسفر عن تحقيق اكتشافات غازية جديدة.

يتناول الفصل الثاني تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال العقد الماضي، وعمل مقارنة بين مستويات الإنتاج والاستهلاك، مع تسليط الضوء على أهم مشاريع تطوير حقول الغاز الجاري تنفيذها حاليا والمخطط لها حتى عام 2018، لوضع تصور عن قدرة مستويات الإنتاج المحلي على تلبية الطلب المتنامي على الغاز في الدول العربية في المستقبل القريب.

أما الفصل الثالث، فيتناول تطور تجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية من خلال استعراض منظومة التصدير التي تضم خطوط أنابيب تصدير الغاز، ومجمعات إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل، وكيف ساهمت هذه المنظومة في رفع صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية. كما يتطرق إلى مشاريع تصدير واستيراد الغاز الطبيعي الجاري تنفيذها حاليا والمخطط لها، وانعكاسات ذلك مستقبلا على تجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية.

الفصل الأول
تطور احتياطيات الغاز الطبيعي

1-1: مقدمة

تتبوأ الدول العربية مكانة هامة على الخريطة العالمية لصناعة وتجارة الغاز الطبيعي، لما حباها الله من توافر احتياطيات هائلة من الغاز الطبيعي تقدر بنحو 54.84 تريليون متر مكعب بما يعادل نحو 29.2% من الإجمالي العالمي في نهاية عام 2012. وقد ساهمت الأنشطة الاستكشافية والتطويرية خلال الفترة (2002-2012) في رفع احتياطيات الغاز الطبيعي على الصعيدين العربي والعالمي حيث بلغ متوسط معدل النمو السنوي لاحتياطيات الغاز الطبيعي عالميا نحو 1.95%.

ومع تزايد الاهتمام العالمي بالمصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي وبالأخص مصادر غاز السجيل أو ما يسمى بالغاز الصخري بعد نجاح الولايات المتحدة الأمريكية في استغلالها، أصدرت إدارة معلومات الطاقة الأمريكية تقريرين متتابعين لوضع تقييم مبدئي عن حجم تلك المصادر وتوزعها عالميا. وحيث أن الولايات المتحدة تنفرد دون غيرها بعدد من العوامل التي ساهمت في نجاح تجربتها أبرزها التقدم التقني في عمليات التشقيق الهيدروليكي والحفر الأفقي الموجه، فإن الأمر قد يستغرق بعض الوقت لإنتاج الغاز الصخري في مناطق أخرى خارج الولايات المتحدة الأمريكية.

يتناول هذا الفصل تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2002-2012)، وكيف ساهمت الأنشطة الاستكشافية والتطويرية في تعويض ما تم إنتاجه خلال نفس الفترة. كما يتطرق إلى الأنشطة الاستكشافية التي تقوم بها الشركات العالمية في القطاعات المطروحة في الدول العربية التي قد تسفر عن تحقيق اكتشافات غازية جديدة، الأمر الذي سيعزز من مكانة المنطقة العربية على الخريطة العالمية للغاز.

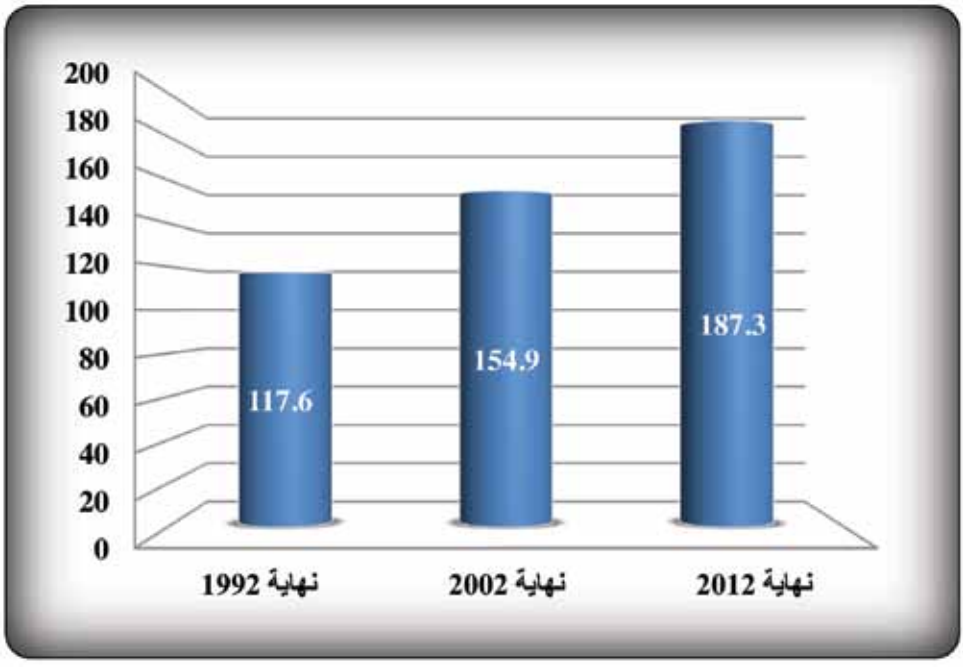
1-2: الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي عالميا

1-2-1: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي عالميا

بلغ إجمالي الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي عالميا في نهاية عام 2012 نحو 187.3 تريليون متر مكعب (6,614.1 تريليون قدم مكعب)، بانخفاض نحو 0.5 تريليون متر مكعب عن العام السابق الذي بلغ فيه نحو 187.8 تريليون متر مكعب.

وقد شهدت الفترة (1992–2012) نموا ملحوظا في الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي، حيث ارتفع حجم الاحتياطي من 117.6 تريليون متر مكعب نهاية عام 1992 ليصل إلى 187.3 تريليون متر مكعب بنهاية عام 2012 كما هو موضح بالشكل (1–1)، وبلغ متوسط معدل النمو السنوي خلال تلك الفترة نحو 2.39%.

الشكل 1-1: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي عالميا خلال الفترة 1992-2012 (تريليون متر مكعب)



المصدر: BP statistical review of the world energy, June 2013

تباينت قيمة معدل النمو السنوي لاحتياطي الغاز الطبيعي عالميا خلال العشر سنوات الأولى (أي خلال الفترة من نهاية 1992 إلى نهاية 2002) عن العشر سنوات التي تليها (أي خلال الفترة من نهاية 2002 إلى نهاية 2012)، حيث بلغ متوسط معدل النمو السنوي في الفترة الأولى نحو 2.83%، ليصل بذلك الاحتياطي المؤكد في نهاية عام 2002 نحو 154.9 تريليون متر مكعب بزيادة قدرها 37.3 تريليون متر مكعب عن عام 1992.

بينما شهدت الفترة الثانية تراجعا لمتوسط معدل النمو السنوي ليصل إلى نحو 1.95%، حيث ارتفع الاحتياطي المؤكد عام 2012 بنحو 32.4 تريليون متر مكعب عن عام 2002 كما هو

مبين بالشكل (1-2). ويمكن إيعاز ذلك إلى عدد من الأسباب منها نمو الإنتاج العالمي من الغاز منقادا بنمو الطلب عليه لتنامي استخدامه في العديد من القطاعات أهمها قطاع الكهرباء الذي يستخدم الغاز الطبيعي كوقود لتوليد الطاقة الكهربائية، بالإضافة إلى الصناعات كثيفة استخدام الطاقة كالحديد والصلب، وصناعة الأسمنت، وصناعة الألمنيوم، وصناعة البتروكيماويات حيث يستخدم الغاز الطبيعي كلقيم لصناعة المواد الأولية.

الشكل 1-2: متوسط معدل النمو السنوي لاحتياطي الغاز الطبيعي في الفترة 1992-2012



المصدر: Data derived BP statistical review of the world energy, June 2013

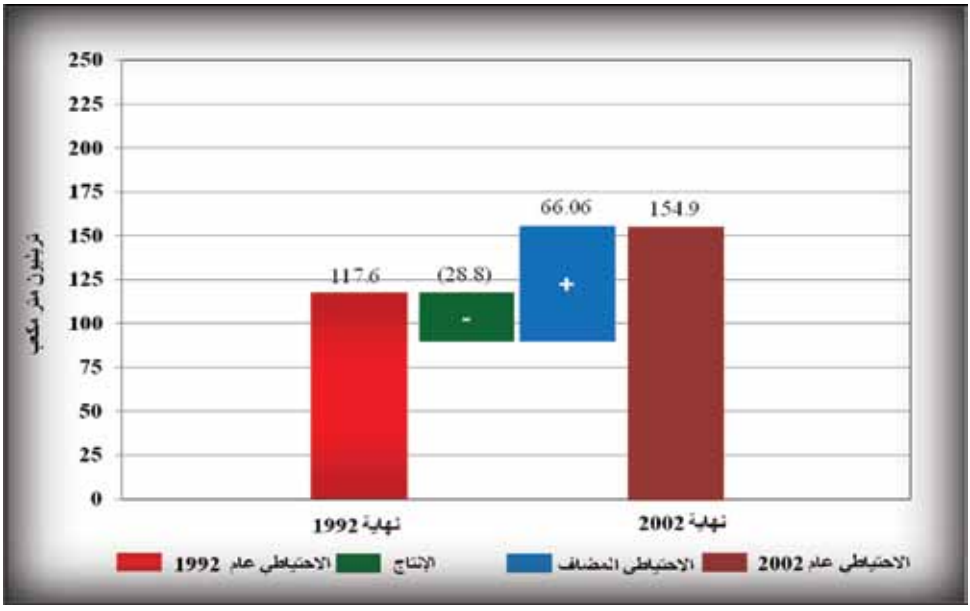
بلغ الإنتاج التراكمي من الغاز الطبيعي خلال الفترة (1993-2002) نحو 28.76 تريليون متر مكعب[1]، بينما بلغت الاحتياطيات المضافة من الغاز الطبيعي لنفس الفترة نحو 66.06 تريليون متر مكعب كما هو موضح بالجدول (1-1)، وبالتالي تكون نسبة استعواض ما تم إنتاجه خلال تلك الفترة حوالي 229.7%. ويوضح الشكل (1-3) حجم الاحتياطيات نهاية عام 1992 ونهاية عام 2002 وإجمالي ما تم إنتاجه خلال تلك الفترة.

1 Cedigaz, Natural gas in the world,2013 edition

الجدول 1-1: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي عالميا خلال الفترة 1992-2002

الاحتياطي المؤكد نهاية عام 1992	الإنتاج التراكمي خلال 1993-2002	الاحتياطي المضاف خلال 1993-2002	نسبة الاستعواض	الاحتياطي المؤكد نهاية عام 2002
تريليون متر مكعب	تريليون متر مكعب	تريليون متر مكعب	%	تريليون متر مكعب
117.6	28.76	66.06	229.7%	154.9

الشكل 1-3: تطور الاحتياطي العالمي من الغاز الطبيعي خلال الفترة 1992-2002



المصادر:

-Data derived from BP statistical review of the world energy 2013(reserves data) ;
-Cedigaz natural gas in the world 2013 edition (production data)

بينما يتضح أن الإنتاج التراكمي من الغاز الطبيعي في الفترة التالية (2003-2012) قد بلغ نحو 37.73 تريليون متر مكعب[1] بزيادة قدرها 8.97 تريليون متر مكعب عن الفترة السابقة كما هو مبين بالجدول (1-2). وعلى الرغم من أن الاحتياطيات المضافة من الغاز في تلك الفترة بلغت نحو 70.09 تريليون متر مكعب (أي بزيادة قدرها 4.03 تريليون متر مكعب عن الفترة السابقة)، فإن ارتفاع معدلات الإنتاج لتنامي الطلب العالمي على الغاز أحد الأسباب التي ساهمت في تراجع

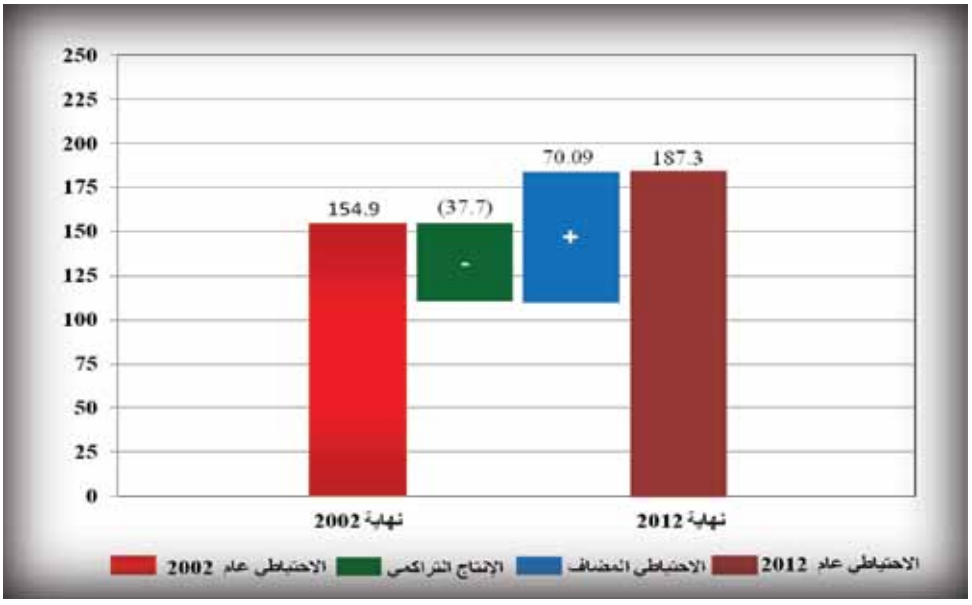
1 Cedigaz, natural gas in the world, 2013 edition

نسبة الاستعواض التي بلغت نحو 185.8% . ويوضح الشكل (1-4) حجم الاحتياطيات نهاية عام 2002 ونهاية عام 2012 وإجمالي ما تم إنتاجه خلال تلك الفترة.

الجدول 1-2: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي عالميا خلال الفترة 2002-2012

الاحتياطي المؤكد نهاية عام 2002	الإنتاج التراكمي خلال 2003-2012	الاحتياطي المضاف خلال 2003-2012	نسبة الاستعواض	الاحتياطي المؤكد نهاية عام 2012
تريليون متر مكعب	تريليون متر مكعب	تريليون متر مكعب	%	تريليون متر مكعب
154.9	37.73	70.09	185.8%	187.3

الشكل 1-4: تطور الاحتياطي العالمي من الغاز الطبيعي خلال الفترة 2002-2012



المصادر:

- Data derived from BP statistical review of the world energy 2013(reserves data) ;
- Cedigaz natural gas in the world 2013 edition (production data).

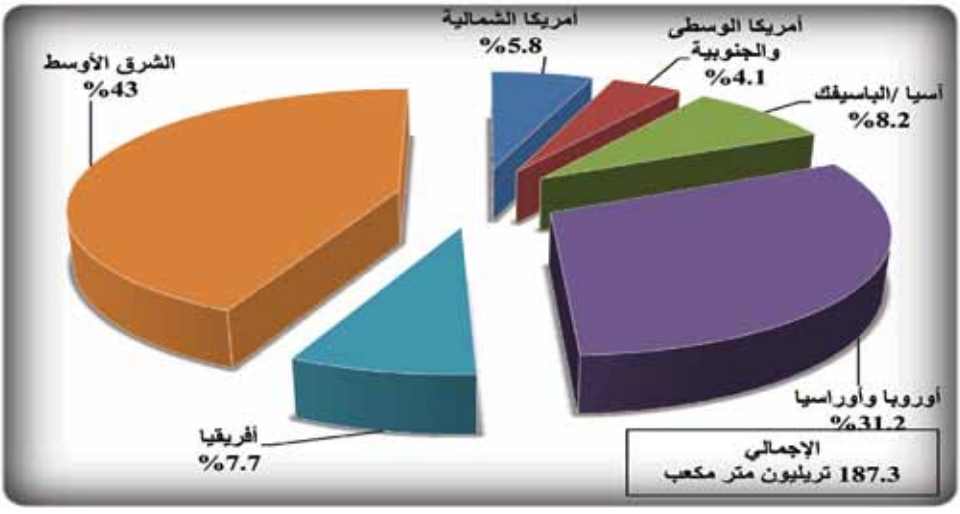
1-2-2: توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي

أما عن توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي وفق المجموعات الدولية في نهاية عام 2012، فيتضح أن منطقة الشرق الأوسط تحتل المرتبة الأولى عالميا حيث تستحوذ وحدها على نحو 43% من إجمالي الاحتياطيات العالمية من الغاز، حيث يبلغ حجم احتياطياتها نحو 80.5 تريليون متر مكعب (2,842.9 تريليون قدم مكعب) ويتواجد معظم هذه الاحتياطيات في كل من إيران وقطر.

تأتي منطقة أوروبا وأوراسيا في المرتبة الثانية باحتياطيات تقدر بنحو 58.4 تريليون متر مكعب (2,062.5 تريليون قدم مكعب) وهو ما يعادل 31.2% من الاحتياطيات العالمية، ويتواجد أغلبها في دول الاتحاد السوفيتي السابق التي تستحوذ على نحو 54.5 تريليون متر مكعب (1,924.1 تريليون قدم مكعب) أي ما يعادل 29.1% من الاحتياطيات العالمية.

تأتي بعد ذلك منطقة آسيا/الباسيفيك حيث يقدر حجم احتياطياتها من الغاز بنحو 15.45 تريليون متر مكعب (545.6 تريليون قدم مكعب) أي ما يعادل 8.2% من الاحتياطي العالمي ثم أفريقيا في المرتبة الرابعة باحتياطيات تقدر بنحو 14.5 تريليون متر مكعب (512 تريليون قدم مكعب) بنسبة 7.7%، ثم أمريكا الشمالية باحتياطيات تقدر بنحو 10.84 تريليون متر مكعب (382.7 تريليون قدم مكعب) وهو ما يقارب نحو 5.8% من إجمالي الاحتياطيات العالمية، وأخيرا أمريكا الوسطى والجنوبية باحتياطيات تقدر بنحو 7.6 تريليون متر مكعب (268.3 تريليون قدم مكعب) بنسبة 4.1% كما هو مبين بالشكل (1-5).

الشكل 1-5: توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي وفق المجموعات الدولية نهاية عام 2012

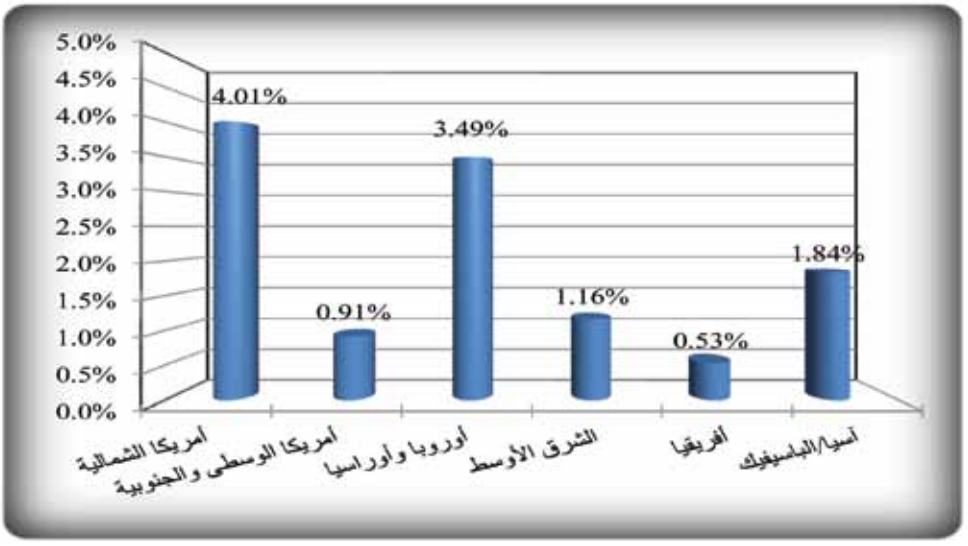


المصدر: BP statistical review of the world energy, June 2013

وتستحوذ منطقة الشرق الأوسط وشمال أفريقيا على 47.3% من الاحتياطي العالمي، وهو ما يشير إلى الأهمية الكبيرة التي تحظى بها هذه المنطقة على صعيد المشهد العالمي لصناعة الغاز.

وفي نفس السياق، تتباين قيمة معدل النمو السنوي لاحتياطيات الغاز الطبيعي خلال العشر سنوات الماضية (أي خلال الفترة 2002 – 2012) في تلك المناطق كما هو موضح بالشكل (1-6)، حيث بلغ متوسط معدل النمو السنوي لاحتياطيات الغاز الطبيعي في أمريكا الشمالية نحو 4%، وهو الأعلى على مستوى العالم، تليها منطقة أوروبا وأوراسيا في المرتبة الثانية حيث بلغ متوسط معدل النمو السنوي نحو 3.5%، ثم منطقة آسيا/الباسيفيك في المرتبة الثالثة بمعدل نمو سنوي بلغ نحو 1.8%، بينما بلغ متوسط معدل النمو السنوي لاحتياطيات الغاز الطبيعي في منطقة الشرق الأوسط نحو 1.2%، إلا أنها ما زالت تحتفظ بالمرتبة الأولى عالميا من حيث حجم الاحتياطيات.

الشكل 1-6: متوسط معدل النمو السنوي لاحتياطيات الغاز الطبيعي وفق المجموعات الدولية خلال الفترة 2002-2012



المصدر: Data derived from BP statistical review of the world energy, June 2013

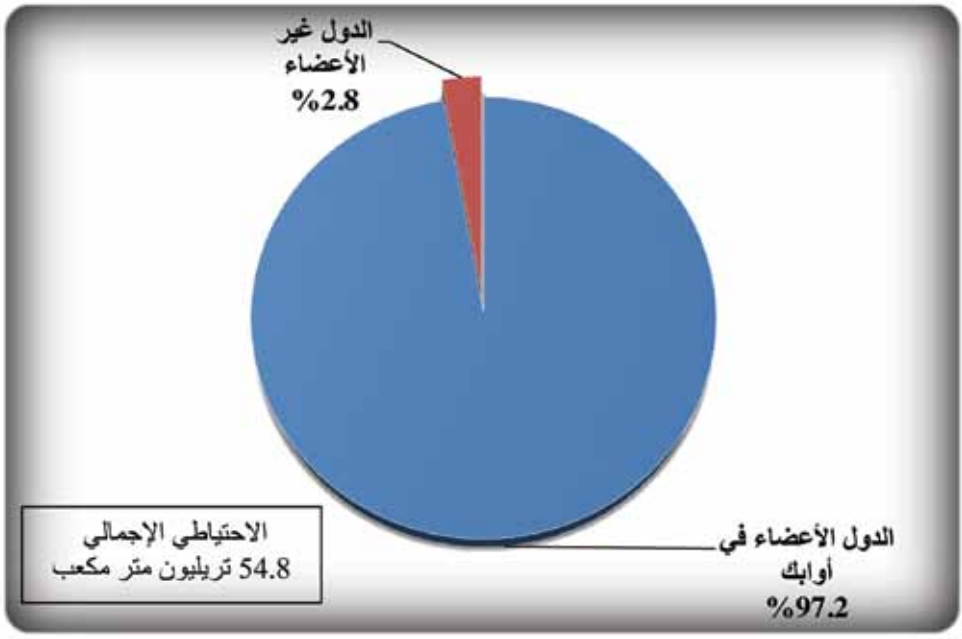
1-3: الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية

1-3-1: تطور الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي

يقدر إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية بنحو 54.84 تريليون متر مكعب (1,937 تريليون قدم مكعب) في نهاية عام 2012 أي ما يعادل 29.2% من الاحتياطي

العالمي، وتستحوذ الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) على نحو 53.288 تريليون متر مكعب (1,882 تريليون قدم مكعب) أي ما يعادل 97.16% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية كما هو مبين بالشكل (1-7).

الشكل 1-7: توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي بين الدول الأعضاء في منظمة أوابك والدول العربية غير الأعضاء نهاية عام 2012

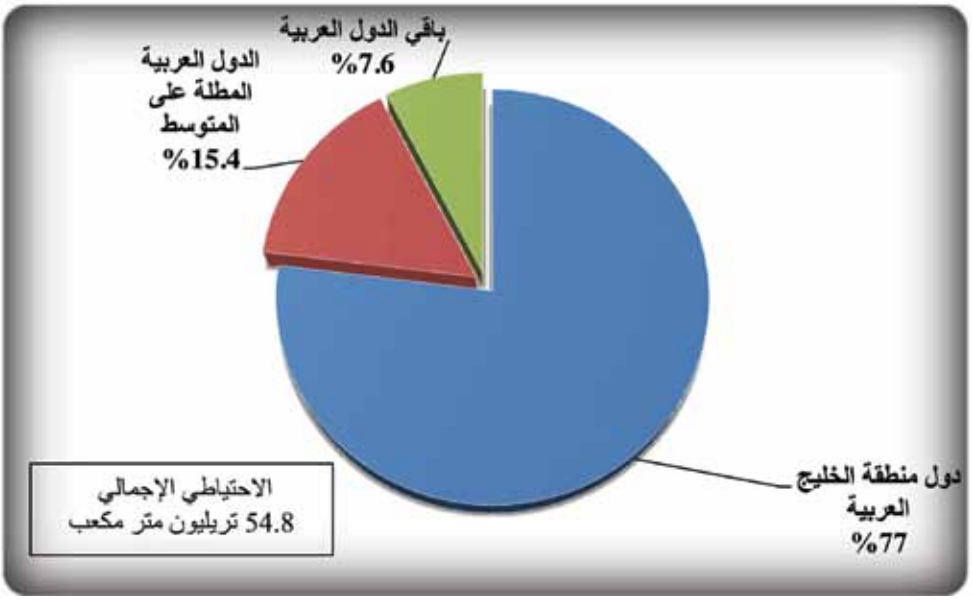


المصدر: Data derived from BP statistical review of the world energy, June 2013

تستحوذ دول منطقة الخليج العربية على نحو 77% من احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية، مستندة على الاحتياطيات الهائلة من الغاز في حقل الشمال القطري، بالإضافة إلى احتياطيات الغاز في كل من السعودية والإمارات، ثم تأتي بعدها الدول العربية المطلة على حوض البحر الأبيض المتوسط، والتي تقدر احتياطياتها المؤكدة من الغاز بنحو 8,442 مليار متر مكعب بما يعادل 15.4% من إجمالي احتياطيات الدول العربية، ويتواجد أكثر من 77% من هذه الاحتياطيات في كل من الجزائر ومصر.

أما النسبة المتبقية فتتوزع بين العراق، واليمن، والسودان، وموريتانيا، والصومال، والأردن، حيث تقدر احتياطياتها مجتمعة من الغاز بنحو 4,191 مليار متر مكعب بما يعادل 7.6% من احتياطيات الدول العربية كما هو مبين بالشكل (1-8).

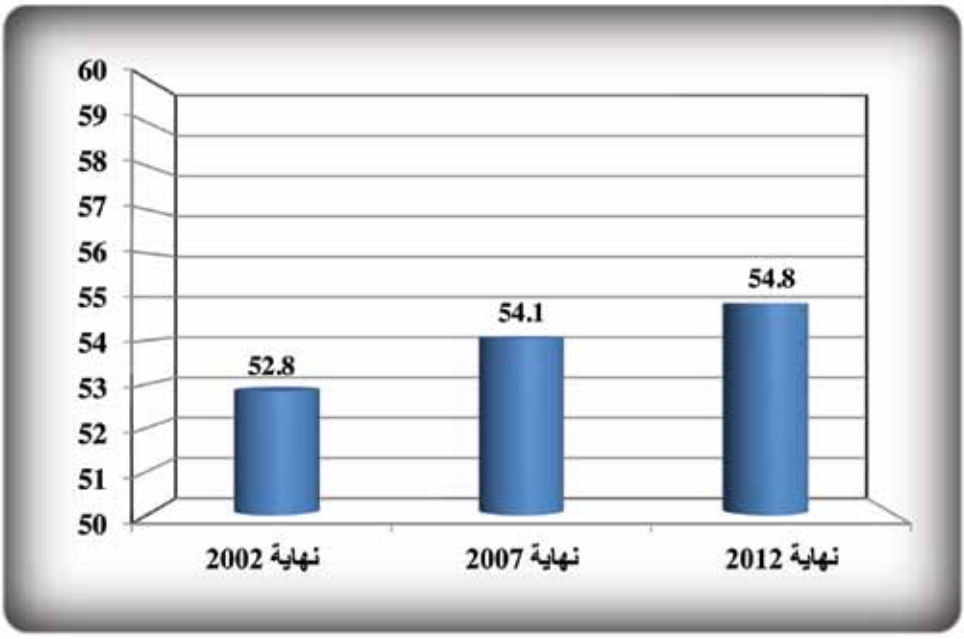
الشكل 1-8: توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية نهاية عام 2012



المصدر: Data derived from BP statistical review of the world energy, June 2013

وقد تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية على مدار العشر سنوات الماضية في الفترة من نهاية عام 2002 إلى نهاية عام 2012، حيث ارتفع الاحتياطي المؤكد من 52.84 تريليون متر مكعب (1,866 تريليون قدم مكعب) نهاية عام 2002 ليصل إلى 54.84 تريليون متر مكعب (1,937 تريليون قدم مكعب) بنهاية عام 2012 محققا نموا إجماليا نسبته 3.78%، وبزيادة قدرها 2 تريليون متر مكعب كما مبين بالشكل (1-9).

الشكل 1-9: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة 2002-2012 (تريليون متر مكعب)



المصادر: OAPEC data bank ; Data derived from BP statistical review of the world energy, June 2013

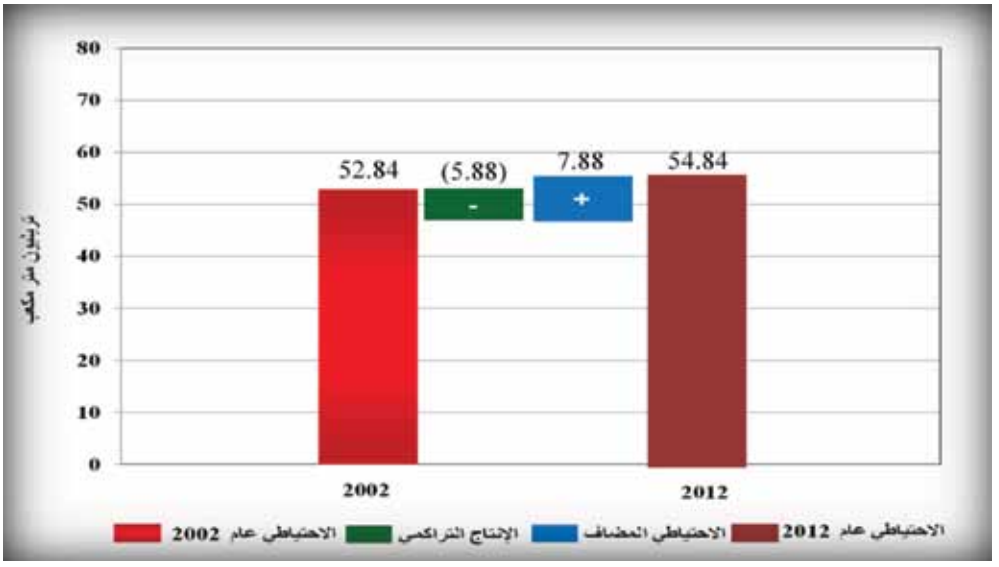
وتشير "البيانات الأولية" إلى أن الإنتاج التراكمي من الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2003-2012) قد بلغ نحو 5.88 تريليون متر مكعب[1]، بينما بلغت الاحتياطيات المضافة من الغاز الطبيعي لنفس الفترة قرابة 7.88 تريليون متر مكعب، وبالتالي تكون نسبة استعواض ما تم إنتاجه نحو 134% كما هو مبين بالجدول (1-3) والشكل (1-10).

الجدول 1-3: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة 2002-2012

الاحتياطي المؤكد نهاية عام 2002	الإنتاج التراكمي خلال 2003-2012	الاحتياطي المضاف خلال 2003-2012	نسبة الاستعواض	الاحتياطي المؤكد نهاية عام 2012
تريليون متر مكعب	تريليون متر مكعب	تريليون متر مكعب	%	تريليون متر مكعب
52.84	5.88	7.88	134%	54.84

1 Derived from Cedigaz ,natural gas in the world, 2013 edition.

الشكل 1-10: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة 2002-2012



المصادر:

- BP statistical review of the world energy, 2013 & OAPEC data bank (reserves data) ;
- Cedigaz natural gas in the world (production data)

1-3-2: تصنيف الدول العربية من حيث نمو الاحتياطي المؤكد

يمكن تصنيف الدول العربية من حيث نمو الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي خلال العقد الماضي إلى مجموعتين كما هو مبين بالجدول (1-4).

الجدول 1-4: تصنيف الدول العربية حسب نمو الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي خلال الفترة 2002-2012

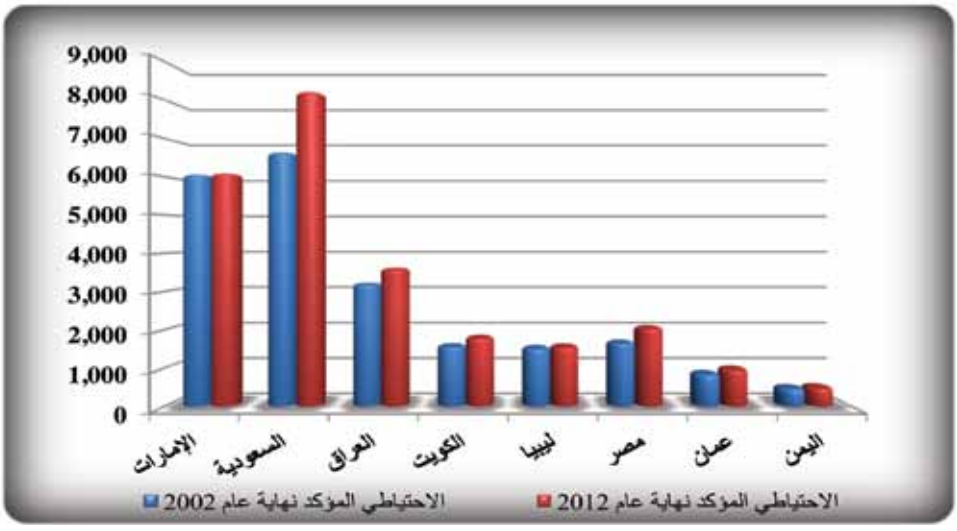
المجموعة	(أ)	(ب)
وصف المجموعة	الدول التي شهدت نموا في حجم احتياطياتها من الغاز	الدول التي شهدت تراجعا في حجم احتياطياتها من الغاز
دول المجموعة	السعودية، العراق، الكويت الإمارات، ليبيا، مصر، عمان واليمن	قطر، الجزائر، سوريا، وتونس

- **المجموعة (أ): الدول العربية التي شهدت نموا في حجم احتياطياتها من الغاز الطبيعي**

تشير البيانات إلى أن بعض الدول العربية شهدت نموا في حجم احتياطياتها من الغاز الطبيعي خلال الفترة 2002–2012، وتضم هذه المجموعة كل من السعودية، والعراق، والكويت، والإمارات، وليبيا، ومصر، وعمان، واليمن. وتعتبر السعودية أعلى الدول العربية نموا في حجم الاحتياطي المؤكد من الغاز، حيث ارتفع حجم الاحتياطي من 6,646 مليار متر مكعب نهاية عام 2002 ليصل إلى 8,233 مليار متر مكعب نهاية عام 2012 أي بنمو إجمالي نسبته 23.88%.

كما تعتبر مصر والكويت من أعلى الدول التي شهدت نموا في احتياطياتها من الغاز التي بلغت نسبته 23.1%، 14.58% على التوالي. وفي العراق، بلغ معدل النمو الإجمالي للاحتياطي المؤكد من الغاز نحو 12.44%، حيث ارتفع حجم الاحتياطي المؤكد من 3,190 مليار متر مكعب نهاية عام 2002 ليصل إلى 3,587 مليار متر مكعب نهاية عام 2012. ويبين الشكل (1–11) تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في دول هذه المجموعة خلال الفترة 2002–2012.

الشكل 1–11: تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة 2002–2012 (مليار متر مكعب)

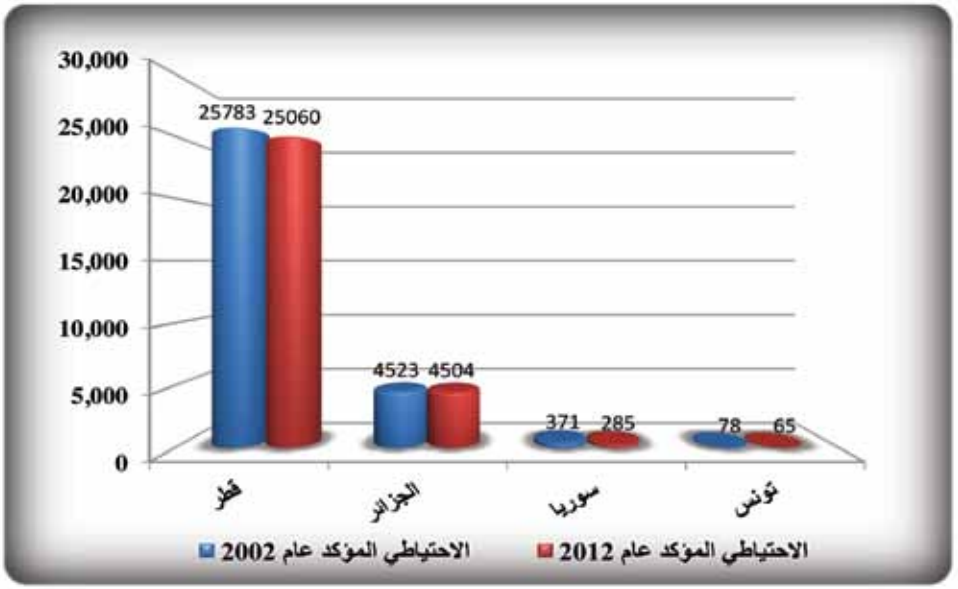


- **المجموعة (ب): الدول العربية التي شهدت تراجعا في حجم احتياطياتها من الغاز الطبيعي**

تشير البيانات إلى أن بعض الدول العربية شهدت تراجعا في حجم احتياطياتها من الغاز الطبيعي خلال الفترة (2002–2012)، وتضم هذه المجموعة كل من قطر، الجزائر، سوريا، وتونس. وتعتبر سوريا أعلى دول المجموعة في معدل تراجع الاحتياطي المؤكد من الغاز، حيث

انخفض حجم الاحتياطي من 371 مليار متر مكعب عام 2002 ليصل إلى 285 مليار متر مكعب نهاية عام 2012 أي بنسبة انخفاض إجمالية قدرها 23.2%. كما تراجعت احتياطيات قطر من الغاز لتصل إلى 25,060 مليار متر مكعب نهاية عام 2012 مقارنة بنحو 25,783 مليار متر مكعب نهاية عام 2002 أي بنسبة انخفاض قدرها 2.8%. ويبين الشكل (1-12) تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في دول هذه المجموعة خلال الفترة 2002-2012.

الشكل 1-12: تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة 2002-2012 (مليار متر مكعب)

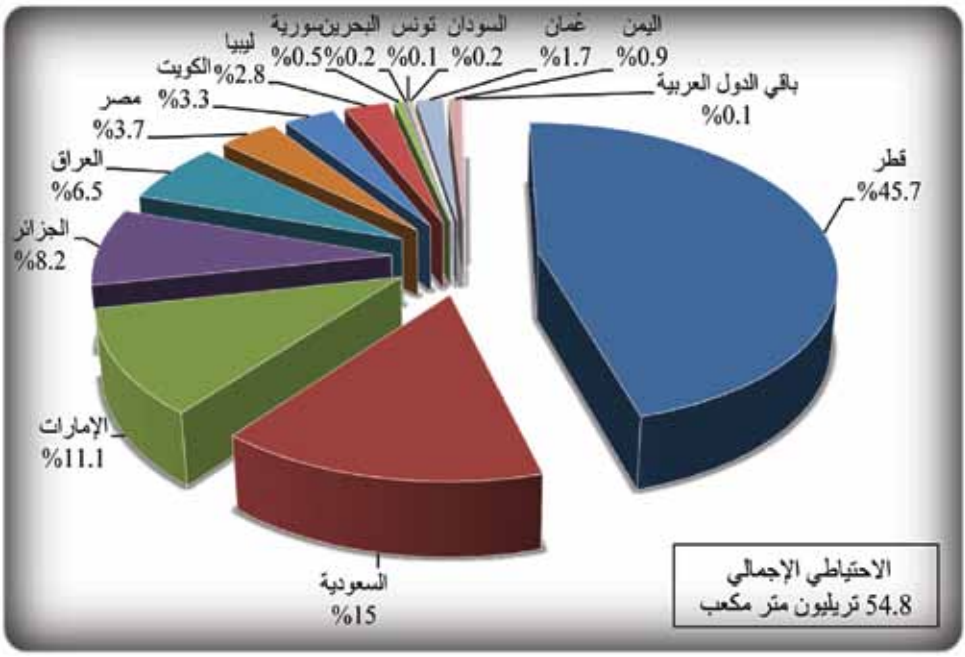


المصادر: Data derived from BP statistical review of the world energy, June 2013

1-3-3: توزع احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية

تحتل دولة قطر المرتبة الأولى عربيا من حيث حجم الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي والتي تقدر بنحو 25,060 مليار متر مكعب أي ما يعادل 45.7% من احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية عام 2012. بينما تحتل المملكة العربية السعودية المرتبة الثانية بنسبة 15% من إجمالي احتياطيات الدول العربية، ثم دولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 11.1%، ثم الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية بنسبة 8.2% فجمهورية العراق بنسبة 6.5%، وتضم هذه الدول مجتمعة نحو 86.6% من إجمالي احتياطيات الدول العربية من الغاز كما هو مبين بالشكل (1-13).

الشكل 1-13: توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية نهاية عام 2012



المصدر: Data derived from BP statistical review of the world energy, June 2013

1-4: المصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي وتوزعها عالميا

تزايد الاهتمام العالمي في الآونة الأخيرة بالمصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي وأهمها مصادر غاز السجيل shale gas أو ما يعرف بالغاز الصخري بعد نجاح الولايات المتحدة الأمريكية في استغلال تلك المصادر خلال الخمس سنوات الأخيرة والتي كانت مهملة إلى عهد قريب بسبب بعض الصعوبات التقنية لاستخراج الغاز الطبيعي منها، وما يصاحب ذلك من عدم تحقيق الجدوى الاقتصادية نتيجة انخفاض مستويات الإنتاج عن المعدلات الطبيعية مقارنة بالمصادر التقليدية. وقد ساهم الإنتاج من تلك المصادر غير التقليدية في تغيير المشهد العالمي، وبداية عصر جديد للغاز الطبيعي، وأصبحت الولايات المتحدة ذات تجربة فريدة في هذا المجال. وهو ما دفع بعض الدول الأخرى مثل بريطانيا، والصين، وأستراليا للبحث عن مصادر غاز السجيل لديها لاستغلالها أسوة بتجربة الولايات المتحدة في هذا المجال.

ومن العوامل التي ساهمت في نجاح تلك التجربة في الولايات المتحدة في استغلال مصادر غاز السجيل ما يلي:

- التقدم التقني في مجال الحفر الأفقي الموجه، وعمليات التشقيق الهيدروليكي والتي ساهمت في رفع معدلات الإنتاج من مكامن السجيل بما يحقق الجدوى الاقتصادية.
- وجود عدد كبير من شركات التنقيب والاستكشاف والخدمات النفطية المؤهلة تكنولوجيا والتي تملك الخبرة اللازمة لاستخراج الغاز الطبيعي من صخور السجيل.
- توفر موارد ضخمة من المياه اللازمة أثناء عمليات الحفر وعمليات التشقيق الهيدروليكي.
- منح حقوق ملكية الثروات المعدنية الموجودة في باطن الأرض لمالكي الأراضي الخاصة.
- سهولة تأمين الإجراءات التشريعية اللازمة للبدء في تنمية واستغلال مصادر السجيل.

وقد مكن ذلك الولايات المتحدة من أن تتبوأ المرتبة الأولى عالميا في إنتاج الغاز الطبيعي منذ عام 2009، وأصبح إنتاج غاز السجيل يمثل 40% من إجمالي إنتاج الولايات المتحدة الأمريكية من الغاز الطبيعي في عام 2012، مع توقعات بأن تدخل الولايات المتحدة ضمن مجموعة الدول المُصدرة للغاز الطبيعي المسيل خلال السنوات الخمس القادمة.

وفي هذا المضمون، فقد أصدرت إدارة معلومات الطاقة الأمريكية مؤخرا تقريرين متتابعين لتقييم حجم مصادر غاز السجيل وتوزعها عالميا، وفيهما تم دراسة عدد من تكوينات غاز السجيل في عدد من الأحواض الرسوبية في مناطق متفرقة من العالم. وقد وقع الاختيار على هذه التكوينات لدراستها استنادا إلى عدد من العوامل كما يلي:

- توفر بيانات وخرائط جيولوجية في الدول موضع الدراسة.
- وجود أنشطة للبحث والتنقيب والحفر في المناطق التي تتواجد بها مصادر غاز السجيل.
- وأخيرا، مدى اعتماد الدول التي تتوافر بها مصادر غاز السجيل على الغاز الطبيعي في تلبية الطلب المحلي على الطاقة.

وتم استبعاد بعض المناطق التي لا تتوافر بها معلومات جيوفيزيقية عن تكوينات السجيل، أو التي تتواجد بها طبقات السجيل على أعماق ضحلة (أقل من 1,000 متر) أو أعماق تزيد عن 5,000 متر، أو التي لا تتواجد بها أنشطة تطويرية على نطاق واسع لاستغلال مصادر الغاز الطبيعي. كما تم أيضا استبعاد طبقات السجيل التي يقل بها إجمالي محتوى الكربون العضوي (TOC) عن 2%.

وقد ساهمت تلك التقارير في وضع «تقييم مبدئي» عن حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج عالميا في المناطق التي تم دراستها بصرف النظر عن تحقيق الجدوى الاقتصادية لاستغلال تلك المصادر.

وقد اتبعت إدارة معلومات الطاقة الأمريكية منهجية محددة (Methodology) في تقييم مصادر السجيل حول العالم وفقا للآتي:

- إعداد تقييم أولي عن الحوض الرسوبي، واختيار طبقات السجيل داخل الحوض لتقييمها.
- تحديد المدى السطحي (areal extent) لطبقات السجيل داخل الحوض الرسوبي، وسمك الطبقات.
- تحديد المنطقة المأمولة التي يمكن تطويرها لإنتاج غاز السجيل استنادا إلى عدد من العوامل كعمق الطبقات، وخصائص الصخور، والخبرة العملية.
- احتساب حجم المخزون الجيولوجي من الغاز الحر المتواجد في المسامات بين الصخور، والغاز الممتز على سطح الصخور والمادة العضوية.
- تطبيق معامل النجاح (Success factor) لإمكانية تطوير الطبقات الجيولوجية محل الدراسة استنادا إلى عدد من العوامل، منها احتمالية نجاح عمليات الاستكشاف والحفر، وسهولة الوصول إلى المنطقة، وإمكانية تطويرها.
- احتساب حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج بعد تطبيق معامل الاستخلاص استنادا إلى قدرة التكنولوجيا الحديثة المطبقة حاليا في الولايات المتحدة الأمريكية على استخراج الغاز الطبيعي من تكوينات السجيل محل الدراسة، وتتسم بخصائص جيولوجية وبتروفيزيائية مشابهة لتلك التكوينات الموجودة في الولايات المتحدة.

وفي هذا السياق، واستنادا إلى تجربة وخبرة الولايات المتحدة الأمريكية في هذا المجال، فإن قيمة معامل الاستخلاص تتراوح بين 20–30% وقد تصل هذه النسبة في بعض الحالات الاستثنائية إلى 15% كحد أدنى أو 35% كحد أقصى وذلك على فرضية فترات إنتاج تتعدى 30 سنة. ونظرا لأن معظم آبار غاز السجيل في الولايات المتحدة تم حفرها ووضعها على الإنتاج منذ فترة وجيزة، فإن هناك بعض الشكوك حول متوسط أعمار تلك الآبار وأقصى إنتاج يمكن استخلاصه من مكامن السجيل (Ultimate recovery) وهو ما قد يغير فرضية قيم معامل الاستخلاص التي استند إليها التقريرين وبالتالي سيغير من التقييم النهائي لحجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في مناطق العالم المختلفة.

ومن ثم فإن التقييم الدقيق لحجم مصادر غاز السجيل يستلزم إجراء العديد من اختبارات الآبار في المناطق التي تحتوى على تلك المصادر وتحليل نتائج الاختبارات.

أما فيما يتعلق بالجدوى الاقتصادية لإنتاج غاز السجيل من مصادره، فهذا يعتمد على ظروف السوق الحالية استنادا إلى ثلاثة عوامل رئيسية وهي:

- تكلفة حفر وإكمال آبار السجيل والتي تتطلب تقنيات متقدمة كالحفر الأفقي الموجه والتشقيق الهيدروليكي.
- سقف الإنتاج اليومي وإجمالي ما يتم إنتاجه على مدار عمر البئر.
- سعر الغاز الطبيعي في الأسواق المحلية والعالمية.

ويتضح مما سبق أن تحقيق الجدوى الاقتصادية لإنتاج غاز السجيل يرتبط بشكل كبير بالعوامل فوق الأرضية (above ground factors) مثلما يرتبط بجيولوجيا المكمن والمخزون الجيولوجي من الغاز الطبيعي (gas in place).

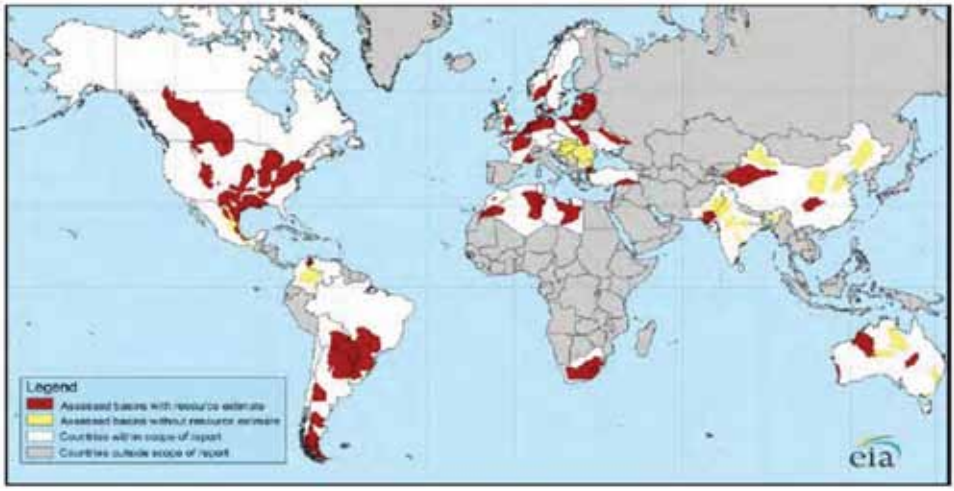
وحيث أن الولايات المتحدة تنفرد دون غيرها بعدد من العوامل التي ساهمت في نجاح تجربتها، فإن الأمر قد يستغرق بعض الوقت لإنتاج غاز السجيل في مناطق أخرى خارج الولايات المتحدة الأمريكية، كما أنه لا يزال هناك غموضا حول إمكانية استغلال مصادر غاز السجيل القابلة تقنيا للاستخراج في تحقيق الجدوى الاقتصادية للبدء في وضع خطط تنميتها وتطويرها.

1-4-1: تقييم حجم مصادر غاز السجيل عالميا

يشير التقرير الأول الذي أصدرته إدارة معلومات الطاقة الأمريكية [1] في نيسان/ أبريل من عام 2011، إلى أنه تم دراسة عدد 69 تكوينا من تكوينات غاز السجيل في 48 حوض من الأحواض الرسوبية في 32 دولة خارج الولايات المتحدة الأمريكية موزعة في القارات الست كما هو موضح بالشكل (1-14). وطبقا لما ورد في التقرير، فقد قدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج خارج الولايات المتحدة بنحو 5,760 تريليون قدم مكعب، بينما يقدر حجم مصادر غاز السجيل في الولايات المتحدة بنحو 862 تريليون قدم مكعب. وبذلك يكون إجمالي حجم مصادر السجيل القابل تقنيا للاستخراج عالميا في عام 2011 نحو 6,622 تريليون قدم مكعب.

1 US. EIA ,world shale gas resources: an initial assessment of 14 regions outside the United States,2011

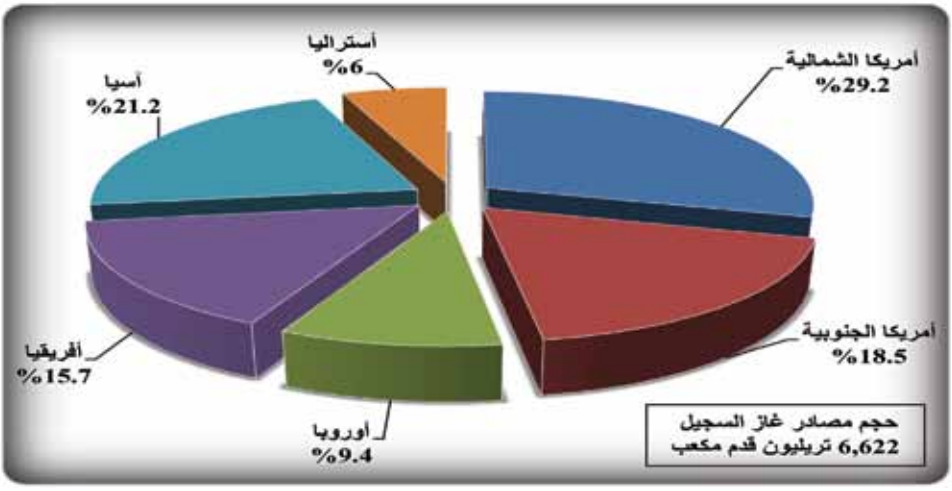
الشكل 1-14: توزع الأحواض الرسوبية لغاز السجيل في 32 دولة



المصدر : US. EIA ,world shale gas resources, 2011

ويبين الشكل (1-15) توزع مصادر السجيل القابلة تقنيا للاستخراج في المناطق المختلفة (متضمنة الولايات المتحدة الأمريكية) طبقا لتقرير إدارة معلومات الطاقة الأمريكية لعام 2011، حيث تحتل أمريكا الشمالية المرتبة الأولى عالميا مستحوذة على 29.2% من الإجمالي العالمي، تليها آسيا في المرتبة الثانية بنسبة 21.2% من الإجمالي العالمي، ثم أمريكا الجنوبية (18.5%) وأفريقيا (15.7%) وأوروبا (9.4%) وأخيرا أستراليا (6%).

الشكل 1-15: توزع مصادر غاز السجيل القابلة تقنيا للاستخراج عالميا عام 2011

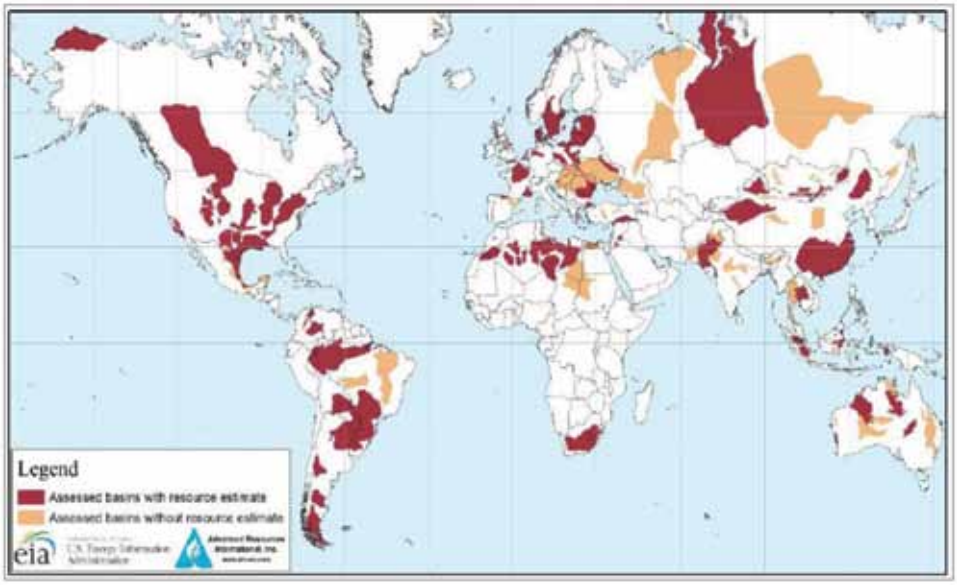


المصدر: US. EIA ،world shale gas resources، 2011

تم توسيع نطاق الدراسة لتشمل 137 تكوينا من تكوينات غاز السجيل موزعة في 95 حوض رسوبي في 41 دولة خارج الولايات المتحدة الأمريكية، وذلك طبقا لما جاء في التقرير الثاني الذي صدر في حزيران/ يونيو عام 2013 [1]، كما هو موضح بالشكل (1-16).

ويشير التقرير إلى أن المخزون الجيولوجي من غاز السجيل بدرجة من المخاطرة (risked-gas in place) يبلغ نحو 35,782 تريليون قدم مكعب كما هو مبين بالجدول (1-5)، بينما يبلغ حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج بغض النظر عن الجدوى الاقتصادية نحو 7,299 تريليون قدم مكعب في عام 2013 أي بزيادة قدرها 677 تريليون قدم مكعب بنسبة 10% عن تقديرات عام 2011 كما هو مبين بالجدول (1-6).

الشكل 1-16: توزع الأحواض الرسوبية لغاز السجيل في 41 دولة



المصدر: US. EIA; Advanced Resources International Inc.

1 US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States, 2013

الجدول 1-5: حجم مصادر غاز السجيل عام 2013 (تريليون قدم مكعب)

المنطقة	المخزون الجيولوجي بدرجة من المخاطرة	حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج
أمريكا الشمالية عدا الولايات المتحدة	4,647	1,118
أستراليا	2,046	437
أمريكا الجنوبية	6,390	1,431
أوروبا	4,895	883
أفريقيا	6,664	1,361
آسيا	6,495	1,403
الإجمالي(بدون الولايات المتحدة)	**31,138**	**6,634**
الولايات المتحدة	4,644	1,161 (665) [1]
الإجمالي	**35,782**	**7,795 (7,299)**

الجدول 1-6: مقارنة بين تقارير تقييم مصادر غاز السجيل الصادرة من إدارة معلومات الطاقة الأميركية عامي 2011 و 2013

تاريخ التقرير	إجمالي عدد تكوينات السجيل	إجمالي عدد الأحواض	إجمالي عدد الدول	حجم مصادر السجيل القابل تقنيا للاستخراج عالميا (تريليون قدم مكعب)
2011	69	48	32	6,622
2013	137	95	41	7,299

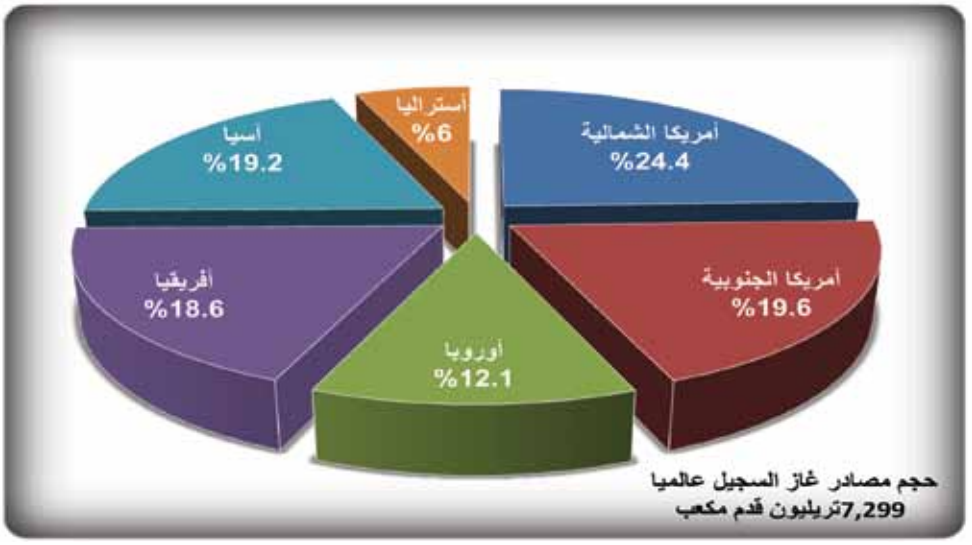
المصدر: US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources , June 2013

ويبين الشكل (1-17) توزع مصادر السجيل القابلة تقنيا للاستخراج في المناطق المختلفة (متضمنا الولايات المتحدة الأمريكية) طبقا لتقرير إدارة معلومات الطاقة الأمريكية لعام 2013.

1 الرقم بين القوسين يشير إلى التقديرات الخاصة بإدارة معلومات الطاقة الأمريكية عن مصادر غاز السجيل القابلة تقنيا للاستخرام في الولايات المتحدة والتي تقدر بنحو 665 تريليون قدم مكعب، وهو يختلف عن تقديرات مؤسسة Advanced resources international التي اعتمد عليها التقرير الثاني لإدارة معلومات الطاقة الأميركية.

ويلاحظ في التقرير الثاني تراجع حصة أمريكا الشمالية مقارنة بما جاء في التقرير السابق، ولكن تظل محتفظة بالمرتبة الأولى عالميا مستحوذة على 24.4% من الإجمالي العالمي. ثم تأتي أمريكا الجنوبية في المرتبة الثانية بنسبة 19.6% من الإجمالي العالمي، بينما تراجعت آسيا إلى المرتبة الثالثة بنسبة 19.2%، وأفريقيا (18.6%) وأوروبا (12.1%) وأخيرا أستراليا (6%).

الشكل 1-17: توزع حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج عام 2013



المصدر: US. EIA، technically recoverable shale oil and shale gas resources, June 2013

ومن الملاحظ أن تقديرات حجم مصادر غاز السجيل في التقرير الأخير قد تراجعت لبعض الأحواض الرسوبية في عدد من المناطق ومنها حوض ألوم (Norway's Alum shale) في النرويج، وحوض لوبين (Lubin Basin) في بولندا، وحوض كاروو(Karoo basin) في جنوب أفريقيا.

ويعود هذا التراجع في حجم التقديرات إلى سببين رئيسيين:

- توفر معلومات وبيانات حديثة عن التكوينات الجيولوجية في بعض المناطق وتحليل نتائج حفر الآبار الاستكشافية الأولية في تكوينات السجيل.
- إعادة تصنيف بعض المصادر لتصبح مكامن لتواجد النفط أو المتكثفات عوضا عن الغاز الطبيعي.

ففي النرويج على سبيل المثال، أشارت التقديرات الأولية في عام 2011 إلى وجود نحو 83 تريليون قدم مكعب من مصادر غاز السجيل، بينما تلاشت تلك التقديرات تماما في عام 2013 بعد أن قامت شركة شل العالمية بحفر ثلاثة آبار استكشافية في تكوينات جيولوجية أقل تعقيدا

في حوض ألوم (Alum shale) في السويد، ولكن جاءت نتائج الحفر مخيبة للآمال مما يطيح باحتمالية وجود غاز في التكوينات الجيولوجية الأخرى الأكثر تعقيدا في حوض ألوم في النرويج.

وفي الصين التي تحتل المرتبة الأولى عالميا من حيث حجم مصادر غاز السجيل، فقد أدى توفر بعض البيانات الحديثة عن التراكيب الجيولوجية وإجمالي محتوى الكربون العضوي في بعض الأحواض الرسوبية كحوض سيتشوان (Sichuan Basin) وحوض تاريم (Tarim Basin) إلى تراجع التقديرات الأولية لمصادر غاز السجيل القابلة تقنيا للاستخراج التي كانت تقدر بنحو 1,275 تريليون قدم مكعب في عام 2011 لتصل إلى 1,115 تريليون قدم مكعب في 2013. وتظل الصين في المرتبة الأولى عالميا، تأتي بعدها الأرجنتين في المرتبة الثانية بنحو 802 تريليون قدم مكعب.

وعلى صعيد آخر، زادت التقديرات في دول أخرى كالجزائر حيث كانت التقديرات الأولية تشير إلى تواجد نحو 230 تريليون قدم مكعب، بينما ارتفعت تلك التقديرات إلى 707 تريليون قدم مكعب في 2013، لتحتل الجزائر المرتبة الثالثة عالميا بعد الصين والأرجنتين. ثم تأتي الولايات المتحدة في المرتبة الرابعة (665 تريليون قدم مكعب)، ثم كندا في المرتبة الخامسة (573 تريليون قدم مكعب).

ويقدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في هذه الدول الخمس مجتمعة بنحو 3,862 تريليون قدم مكعب أي ما يعادل 53% تقريبا من إجمالي حجم مصادر غاز السجيل عالميا. الجدول (1-7) والشكل (1-18)

الجدول 1-7: الدول العشر الأولى عالميا من حيث حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج (تريليون قدم مكعب)

الدولة	2011	2013
الصين	1,275	1,115
الأرجنتين	774	802
الجزائر	231	707
الولايات المتحدة	863	665
كندا	388	573
المكسيك	681	545
أستراليا	396	437
جنوب أفريقيا	485	390
روسيا	-	285
البرازيل	226	245
الإجمالي	**5,319**	**5,764**

الشكل 1-18: الدول العشر الأولى عالميا من حيث حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج (تريليون قدم مكعب)



المصدر: Derived from US. EIA. technically recoverable shale oil and shale gas resources. 2013

1-4-2: مصادر غاز السجيل في الدول العربية

تناول التقرير الذي أصدرته إدارة معلومات الطاقة الأمريكية في حزيران/يونيو 2013 لتقييم مصادر غاز السجيل عالميا، معظم الدول العربية المطلة على البحر المتوسط. حيث تتضمن دراسة أحواض السجيل في مصر، ليبيا، تونس، الجزائر، والمغرب، والأردن. وبناء على ما ورد في هذا التقرير، يقدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في هذه الدول نحو 978 تريليون قدم مكعب (27,694 مليار متر مكعب) بما يعادل 13.4% من حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج على مستوى العالم.

كما أعلنت السعودية عن وجود نحو 648 تريليون قدم مكعب من مصادر غاز السجيل القابلة تقنيا للاستخراج داخل أراضي المملكة. وبذلك يكون إجمالي حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في الدول العربية نحو 1,626 تريليون قدم مكعب كما هو مبين بالجدول (1-8).

الجدول 1-8: حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في الدول العربية

الدولة	حجم مصادر السجيل (تريليون قدم مكعب)	حجم مصادر السجيل (مليار متر مكعب)
تونس	23	651
الجزائر	707	20,020
السعودية	648	18,350
ليبيا	122	3,455
مصر	99	2,803
الأردن	7	198
المغرب وموريتانيا	20	566
الإجمالي	1,626	46,043

1-5: تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية

1-5-1: دولة الإمارات العربية المتحدة

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الإمارات بنحو 6,091 مليار متر مكعب (215 تريليون قدم مكعب) نهاية عام 2012، أي ما يعادل 11.1% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية، وتحتل دولة الإمارات المرتبة الثالثة عربيا بعد قطر والسعودية. ويبين الجدول (1-9) تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في دولة الإمارات في الفترة 2008-2012.

الجدول 1-9: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في دولة الإمارات العربية المتحدة (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	6,072	6,091	6,091	6,091	6,091

وتقدر احتياطيات الغاز الطبيعي في إمارة أبو ظبي وحدها بنحو 6,000 مليار متر مكعب وهو ما يعادل نحو 98% من احتياطي دولة الإمارات من الغاز الطبيعي، بينما تشير التقديرات إلى وجود نحو 110 مليار متر مكعب في إمارة دبي، ونحو 300 مليار متر مكعب في إمارة الشارقة، وهو ثابت منذ فترة على الرغم من عدم تحقيق أية اكتشافات جديدة في الشارقة منذ عام 1990.

- **أنشطة البحث والتنقيب**

تقوم شركة بترول أبو ظبي الوطنية بمعظم أنشطة البحث والتنقيب عن الغاز في إمارة أبو ظبي، حيث تهتم حاليا بشكل كبير بتجميع البيانات الجيولوجية وتقييم الحقول المكتشفة. بينما تقوم شركة بترول رأس الخيمة (RAK)، بأنشطة البحث والتنقيب عن الغاز في إمارة رأس الخيمة بموجب ثلاثة تراخيص حصلت عليها الشركة أعوام 1997 و2007 و2008. وقد بدأت الشركة بتنفيذ برنامج للمسح الزلزالي في عام 2009، يتبعه حفر استكشافي في منطقة تمتد على مساحة 850 كم مربع على طول ساحل الإمارة.

1-5-2: مملكة البحرين

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في البحرين بنحو 92 مليار متر مكعب (3.2 تريليون قدم مكعب) في نهاية عام 2012، أي ما يعادل 0.16% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية، وهو ثابت منذ سنوات كما هو مبين بالجدول (1-10) ويتألف أغلبه من الغاز الحر.

الجدول 1-10: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في مملكة البحرين
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	92	92	92	92	92

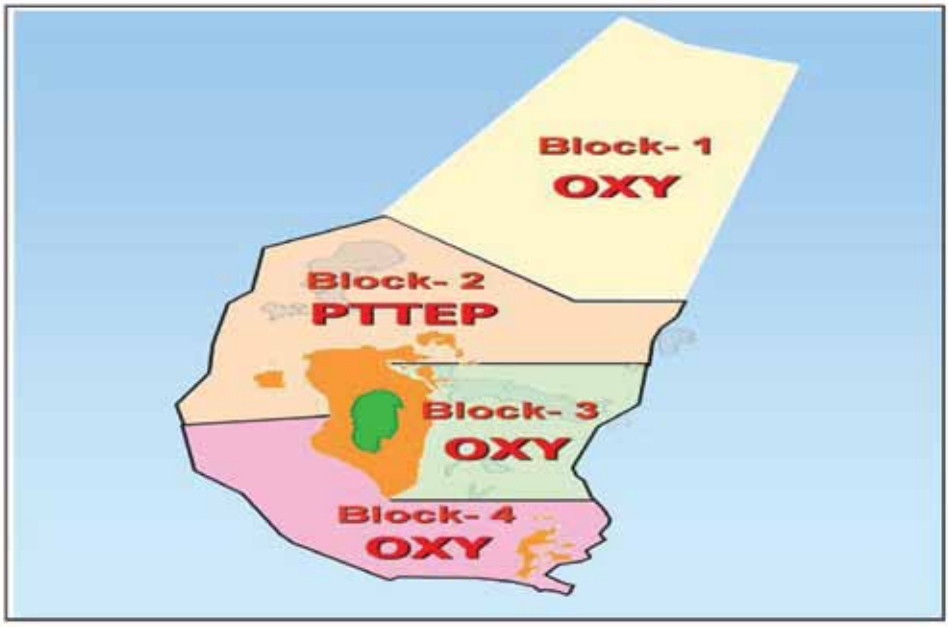
- **أنشطة البحث والتنقيب**

تسعى البحرين لرفع احتياطياتها من الغاز الطبيعي من خلال القيام بأنشطة للبحث والتنقيب عن الغاز الطبيعي في عدد من القواطع ومنها:

أ- التنقيب عن النفط والغاز في أربعة قواطع بحرية

وقعت الهيئة الوطنية للنفط والغاز في عام 2007 على اتفاقية استكشاف ومشاركة في الإنتاج مع شركة Occidental Petroleum في القواطع رقم (1،3،4) الواقعة في المغمورة، كما وقعت عام 2008 على اتفاقية استكشاف ومشاركة في الإنتاج في القاطع رقم 2 مع شركة PTTEP التايلندية كما هو مبين بالشكل (1-19).

الشكل 1-19: القواطع 1،2،3،4 الواقعة في المغمورة في مملكة البحرين



المصدر: الهيئة الوطنية للنفط والغاز-مملكة البحرين

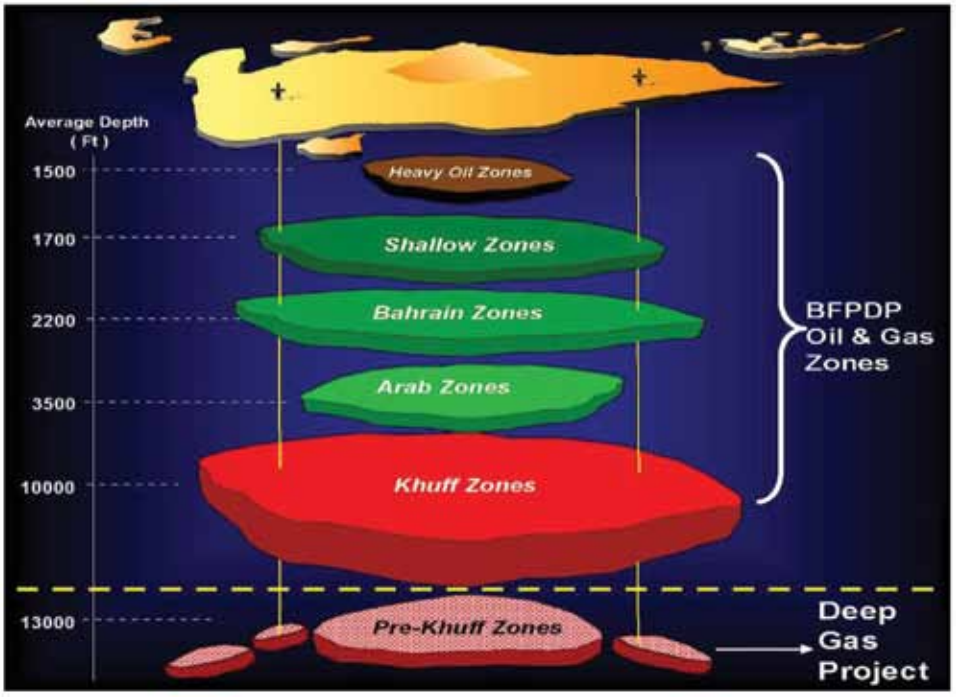
ب- مشروع التنقيب عن الغاز الطبيعي في الطبقات العميقة من حقل البحرين (مشروع الغاز العميق)

وقعت الهيئة الوطنية للنفط والغاز على اتفاقية استكشاف ومشاركة في الإنتاج مع شركة Occidental Petroleum الأمريكية في شباط/ فبراير من عام 2011 للتنقيب عن الغاز الطبيعي في الطبقات العميقة من حقل البحرين لأعماق تصل إلى 15-20 ألف قدم كما هو مبين بالشكل (1-20) [1]. وبموجب الاتفاقية، ستقوم شركة Occidental Petroleum بحفر ثلاثة آبار استكشافية ابتداء من عام 2014 [2].

1 ورقة مملكة البحرين- الاجتماع الثالث عشر للخبراء حول بحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء-القاهرة 2013

2 Situation of Natural Gas in the Kingdom of Bahrain, Paper presented at prospects of natural gas industry prospects conference, 28-30 October 2013 ,Bahrain

الشكل 1-20: الطبقات العميقة في حقل البحرين



المصدر: الهيئة الوطنية للنفط والغاز-مملكة البحرين

1-5-3: الجمهورية التونسية

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في تونس بنحو 65 مليار متر مكعب (2.3 تريليون قدم مكعب) نهاية عام 2012، أي ما يعادل 0.1% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية، وهو ثابت منذ سنوات كما هو مبين بالجدول (1-11). ويتواجد ثلث احتياطي تونس من الغاز الطبيعي في حقل مسكار البحري، حيث يقدر الاحتياطي المتبقي من الغاز في الحقل بنحو 20 مليار متر مكعب. بينما يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في حقل حاسدروبال بنحو 7.4 مليار متر مكعب، بالإضافة 25 مليون برميل من المتكثفات[1].

وحققت تونس عدد من الاكتشافات الغازية في السنوات الأخيرة، منها ثلاثة اكتشافات ضمن منطقة امتياز جنين الجنوب/ نوارة في جنوب تونس. واكتشافين للغاز في منطقة خليج الحمامات في المغمورة.

1 Natural gas survey, Middle East & North Africa, 2013

الجدول 1-11: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الجمهورية التونسية
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	65	65	65	65	65

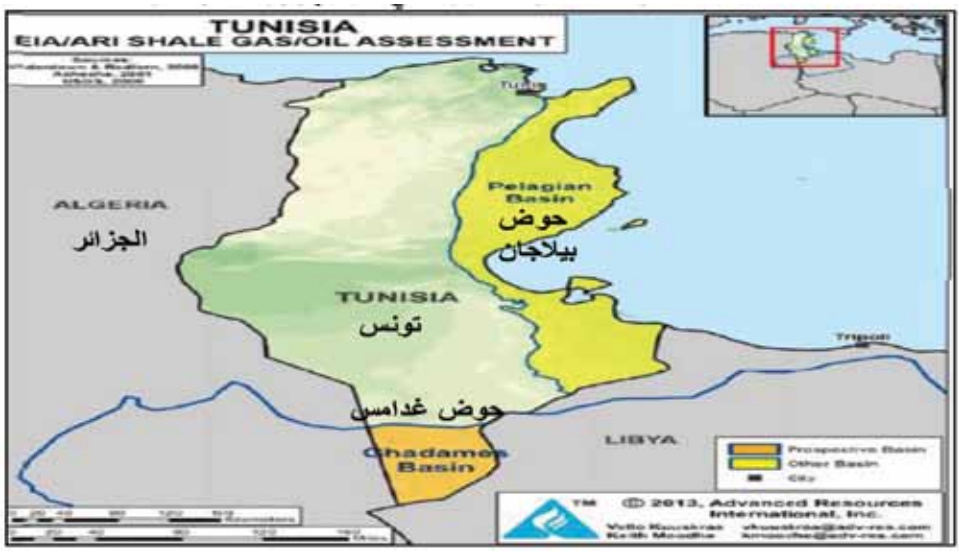
أما فيما يتعلق بالمصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي، فيقدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في حوض غدامس جنوب تونس[1] بنحو 23 تريليون قدم مكعب (651 مليار متر مكعب) كما هو موضح بالجدول (1-12) والشكل (1-21). كما تشير التقديرات إلى احتمالية وجود تجمعات أخرى من النفط والغاز الصخري في حوض بيلاجيان الواقع في شرق تونس ويمتد في المغمورة.

الجدول 1-12: حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في الجمهورية التونسية
(تريليون قدم مكعب)

الحوض	حجم المخزون الجيولوجي بدرجة من المخاطرة	حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج
غدامس	114	23

المصدر: US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources, June 2013

الشكل 1-21: أحواض غاز السجيل في الجمهورية التونسية



المصدر: Advanced Resources International Inc. , 2013

1 US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources, June 2013

1-5-4: الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الجزائر بنحو 4,504 مليار متر مكعب (159 تريليون قدم مكعب) نهاية عام 2012، أي ما يعادل 8.2 % من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية وهذا الاحتياطي أيضا ثابت منذ فترة كما هو مبين بالجدول (1-13). وبالنظر إلى الاكتشافات الغازية في الآونة الأخيرة، فإنه من المتوقع أن يزيد عن المستويات الحالية.

الجدول 1-13: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	4,504	4,504	4,504	4,504	4,504

يتوزع احتياطي الغاز في الجزائر[1] بين حوض واد ميا (50%)، حوض رور النوس/بركين (19%)، حوض إليزي (14%)، حوض أهنات/تيميمون (13%).

بينما يقدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج[2] بنحو 707 تريليون قدم مكعب (20,020 مليار متر مكعب)، أي ما يعادل خمسة أضعاف احتياطي الغاز التقليدي، وتتوزع مصادر السجيل على سبعة أحواض في شرق، ووسط، وجنوب غرب الجزائر كما هو مبين بالجدول (1-14) والشكل (1-22).

الجدول 1-14: حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية (تريليون قدم مكعب)

الحوض	حجم المخزون الجيولوجي بدرجة من المخاطرة	حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج
غدامس	1,227	282
إليزي	304	56
تيميمون	763	152
أهنات	306	60
موديير	48	10
رقان	636	121
تندوف	135	26
الإجمالي	**3,419**	**707**

المصدر: US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources, June 2013

1 Arab oil & gas directory,2013
2 US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources, June 2013

الشكل 1-22: أحواض غاز السجيل في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية



المصدر: Advanced Resources International Inc.، 2013

- **أنشطة البحث والتنقيب**

تخصص شركة سوناطراك جزء من أنشطتها للبحث والتنقيب عن الغاز الطبيعي بالشراكة مع عدد من الشركات الأجنبية، مما ساهم في تحقيق عدد من الاكتشافات كان آخرها في تشرين الثاني/نوفمبر عام 2012، حيث تم الإعلان عن كشف غازي جديد في القواطع 232 و 241-أ في منطقة جنوب شرق إليزي. وتم حفر البئر الاستكشافي الأول تيهالاتين جنوب-1 على عمق 1073 مترا، وتدفق الغاز بمعدل 105,000 متر مكعب/ اليوم [1].

1-5-5: المملكة العربية السعودية

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في السعودية بنحو 8,233 مليار متر مكعب (حوالي 291 تريليون قدم مكعب) نهاية عام 2012، بنسبة 15% من الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية، ويتألف معظمه من الغاز الحر، ويبين الجدول (1-15) تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في السعودية في الفترة 2008-2012.

1 Arab oil and gas directory, 2013 edition

الجدول 1-15: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في المملكة العربية السعودية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	7,570	7,919	8,015	8,150	8,233

المصدر: BP statistical review of the world energy، June 2013

وتشير تقديرات هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية إلى احتمال وجود احتياطيات من الغاز الطبيعي لم يتم اكتشافها بعد، وتقدر بنحو 15,000-20,000 مليار متر مكعب، بالإضافة إلى 40 مليار برميل من المتكثفات.

أما فيما يتعلق بالمصادر غير التقليدية من الغاز الطبيعي، فتشير التقديرات الأولية إلى وجود مصادر من غاز السجيل تقدر بنحو 648 تريليون قدم مكعب.

وتتوزع المصادر غير التقليدية من الغاز الطبيعي على ثلاثة مناطق داخل أراضي المملكة وهي:

- شمال غرب المملكة، والتي يوجد بها تجمعات من الغاز على أعماق ضحلة نسبيا، وهي تحتل أولوية من بين كل المناطق.
- جنوب الغوار، والتي يوجد بها الغاز الطبيعي في المكامن الكتيمة، وتتميز تلك المنطقة عن غيرها بتوفر البيانات والخرائط الجيولوجية عنها لمحاذاتها لحقل الغوار النفطي، وقربها من البنية التحتية للغاز الطبيعي.
- منطقة الربع الخالي في جنوب شرق المملكة، ويوجد بها مصادر غاز السجيل في طبقات العصر الجيوراسي.

وأعلنت شركة أرامكو مؤخرا عن عزمها استغلال المصادر غير التقليدية من الغاز الطبيعي، ووضع برنامج للبدء في إنتاجه خلال السنوات المقبلة، مع ظهور تقنيات جديدة تقلل من استخدام المياه والكيماويات المستخدمة أثناء عمليات الحفر الأفقي والتشقيق الهيدروليكي اللازمة لتحفيز مكامن الغاز الصخري.

- **أنشطة البحث والتنقيب**

تسعى المملكة لرفع احتياطياتها من الغاز الطبيعي بنحو 1,400-2,800 مليار متر مكعب بحلول عام 2015، حيث بدأت شركة أرامكو منذ عام 2007 في تنفيذ برنامج يستهدف حفر 186

بئرا استكشافيا بالإضافة إلى 332 بئرا تطويرا حتى عام 2012. ومن أبرز الاكتشافات التي تم تحقيقها حقل شعور وهو أول اكتشاف لشركة أرامكو في البحر الأحمر، وحقل أم رميل[1].

1-5-6: الجمهورية العربية السورية

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في سوريا بنحو 285 مليار متر مكعب في نهاية عام 2012 كما هو مبين بالجدول (1-16)، وهو يعادل 0.5% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية. ويشكل الغاز الحر نحو 60% من احتياطي سوريا من الغاز، بينما يشكل غاز القبعات والغاز المصاحب نحو 25% و 15% على التوالي.

الجدول 1-16: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الجمهورية العربية السورية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	270	285	285	285	285

ويتواجد نحو ثلثي حقول الغاز الحر في منطقة الامتياز التابعة للشركة السورية للنفط في وسط البلاد. بينما تتواجد معظم احتياطيات الغاز المصاحب في الحقول التابعة لشركة الفرات للنفط وتقع في منطقة دير الزور. كما تتواجد احتياطيات غاز القبعات في شمال شرق البلاد.

- **أنشطة البحث والتنقيب**

لا توجد حاليا أية أنشطة للبحث عن الغاز في سوريا بسبب ما تشهده من أحداث. وكانت آخر اكتشافات تم تحقيقها خلال الفترة 2002-2007 من قبل شركة إينا في منطقة حيان، وشملت الاكتشافات التالية :

- بالميرا (نفط وغاز) في 2002.
- المهر(غاز ومتكثفات) في 2003.
- جهار (غاز ومتكثفات) في 2004.
- المستديرة في 2007.

1-5-7: جمهورية العراق

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في العراق بنحو 3,587 مليار متر مكعب في نهاية عام 2012، أي ما يعادل نحو 6.5 % من الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول

1 شركة أرامكو-التقرير السنوي- 2012

العربية، لتحتل بذلك المرتبة الخامسة عربيا. ويبين الجدول (1-17) تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في جمهورية العراق في الفترة 2008-2012.

الجدول 1-17: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في جمهورية العراق (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	3,170	3,170	3,172	3,587	3,587

المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

يوجد في العراق إحدى عشر حقلا غازيا معروفا، يقع ستة منها في شمال شرق العراق وهي شمشال، جيريا بكا، خشم الأحمر، المنصورية، أنفال، خور مور، ويبلغ احتياطي الغاز الطبيعي المؤكد في هذه الحقول الست نحو 300 مليار متر مكعب. بينما يقدر احتياطي الغاز في حقل عكاس الواقع في غرب العراق بالقرب من الحدود السورية بنحو 160 مليار متر مكعب، وحقل المنصورية في محافظة ديالى بنحو 130 مليار متر مكعب.

يتواجد نحو 80% من احتياطي الغاز المصاحب في الحقول النفطية الواقعة جنوب العراق، حيث تصل نسبة الغاز إلى الزيت ضعف مثيلتها في الحقول النفطية الأخرى الواقعة في وسط وشمال العراق. كما يوجد نحو 55% من احتياطي الغاز المصاحب في حقول نفطية منتجة حاليا، أما النسبة المتبقية (45%)، فهي تتواجد في حقول نفطية لم يتم تنميتها بعد. وتتواجد أغلب تجمعات الغاز المصاحب في حقول جنوب الرميلة وشمال الرميلة والزبير في الجنوب، وفي حقول كركوك، وبي حسن، وجمبور في الشمال.

كما يتواجد نحو 94% من احتياطي غاز القبعات في خمسة حقول هي جمبور، أجيل، بي حسن، خباز، وكركوك في الشمال. أما في الجنوب، فيوجد غاز القبعات في طبقة غور في حقل مجنون.

ويشكل حاليا احتياطي الغاز المصاحب نحو 70% من إجمالي احتياطي الغاز الطبيعي المؤكد، بينما يشكل الغاز غير المصاحب نحو 20%، وغاز القبعات نحو 10%.

وتشير التوقعات إلى احتمالية وجود احتياطي غير مكتشف من الغاز في العراق يقدر بنحو 9,250 مليار متر مكعب، منها قرابة 4,600 مليار متر مكعب على شكل غاز حر، والباقي على شكل غاز مصاحب مع النفط الخام.

- **أنشطة البحث والتنقيب**

لم يشهد العراق مؤخرا تحقيق أية اكتشافات غازية جديدة باستثناء اكتشاف أسفل حقل ميران النفطي وحققته شركة Heritage oil في كانون الثاني/ يناير 2011، وتشير التقديرات إلى أن المخزون الجيولوجي من الغاز يبلغ قرابة 140–340 مليار متر مكعب كما هو مبين بالشكل (1–23).

الشكل 1–23: حقل ميران في كردستان العراق



المصدر: Natural gas survey. Middle East & North Africa. 2013 edition

1–5–8: دولة قطر

تحتل دولة قطر المرتبة الأولى عربيا من حيث حجم الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي والذي يقدر بأكثر من 25,000 مليار متر مكعب في نهاية عام 2012، أي ما يعادل 45.7% من احتياطي الغاز الطبيعي في الدول العربية. ويتواجد نحو 99% من هذه الاحتياطيات في حقل الشمال البحري الذي يقع شمال شرق شبة جزيرة قطر في مياه ضحلة نسبيا، وهو يعتبر أكبر حقل للغاز الحر على مستوى العالم. يمتد الحقل على مساحة 6,000 كيلومتر مربع أي ما يعادل حوالي نصف مساحة قطر. وكانت عمليات الاستكشاف التجاري للثروات الغازية في حقل الشمال قد بدأت أواخر العام 1991.

بينما يبلغ احتياطي الغاز المصاحب للنفط نحو 250 مليار متر مكعب، حيث يتواجد نحو 130 مليار متر مكعب في حقل دخان النفطي، أما الـ 120 مليار متر مكعب الباقية فتتواجد في ثلاثة حقول نفطية بحرية أخرى هي حقل ميدان محزم، وحقل بو الحنين، وحقل العد الشرقي (القبة الشمالية). لذا تركز شركة قطر للبترول على اختبار الطبقات الحاوية للغاز الحر وحفر آبار عميقة في طبقات الخف وطبقات ما تحت الخف في حقل دخان النفطي، كما هو مبين بالجدول (1-18)

الجدول 1-18: توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في دولة قطر

(مليار متر مكعب)

الحقل	تاريخ الاكتشاف	النوع	الاحتياطي
دخان	1940	مصاحب/حر	140
العد الشرقي	1960	مصاحب	120
ميدان محزم	1963	مصاحب	
بو الحنين	1970	مصاحب	
الشمال	1971	حر	24,850
الإجمالي		**25,110**	

المصدر: Natural gas survey. Middle East and North Africa. 2013 edition

- **أنشطة البحث والتنقيب**

تقوم العديد من الشركات الأجنبية بالبحث والتنقيب عن الغاز الحر في الطبقات العميقة من تكوينات الخف، بموجب ثلاثة اتفاقيات للبحث والتنقيب عن الغاز الحر تم توقيعها مؤخرا.

الاتفاقية الأولى وقعتها شركة Wintershall الألمانية مع شركة قطر للبترول في تشرين الثاني/نوفمبر 2008، للبحث والتنقيب في القاطع-4ن الذي يقع شمال غرب حقل الشمال على عمق 70 متر. تبلغ مدة الاتفاقية 25 عاما، وقد قامت شركة Wintershall بحفر ثلاثة آبار استكشافية، وأعلنت عن وجود اكتشاف غازي جديد يضم نحو 2.5 تريليون قدم مكعب[1]. وتقوم حاليا شركة Wintershall الألمانية مع كل من شركة قطر للبترول وشركة Mitsui اليابانية، بإعداد دراسة الجدوى للاكتشاف الغازي الجديد، ومن المتوقع أن يبدأ الغاز بالتدفق في المراحل الأولى بمعدل 200-250 مليون قدم مكعب يوميا.

1 MEES vol.56, No.23, 7/6/2013

وفي أيار/ مايو 2010، وقع ائتلاف مكون من شركة Royal Dutch shell بحصة 75% وشركة Petro China بحصة 25%، على اتفاقية استكشاف ومشاركة في الإنتاج في المنطقة – D في منطقة رأس لفان (لا يشمل مدينة رأس لفان الصناعية نفسها). تبلغ مدة الاتفاقية ثلاثين عاما وتشمل فترة خمسة أعوام مخصصة للمرحلة الاستكشافية الأولى. وستقوم قطر للبترول بالإشراف على كل العمليات والدراسات اللازمة، وعند نجاح المشروع ستقوم الشركتان بإنتاج الغاز الطبيعي تحت إشراف قطر للبترول.

الاتفاقية الثالثة وقعتها شركة JX Nippon Oil & Gas Exploration Qatar Lt.(NOEX) اليابانية في أيار/ مايو 2011، تغطي الاتفاقية مساحة 6,173 كيلومتر مربع شمال شرق رأس لفان. وتبلغ مدة الاتفاقية ثلاثين عاما، تتضمن خمسة أعوام مخصصة للمرحلة الاستكشافية الأولى باستثمارات 100 مليون دولار.

1-5-9: دولة الكويت

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الكويت بنحو 1,784 مليار متر مكعب في نهاية عام 2012 بما يعادل 3.3% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية، وهو ثابت منذ عدة سنوات كما هو مبين بالجدول (1-19). ويتواجد نحو 55% من الاحتياطي (أي ما يعادل 995 مليار متر مكعب) في حقول الغاز الحر.

الجدول 1-19: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في دولة الكويت

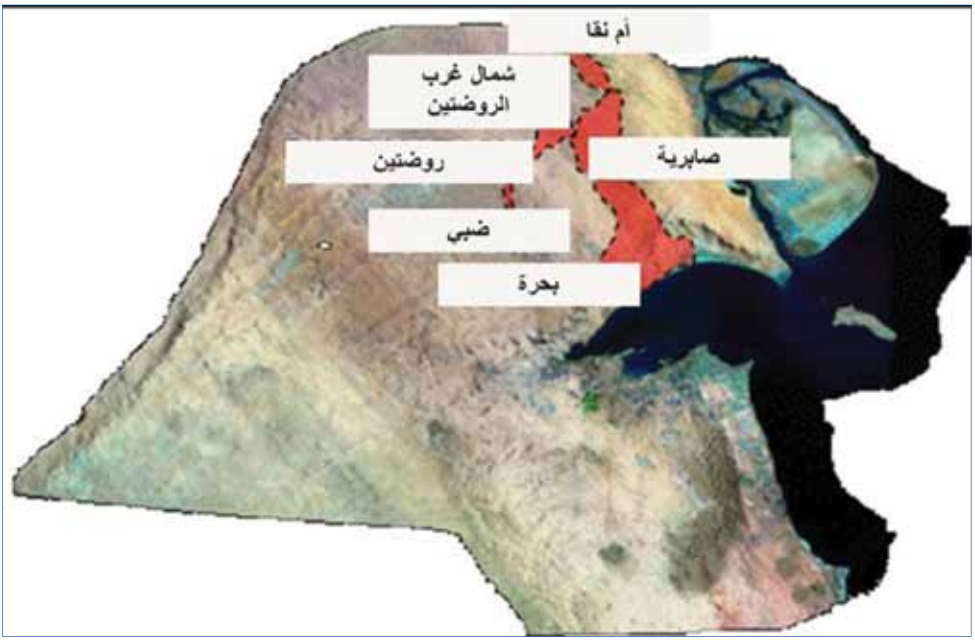
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	1,784	1,784	1,784	1,784	1,784

تتواجد تجمعات الغاز الحر في شمال الكويت في طبقات عميقة تحت خمسة حقول نفطية هي أم نقا، الصابرية، بحرة، الروضتين، وشمال غرب الروضتين كما هو مبين بالشكل (1-24).

وتشير الدراسات الأولية التي أعدتها شركة نفط الكويت إلى أن نحو 60-70% من تلك التجمعات يمكن استخراجها. وتم اكتشاف أكبر تجمعات من الغاز الحر في حقول أم نقا والصابرية عام 2005، وأسفرت نتائج اختبارات الآبار عن تدفق الغاز بمعدلات 0.5-0.75 مليون متر مكعب/اليوم، بالإضافة إلى 2,200-4,000 برميل/اليوم من المتكثفات.

الشكل 1-24: مواقع تجمعات الغاز الحر في دولة الكويت



المصدر: شركة نفط الكويت

ويواجه تطوير حقول الغاز الجيوراسية العديد من التحديات تجعل منه الأصعب على مستوى العالم ومنها:

- وجود الطبقات الحاملة للغاز على أعماق تصل إلى 16 ألف قدم، وتعلوها طبقة رواسب ملحية مما يحد من إمكانية التصوير الزلزالي، ويؤثر على دقة تحديد أماكن الآبار.
- الطبقات الحاملة للغاز من الكربونات، التي تتطلب حفر العديد من الآبار لرفع نسبة الاستخلاص.
- وجود نسبة عالية من الكبريت تتراوح بين 2-6%، بالإضافة إلى كبريتيد الهيدروجين وثاني أكسيد الكربون.

1-5-10: دولة ليبيا

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في ليبيا بنحو 1,547 مليار متر مكعب في نهاية عام 2012، وهو ما يعادل 2.8% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية، ويبين الجدول (1-20) تطور احتياطي الغاز الطبيعي في دولة ليبيا في الفترة 2008-2012.

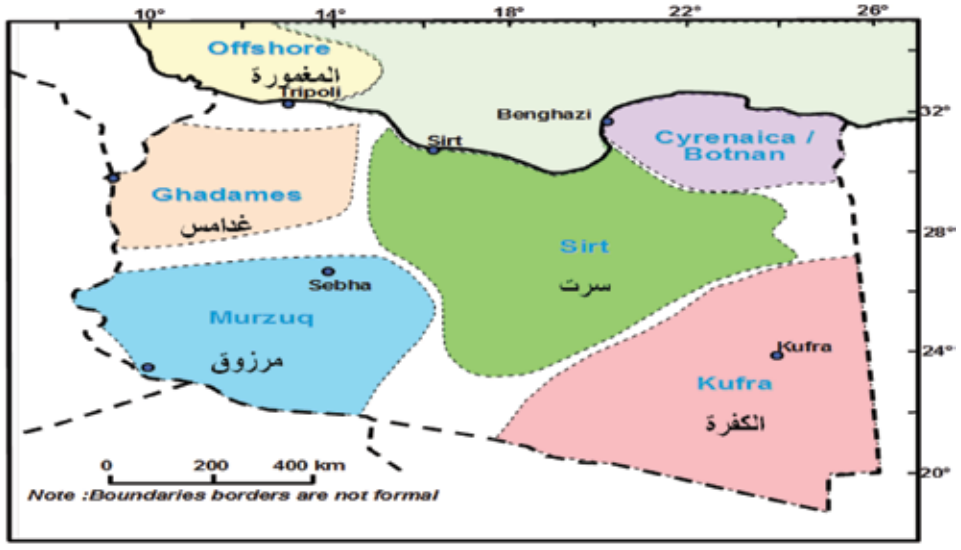
الجدول 1-20: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في دولة ليبيا
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	1,540	1,549	1,495	1,547	1,547

المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

يشكل الغاز الحر نحو 55% من احتياطي ليبيا من الغاز، بينما يشكل الغاز المصاحب النسبة المتبقية. وتشير دراسات جيولوجية سابقة إلى وجود احتياطيات محتملة من الغاز تقدر بنحو 3,250 مليار متر مكعب في الطبقات العميقة في المغمورة قبالة حوض سرت، وسيرينايكا، وحوضي مرزق وغدامس، كما هو مبين بالشكل(1-25). ووفقا للبرنامج التنموي لقطاع النفط والغاز في ليبيا للفترة 2010-2014، فإنه من المتوقع إضافة نحو 25 تريليون قدم مكعب من الغاز المصاحب والحر إلى الاحتياطي الحالي من الغاز في البلاد.

الشكل 1-25: الأحواض الرسوبية الممتدة على اليابسة وفي المغمورة في دولة ليبيا



المصدر: المؤسسة الوطنية للنفط-دولة ليبيا

أما فيما يتعلق بالمصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي، يقدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج بنحو 122 تريليون قدم مكعب (3,455 مليار متر مكعب) موزعة على ثلاثة أحواض كما هو مبين بالجدول (1-21).

الجدول 1-21: حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في دولة ليبيا
(تريليون قدم مكعب)

الحوض	حجم المخزون الجيولوجي من الغاز بدرجة من المخاطرة	حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج
غدامس	276	47
سرت	648	73
مرزق	19	2
الإجمالي	**943**	**122**

المصدر: US. EIA. technically recoverable shale oil and shale gas resources. June 2013

1-5-11: جمهورية مصر العربية

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في مصر بنحو 2,040 مليار متر مكعب في نهاية عام 2012، وهو ما يعادل 3.7% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية. وتشير بعض التقديرات إلى احتمال وجود قرابة 95 تريليون قدم مكعب أخرى من الغاز الطبيعي لم يتم اكتشافها بعد، ويبين الجدول (1-22) تطور احتياطي الغاز الطبيعي في مصر خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 1-22: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في جمهورية مصر العربية
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	2,150	2,190	2,210	2,190	2,040

المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

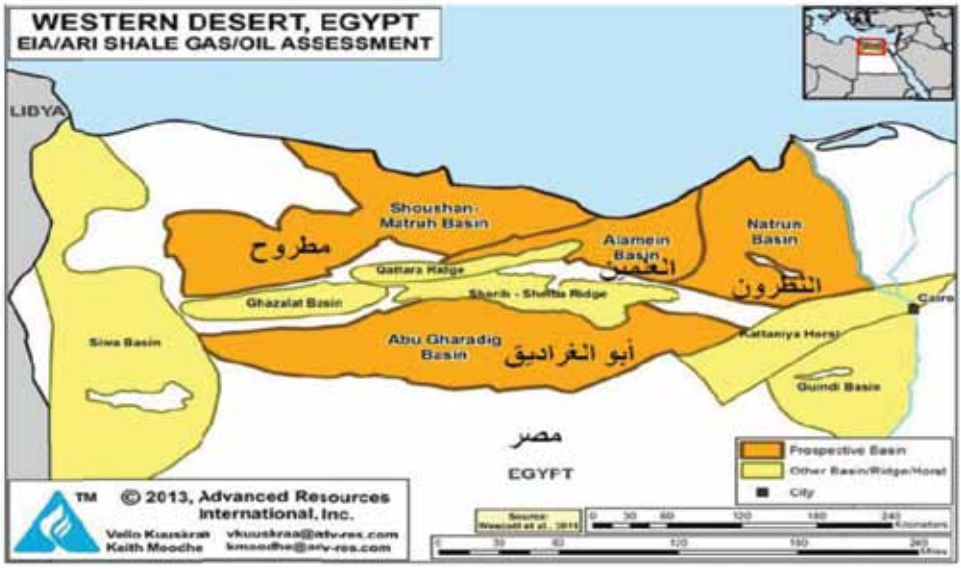
يتوزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في مصر على أربعة مناطق هي منطقة البحر المتوسط التي تستحوذ على نحو 81% من الاحتياطي، ومنطقة الصحراء الغربية بنسبة 11%، ومنطقة خليج السويس والصحراء الشرقية وسيناء بنسبة 6%، وأخيرا منطقة دلتا النيل بنسبة 2%.

أما فيما يتعلق بالمصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي، فيقدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في منطقة الصحراء الغربية[1] بنحو 99 تريليون قدم مكعب (2,803 مليار متر مكعب)، وتتوزع تلك المصادر على أربعة أحواض كما هو مبين بالجدول (1–23)، والشكل (1–26).

الجدول 1–23: حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في جمهورية مصر العربية (تريليون قدم مكعب)

الحوض	المخزون الجيولوجي من الغاز بدرجة من المخاطرة	حجم مصادر السجيل القابل تقنيا للاستخراج
مطروح	151	30
أبو الغراديق	326	65
العلمين	17	1
النطرون	42	3
الإجمالي	**566**	**99**

الشكل 1–26: أحواض غاز السجيل في منطقة الصحراء الغربية في جمهورية مصر العربية



المصدر: Advanced Resources International Inc.، 2013

1 US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources, June 2013

- **أنشطة البحث والتنقيب**

تعتبر الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس) التي تم تأسيسها عام 2001، الشركة المسؤولة عن منح تراخيص البحث والتنقيب عن الغاز الطبيعي في مصر وإبرام الاتفاقيات مع شركات البترول العالمية، كما أنها تقوم بالإشراف على عدد من الاتفاقيات الموقعة بين الشركات العالمية والهيئة المصرية العامة للبترول. وخلال العام المالي 2011-2012، تم حفر 19 بئر استكشافي وتقييمي أسفرت عن تحقيق ست اكتشافات جديدة، أربعة منها في منطقة البحر المتوسط، واثنان في منطقة دلتا النيل.

وقامت الشركة مؤخرا في حزيران/ يونيو 2012، بالإعلان عن جولة عروض لعدد من القطاعات، يقع 12 قطاع في المغمورة في منطقة البحر المتوسط وثلاثة قطاعات أخرى في منطقة دلتا النـيل، وتم إغلاقـها في شباط/ فبراير 2013. وقد أسفرت هذه الجولة عن قبول 8 عروض من العروض المقدمة كما هو مبين بالجدول (1-24).

الجدول 1-24: نتائج المزايدة العالمية لشركة إيجاس لعام 2012

رقم القطاع	اسم القطاع	المساحة (كم2)	الفائز
1	جنوب إدكو الأرضية	1,575	Edison/Petroceltic
2	جنوب دسوق الأرضية	1,275	Sea Dragon
6	شمال العريش البحرية	2,980	دانا غاز
7	شمال ثقة البحرية	3,750	Edison/Petroceltic
9	الشروق البحرية	3,765	Eni
10	شمال تنين البحرية	5,195	BP
13	شمال المكس البحرية	4,680	BP
15	شمال برج العرب البحرية	3,180	Pura Vida

المصدر: MEES Vol.56، No.18، 19/4/2013

1-5-12: المملكة الأردنية الهاشمية

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الأردن بنحو 6.2 مليار متر مكعب (220 مليار قدم مكعب) نهاية عام 2012، ويتواجد أغلبه في حقل الريشة الواقع في الصحراء الشرقية بالقرب من الحدود مع العراق.

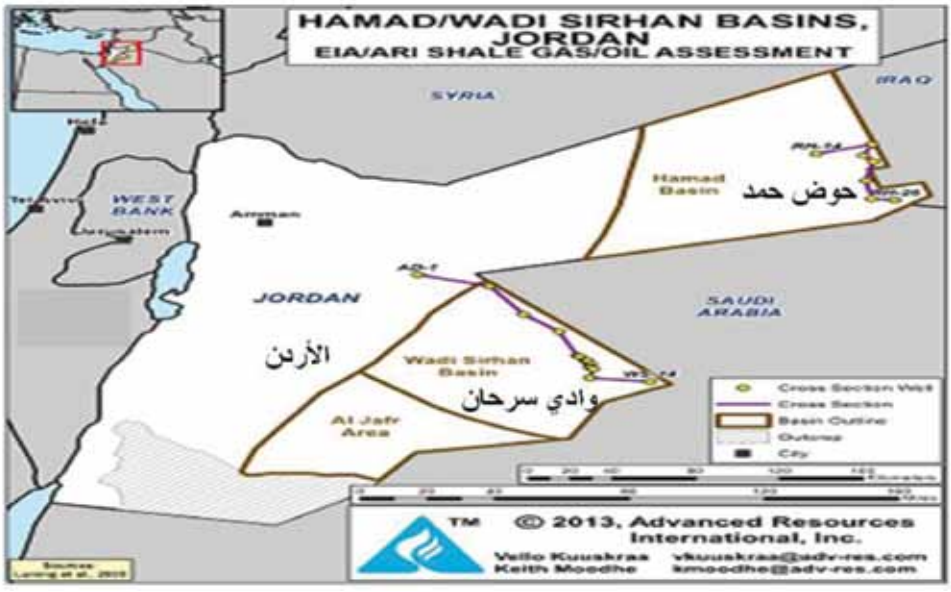
أما فيما يتعلق بالمصادر غير التقليدية، فيقدر حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج[1] بنحو 7 تريليون قدم مكعب (198 مليار متر مكعب) ، ويتوزع على حوضي حمد ووادي سرحان كما هو مبين بالجدول (1-25)، والشكل (1-27).

الجدول 1-25: حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في المملكة الأردنية الهاشمية (تريليون قدم مكعب)

الحوض	المخزون الجيولوجي من الغاز بدرجة من المخاطرة	حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج
حمد	33.4	6.7
وادي سرحان	1.6	0.2
الإجمالي	**35**	**7**

المصدر: US. EIA، technically recoverable shale oil and shale gas resources، June 2013

الشكل 1-27: أحواض غاز السجيل في المملكة الأردنية الهاشمية



المصدر: Advanced Resources International Inc.، 2013

1 US. EIA, technically recoverable shale oil and shale gas resources, June 2013

1-5-13: سلطنة عمان

ارتفع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في عُمان من 830 مليار متر مكعب عام 2005 ليبلغ نحو 950 مليار متر مكعب (33.5 تريليون قدم مكعب) نهاية عام 2012، أي ما يعادل 1.7% من الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية. ويبين الجدول (1-26) تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في سلطنة عمان في الفترة 2008-2012.

الجدول 1-26: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في سلطنة عمان (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	950	950	950	950	950

المصدر: BP statistical review of the world energy، June 2013

ويتواجد نحو 90% من هذه الاحتياطيات (أي ما يعادل 855 مليار متر مكعب) في حقول الغاز الحر، التي يقع معظمها ضمن منطقة الامتياز التابعة لشركة تنمية نفط عمان.

- **أنشطة البحث والتنقيب**

تعتبر شركة نفط عمان أكبر شركة في السلطنة تقوم بعمليات البحث والتنقيب عن النفط والغاز أسفرت عن تحقيق اكتشافات غازية في الفترة 2008-2010 ومنها:

- خلود: ويقع في الجزء الشمالي من منطقة امتياز شركة تنمية نفط عمان، وتم اكتشافه عام 2009، ثم تبعه بعد ذلك خلود-جنوب في نفس العام ثم خلود-غرب الذي تم اكتشافه عام 2010، وهو من النوع المحكم الذي يتميز بانخفاض المسامية وارتفاع درجة الحرارة والضغط.
- ربيحا-1: ويقع على بعد 10 كم جنوب غرب حقل خلود جنوب، وعلى بعد 6.5 كم من خلود - غرب.

وبجانب شركة تنمية نفط عمان يوجد عدد من الشركات الأجنبية التي تقوم بأعمال البحث والتنقيب عن الغاز منها شركة شركة BP، وOccidental Petroleum ولكن دون تحقيق أية اكتشافات جديدة.

وفي عام 2007، وقعت شركة BP على اتفاقية مع وزارة النفط والغاز العمانية لتقييم وتنمية عدد من الحقول المكتشفة كحقل مكارم وحقل خزان للغاز المحكم في وسط عمان، واللذان تم اكتشافهما منذ عام 1993، ولم يتم تطويرها نظرا لصعوبة استخراج الغاز بكميات تجارية من الصخور الكتيمة التي تتميز بانخفاض المسامية، وتواجدها على أعماق تصل إلى 4,650 متر.

وتسعى سلطنة عمان لتعزيز احتياطياتها من الغاز الطبيعي لتصل إلى 1,100-1,400 مليار متر مكعب خلال السنوات المقبلة.

1-5-14: المملكة المغربية

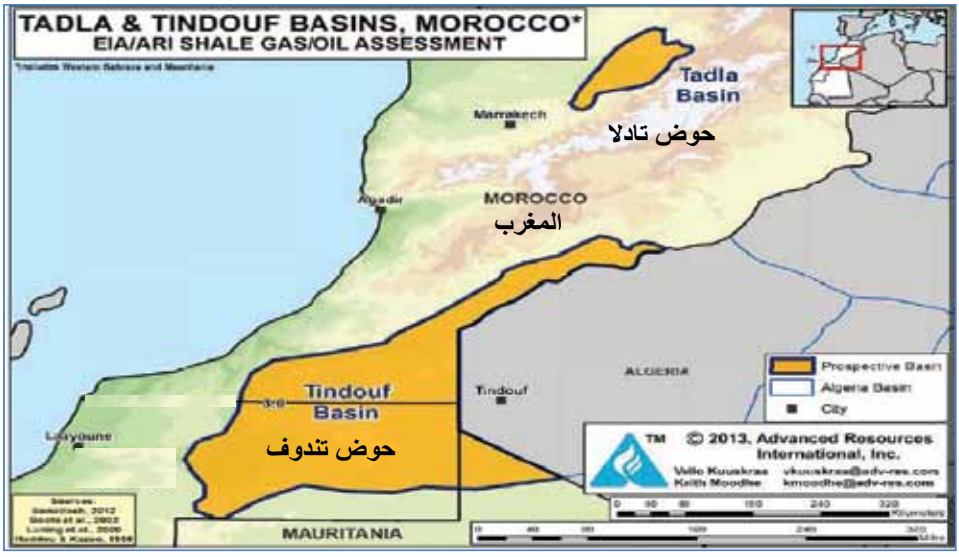
يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في المغرب بنحو 1.5 مليار متر مكعب نهاية عام 2012. ولكن تشير التقديرات الأولية إلى وجود مصادر من غاز السجيل في المغرب تقدر بنحو 20 تريليون قدم مكعب (566 مليار متر مكعب)، وتتواجد تلك المصادر في حوضي تندوف وتادلا كما هو مبين بالجدول (1-27)، والشكل (1-28).

الجدول 1-27: حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج في المملكة المغربية
(تريليون قدم مكعب)

الحوض	المخزون الجيولوجي من الغاز بدرجة من المخاطرة	حجم مصادر غاز السجيل القابل تقنيا للاستخراج
تندوف	75	17
تادلا	20	3
الإجمالي	**95**	**20**

المصدر: US. EIA، technically recoverable shale oil and shale gas resources، June 2013

الشكل 1-28: أحواض غاز السجيل في المملكة المغربية



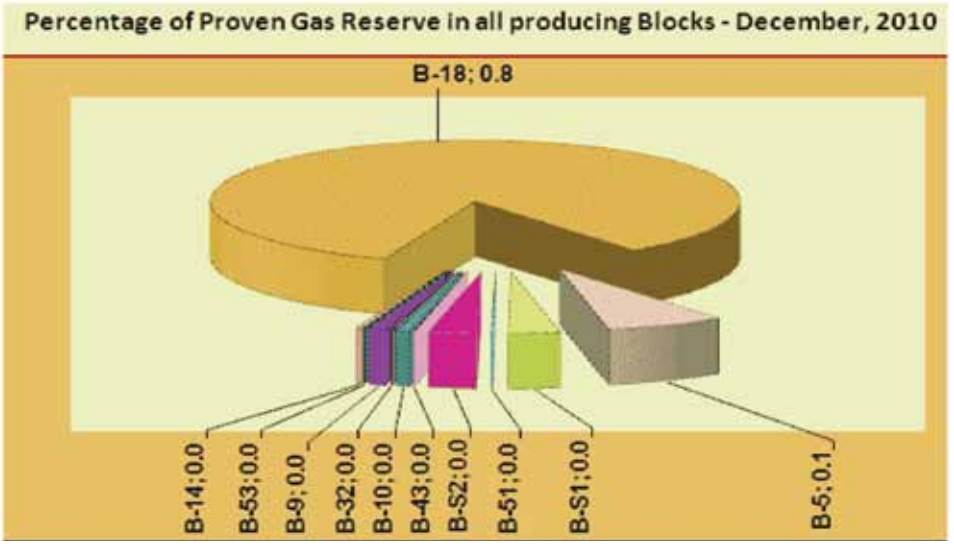
المصدر: Advanced Resources International Inc.، 2013

1-5-15: الجمهورية اليمنية

يقدر الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في اليمن بنحو 479 مليار متر مكعب (17 تريليون قدم مكعب) في نهاية عام 2012، بنسبة 0.87% من الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية، وأغلبه من الغاز المصاحب للنفط الخام.

ويتواجد نحو 80% من احتياطي الغاز في حقول النفط الواقعة في القطاع -18 في محافظة مأرب، يليه القطاع-5 (جنة) الذي يستحوذ على نحو 10% من الاحتياطي كما هو مبين بالشكل (1-29).

الشكل 1-29: توزع الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الجمهورية اليمنية في مختلف القطاعات عام 2010



المصدر: Natural gas survey. Middle East & North Africa. 2013 edition

ويبين الجدول (1-28) تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في الجمهورية اليمنية في الفترة 2008-2012.

الجدول 1-28: تطور الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الجمهورية اليمنية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الاحتياطي	490	490	488	481	479

المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

- **أنشطة البحث والتنقيب**

أعلنت هيئة استكشاف وإنتاج النفط اليمنية (PEPA) مؤخرا عن وجود احتياطيات أخرى محتملة من الغاز الطبيعي تقدر بنحو 70 تريليون قدم مكعب في سبعة قطاعات[1] هي س-1، 3، 13، 20، 33، 48، 71، وذلك بناء على دراسة أعدتها الهيئة الاستشارية الفنية لوزارة النفط، وهو ما سيساهم في رفع احتياطيات اليمن من الغاز الطبيعي بناء على ما ستسفر عنه نتائج عمليات الحفر الاستكشافي.

6-1: الاستنتاجات

1-6-1: تطور الاحتياطي المؤكد الغاز الطبيعي عالميا

- شهدت الفترة (2002-2012) نموا في الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي عالميا، حيث ارتفع الاحتياطي العالمي من 154.9 مليار متر مكعب نهاية عام 2002 ليصل إلى 187.3 مليار متر مكعب نهاية عام 2012، وبلغ متوسط معدل النمو السنوي لاحتياطيات الغاز الطبيعي خلال تلك الفترة نحو 1.93%.
- بلغ الإنتاج التراكمي من الغاز خلال الفترة (2003-2012) نحو 37.73 تريليون متر مكعب، بينما بلغت الاحتياطيات المضافة لنفس الفترة نحو 70.07 تريليون متر مكعب، وهو ما يشير إلى نجاح الأنشطة الاستكشافية والتطويرية في تعويض 185.8% من ما تم إنتاجه.
- تشير التقديرات الأولية إلى وجود نحو 7,299 تريليون قدم مكعب من مصادر الغاز الصخري القابلة تقنيا للاستخراج موزعة في مختلف مناطق العالم، وتستحوذ خمسة دول فقط هي الصين، والأرجنتين، والجزائر، والولايات المتحدة، وكندا على نحو 53% من تلك المصادر.

2-6-1: احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية

- تقدر الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية بنحو 54.84 تريليون متر مكعب في نهاية عام 2012 بنسبة 29.2% من الاحتياطيات العالمية. وتتواجد نحو 77% من هذه الاحتياطيات في دول منطقة الخليج العربية مستندة على الاحتياطيات الهائلة من الغاز في حقل الشمال القطري، بالإضافة إلى احتياطيات الغاز في كل من السعودية والإمارات، ثم تأتي في المرتبة الثانية الدول العربية المطلة على البحر الأبيض المتوسط التي تستحوذ على نحو 15.4% من احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية.

1 MEES Vol. 56,No.5, 1/2/2013

- ارتفع حجم الاحتياطي المؤكد من الغاز الطبيعي في الدول العربية من 52.84 تريليون متر مكعب نهاية عام 2002 ليصل إلى 54.84 تريليون متر مكعب بنهاية عام 2012 محققا نموا إجماليا بلغ نحو 3.78%.
- بلغ الإنتاج التراكمي من الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2003–2012) نحو 5.88 تريليون متر مكعب، بينما بلغت الاحتياطيات المضافة لنفس الفترة نحو 7.88 تريليون متر مكعب، وهو ما يشير إلى نجاح الأنشطة الاستكشافية والتطويرية في تعويض 134% من ما تم إنتاجه.
- يقدر حجم مصادر الغاز الصخري القابل تقنيا للاستخراج في كل من مصر، وليبيا، والجزائر، والمغرب، وتونس، والأردن بنحو 978 تريليون قدم مكعب (27,694 مليار متر مكعب) بما يعادل 13.4% من إجمالي حجم مصادر الغاز الصخري القابل تقنيا للاستخراج على مستوى العالم. كما تشير التقديرات الأولية إلى وجود 648 تريليون قدم مكعب من مصادر الغاز الصخري القابلة تقنيا للاستخراج داخل أراضي المملكة العربية السعودية.
- تسعى الدول العربية لرفع احتياطياتها من الغاز، حيث تقوم حاليا عدد من الشركات العالمية بالبحث والتنقيب عن الغاز في القطاعات المطروحة في عدد من الدول العربية بموجب تراخيص تم منحها خلال السنوات الماضية. وقد تسفر هذه الأنشطة عن تحقيق اكتشافات غازية جديدة، الأمر الذي سيعزز من مكانة المنطقة العربية على الخريطة العالمية للغاز.

الفصل الثاني
إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية

2-1: مقدمة

شهدت الفترة (2002-2012) تطورا متواصلا في إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) عالميا، حيث ارتفع الإنتاج العالمي من 2,554 مليار متر مكعب عام 2002 ليصل إلى 3,350.3 مليار متر مكعب عام 2012، محققا نموا سنويا نسبته 2.75%.

وعلى الصعيد العربي، شهدت نفس الفترة تطورا مستمرا في مستويات إنتاج الغاز الطبيعي وبنمو سنوي أعلى من المعدل العالمي حيث بلغ نحو 6.52%، وهو ما يشير إلى نجاح الأنشطة التطويرية في رفع معدلات الإنتاج من الحقول المنتجة، ودخول حقول جديدة على خريطة الإنتاج.

ومن ناحية أخرى، شهدت الدول العربية نموا في الطلب على الغاز الطبيعي خلال العقد الماضي، وتزايدت وتيرته في السنوات الخمس الأخيرة. وأصبح الغاز الطبيعي يمثل أكثر من 50% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية في أغلب الدول العربية مثل جمهورية مصر العربية، ومملكة البحرين، ودولة الإمارات العربية المتحدة، وهو ما قد ينعكس مستقبلا على حجم الفائض عن الاستهلاك الذي يخصص لأغراض التصدير.

يتناول هذا الفصل تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2002-2012)، كما يتطرق إلى مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها والمخطط لها في مختلف الدول العربية، وكيف ستساهم في رفع مستويات الإنتاج على المدى القريب.

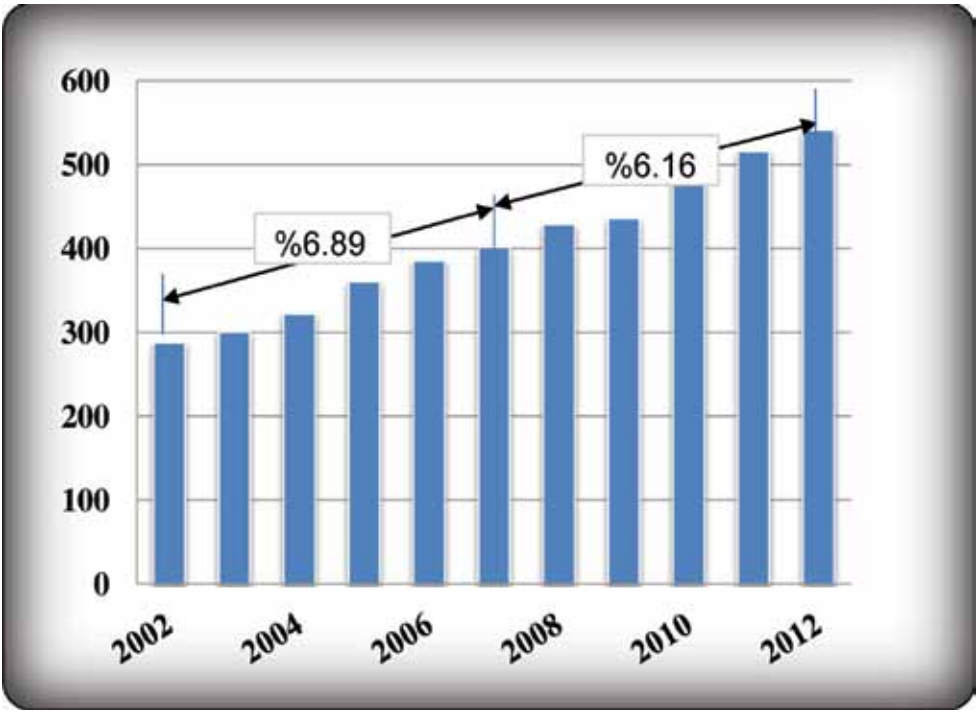
2-2: إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية

2-2-1: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية

شهدت الفترة (2002-2012) نموا سنويا مستمرا في إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الدول العربية بلغت نسبته 6.52%، حيث كان إجمالي الإنتاج لا يتجاوز 288 مليار متر مكعب عام 2002 بنسبة 11.26% من إجمالي الإنتاج العالمي آنذاك. ومع تزايد معدلات الإنتاج في كل من قطر، ومصر، وليبيا، والجزائر نتيجة رفع معدلات الإنتاج من الحقول المنتجة كحقل

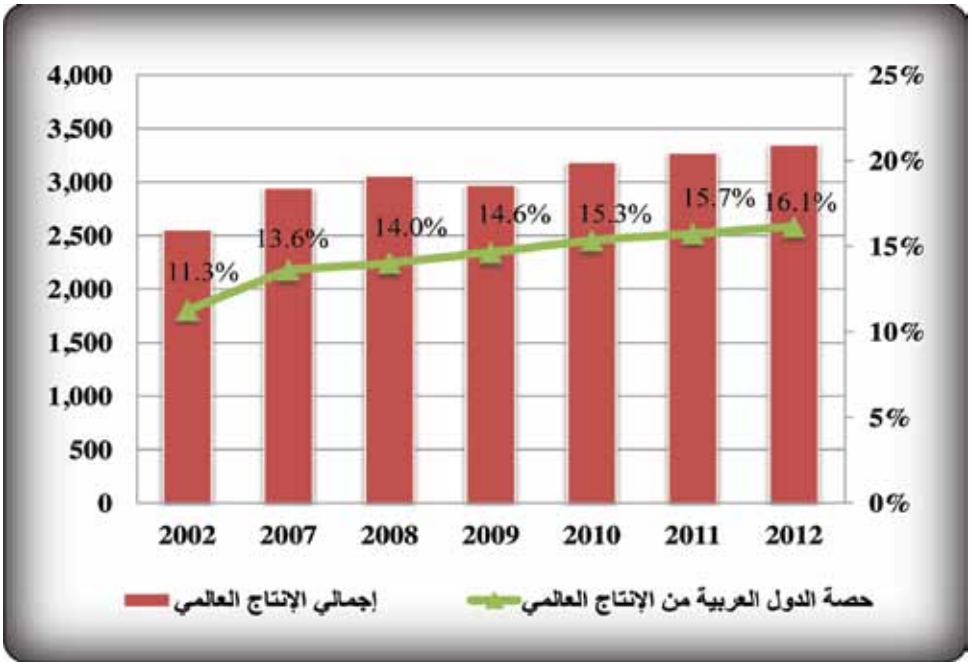
الشمال القطري، ودخول حقول جديدة على خريطة الإنتاج في مصر، والجزائر، وليبيا، ارتفع إنتاج الدول العربية من الغاز الطبيعي إلى 401.3 مليار متر مكعب عام 2007، بما يعادل 13.63% من إجمالي الإنتاج العالمي لنفس العام، ثم استمر إنتاج الغاز في النمو ليصل إلى 541 مليار متر مكعب عام 2012 وهو ما يعادل 16.15% من إجمالي الإنتاج العالمي. ويبين الشكل (2-1) تطور إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الدول العربية خلال الفترة 2002-2012، كما يبين الشكل (2-2) تطور حصة الدول العربية من الإنتاج العالمي خلال نفس الفترة.

الشكل 2-1: تطور إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الدول العربية خلال الفترة 2002-2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: data derived from Cedigaz natural gas in the world. various issues

الشكل 2-2: تطور حصة الدول العربية من إجمالي الإنتاج العالمي خلال الفترة 2002-2012 (مليار متر مكعب)

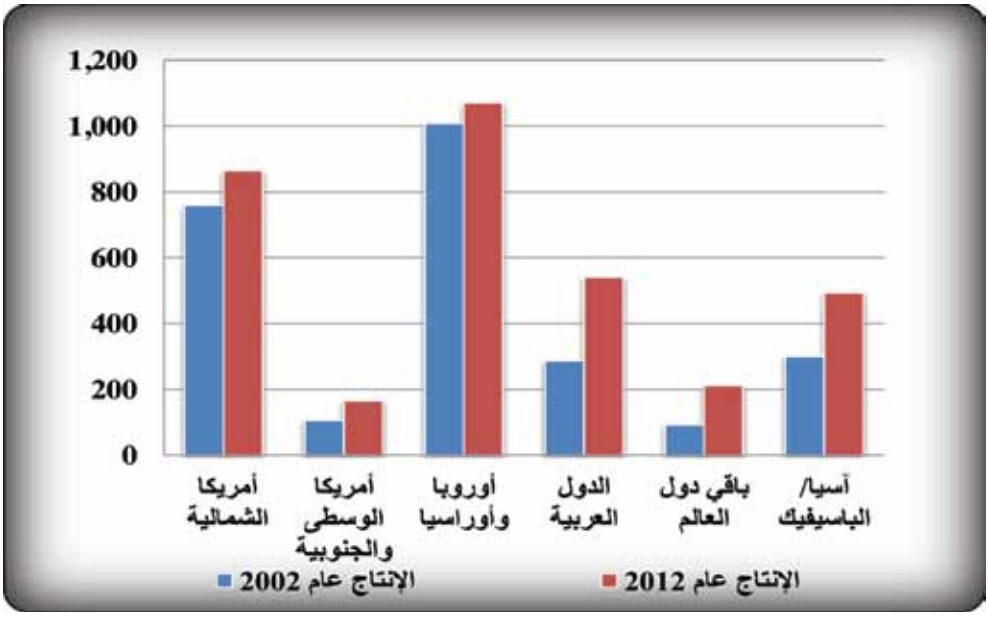


المصدر: Data derived from Cedigaz natural gas in the world، various issues

وقد ساهمت الدول العربية بالنصيب الأكبر في زيادة إنتاج الغاز الطبيعي عالميا خلال الفترة 2002-2012، والتي بلغت نحو 796.3 مليار متر مكعب، حيث بلغت الزيادة في إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال نفس الفترة نحو 253.4 مليار متر مكعب أي ما يعادل 31.8% من إجمالي الزيادة العالمية.

ويبين الشكل (2-3) والجدول (2-1) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية، ومقارنته مع مناطق العالم المختلفة خلال الفترة 2002-2012.

الشكل 2-3 : تطور إنتاج الغاز الطبيعي في مناطق العالم المختلفة خلال الفترة 2002-2012
(مليار متر مكعب)



المصدر: "data derived" from Cedigaz natural gas in the world. various issues

الجدول 2-1 : تطور إنتاج الغاز الطبيعي في مناطق العالم المختلفة خلال الفترة 2002-2012
(مليار متر مكعب)

المنطقة	إنتاج الغاز عام 2002	إنتاج الغاز عام 2012	الزيادة في الإنتاج على أساس سنوي	نسبة المساهمة في زيادة الإنتاج عالميا
الدول العربية	287.6	541	253.4	%31.8
آسيا/ الباسيفيك	300.5	493.8	193.3	%24.3
أمريكا الشمالية	759.1	865.9	106.8	%13.4
أوروبا وأوراسيا	1008.5	1071.3	62.8	%7.9
أمريكا الوسطى والجنوبية	106.2	165.8	59.6	%7.5
باقي دول العالم	92.1	212.4	120.3	%15.1
إجمالي العالم	**2554**	**3350.3**	**796.3**	**%100.0**

المصدر: "data derived" from Cedigaz natural gas in the world. various issues

2-2-2: توزع إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الدول العربية

تعد دولة قطر أكبر منتج للغاز الطبيعي على مستوى الدول العربية بفضل معدلات الإنتاج الهائلة من حقل الشمال الذي يعد أكبر حقل للغاز الحر على مستوى العالم. وقد بلغ إنتاج قطر من الغاز الطبيعي في عام 2012 نحو 152.7 مليار متر مكعب، أي ما يعادل 28.2% من إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية.

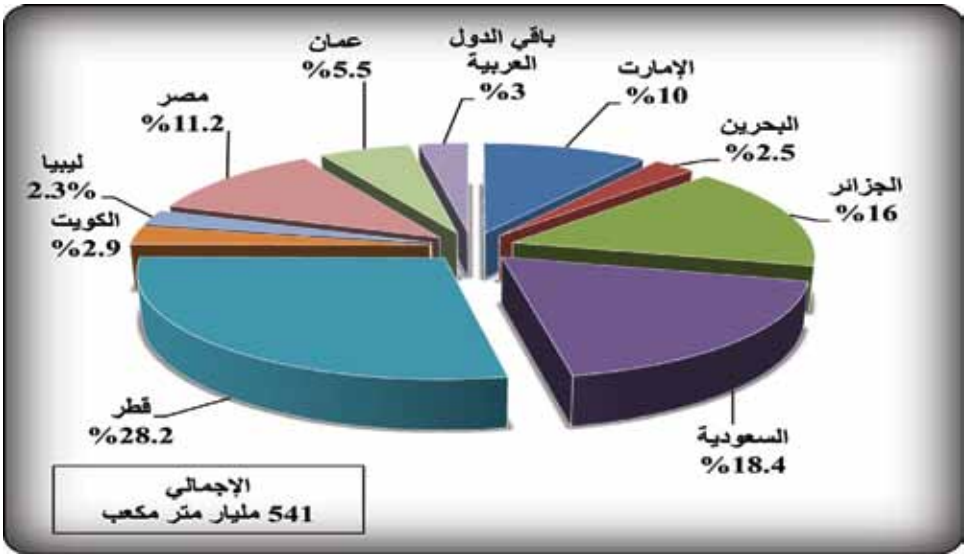
تأتي المملكة العربية السعودية في المرتبة الثانية، حيث يهيمن الغاز المصاحب على إنتاج المملكة من الغاز الطبيعي. وقد بلغ إنتاج السعودية من الغاز الطبيعي في عام 2012 نحو 99.3 مليار متر مكعب بنسبة 18.4% من إجمالي إنتاج الدول العربية.

وتعتبر الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية ثالث أكبر منتج للغاز الطبيعي عربيا بعد قطر والسعودية، حيث بلغ إنتاجها عام 2012 نحو 86.5 مليار متر مكعب بنسبة 16% من إجمالي إنتاج الدول العربية. وفي جمهورية مصر العربية، بلغ إنتاج الغاز الطبيعي عام 2012 نحو 60.6 مليار متر مكعب. ويشكل إنتاج مصر من الغاز الطبيعي نحو 11.2% من إجمالي إنتاج الدول العربية لتحتل بذلك المرتبة الرابعة على مستوى الدول العربية.

وتعد دولة الإمارات العربية المتحدة خامس أكبر منتج للغاز الطبيعي عربيا، حيث بلغ إنتاجها عام 2012 نحو 54.3 مليار متر مكعب بنسبة 10% من إجمالي إنتاج الدول العربية.

وتشكل هذه الدول الخمس مجتمعة نحو 83.8% من إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية كما هو مبين بالشكل (2-4).

الشكل 2-4: توزع إنتاج الغاز الطبيعي(المسوق) في الدول العربية عام 2012

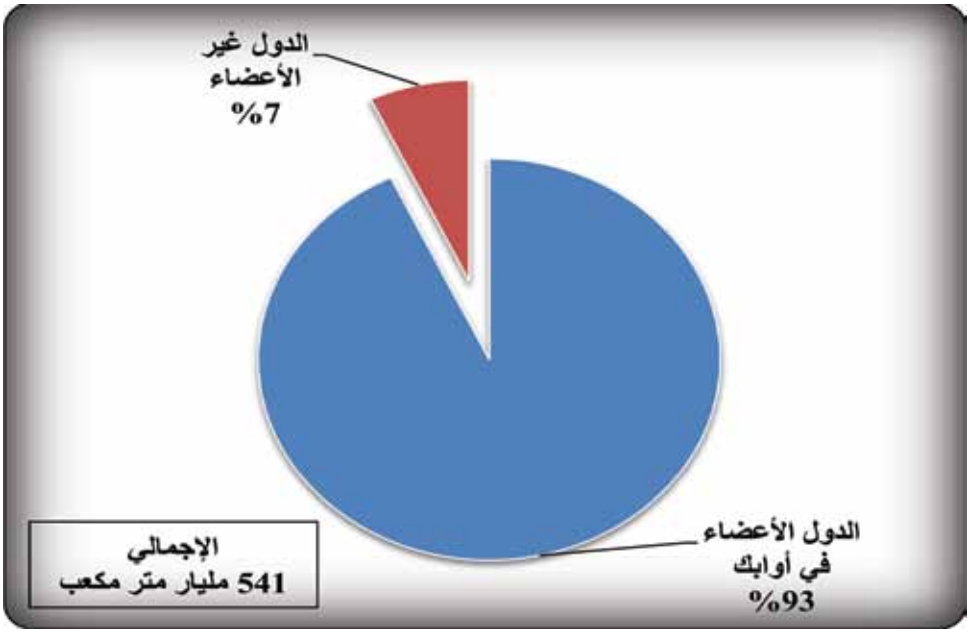


المصدر: data derived from Cedigaz natural gas in the world. 2013 edition

يشكل إنتاج الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء في منظمة أوابك نحو 93% من إجمالي إنتاج الدول العربية عام 2012. بينما تساهم سلطنة عمان بالنصيب الأكبر من إنتاج الدول العربية خارج منظمة أوابك، حيث بلغ إنتاجها من الغاز الطبيعي عام 2012 نحو 30 مليار متر مكعب، بنسبة 5.5% من إجمالي إنتاج الدول العربية. وفي الجمهورية اليمنية، بلغ إنتاج الغاز الطبيعي عام 2012 نحو 7.59 مليار متر مكعب بنسبة 1.4% من إجمالي إنتاج الدول العربية. وفي المملكة الأردنية الهاشمية، بلغ إنتاج الغاز الطبيعي عام 2012 نحو 0.22 مليار متر مكعب.

وتساهم الدول العربية غير الأعضاء بمنظمة أوابك بنحو 7% من إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية كما هو مبين بالشكل (2-5).

الشكل 2-5: توزع إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) بين الدول الأعضاء في أوابك والدول غير الأعضاء عام 2012



2-3: استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية

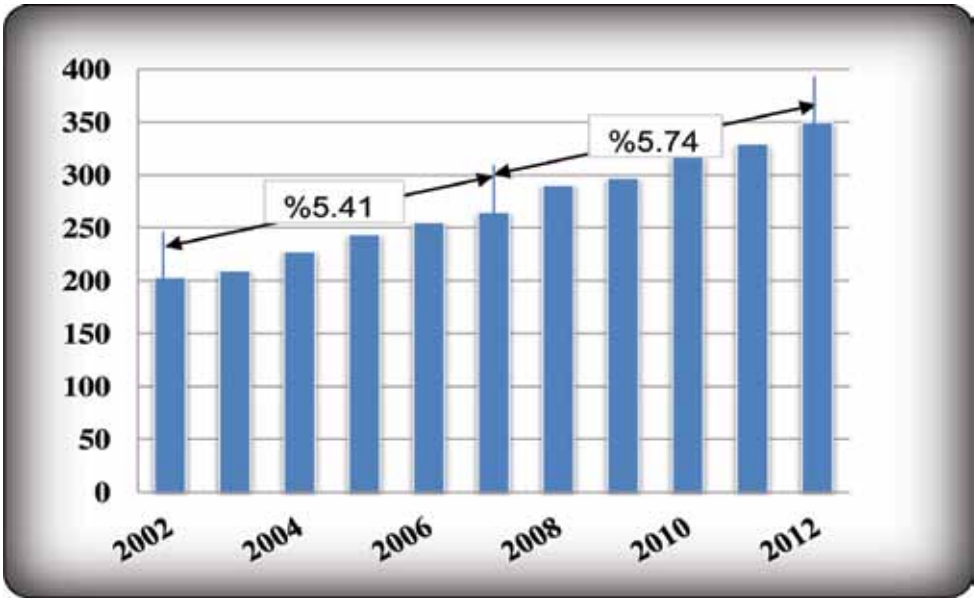
2-3-1: تطور استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية

تشهد الدول العربية نموا ملحوظا في الطلب على الغاز الطبيعي، حيث تتعدد استخداماته في القطاعات المختلفة، ويعد قطاع الكهرباء من أكثر القطاعات استهلاكا للغاز الطبيعي

لاستخدامه كوقود في محطات توليد الطاقة الكهربائية. كما يعد القطاع الصناعي من القطاعات كثيفة الاستهلاك للغاز الطبيعي، ويضم صناعة الحديد والصلب، وصناعة الأسمنت، وصناعة الألمونيوم. كما يستخدم الغاز الطبيعي في صناعة البتروكيماويات كلقيم في صناعة المواد الأولية.

وقد شهدت الفترة (2002–2012) نموا سنويا مستمرا في معدلات استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية بلغت نسبته 5.58%، حيث كان إجمالي الاستهلاك في الدول العربية مجتمعة لا يتجاوز 203 مليار متر مكعب عام 2002. ومع تزايد الطب المحلي على الغاز الطبيعي، بلغ استهلاك الغاز الطبيعي قرابة 265 مليار متر مكعب عام 2007، ثم استمر الطلب المحلي في الارتفاع منقادا بالتوسع في مشاريع إنشاء محطات الكهرباء التي تعمل بالغاز الطبيعي، ومشاريع البتروكيماويات ومشتقات الغاز ليصل إلى قرابة 350 مليار متر مكعب عام 2012. ويوضح الشكل (2–6) تطور استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2002 – 2012).

الشكل 2–6: تطور استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة 2002 – 2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: بيانات من مصادر مختلفة [1] ، [2] ، [3]

1 BP statistical review of the world energy, various issues.
2 US. energy information administration, EIA.
3 الهيئة الوطنية للنفط والغاز–مملكة البحرين.

2-3-2: توزع استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية

تحتل المملكة العربية السعودية المرتبة الأولى بين الدول العربية من حيث استهلاك الغاز الطبيعي، حيث تستهلك كامل إنتاجها الذي بلغ نحو 99.3 مليار متر مكعب عام 2012، وهو ما يعادل 28.4% من إجمالي استهلاك الغاز في الدول العربية.

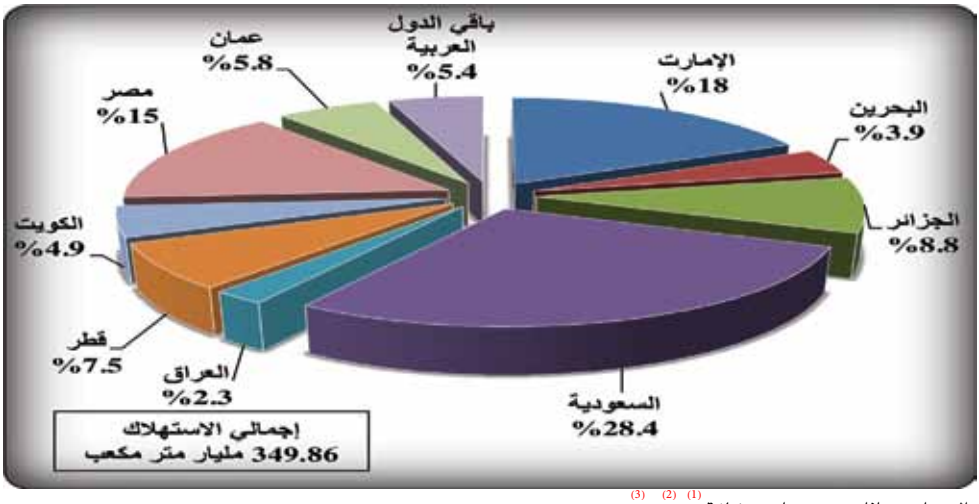
وتستهلك دولة الإمارات العربية المتحدة الغاز الطبيعي بمعدلات عالية تفوق مستويات الإنتاج المحلي، حيث بلغ استهلاك الإمارات من الغاز الطبيعي في عام 2012 نحو 62.9 مليار متر مكعب، بنسبة 18% من إجمالي استهلاك الدول العربية، لتحتل بذلك المرتبة الثانية بعد السعودية.

كما تشهد جمهورية مصر العربية نموا متزايدا في الطلب على الغاز الطبيعي وبالأخص في شهور الصيف، منقادا بزيادة استهلاك الكهرباء، حيث بلغ استهلاك الغاز عام 2012 نحو 52.6 مليار متر مكعب، بنسبة 15% من إجمالي استهلاك الدول العربية وهي ثالث أكبر مستهلك للغاز الطبيعي عربيا.

تحتل الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية المرتبة الرابعة بين الدول العربية، حيث بلغ استهلاكها من الغاز عام 2012 نحو 30.9 مليار متر مكعب بنسبة 8.8%، تليها دولة قطر في المرتبة الخامسة والتي بلغ استهلاكها نحو 26.2 مليار متر مكعب فقط بنسبة 7.5%.

ويبلغ استهلاك الغاز الطبيعي في هذه الدول الخمس مجتمعة نحو 77.7% من إجمالي استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية. ويبين الشكل (2-7) توزع استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية عام 2012.

الشكل 2-7 : توزع استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية عام 2012



المصادر: بيانات من مصادر مختلفة [1] [2] [3]

1 BP statistical review of the world energy, various issues.

2 US energy information administration EIA.

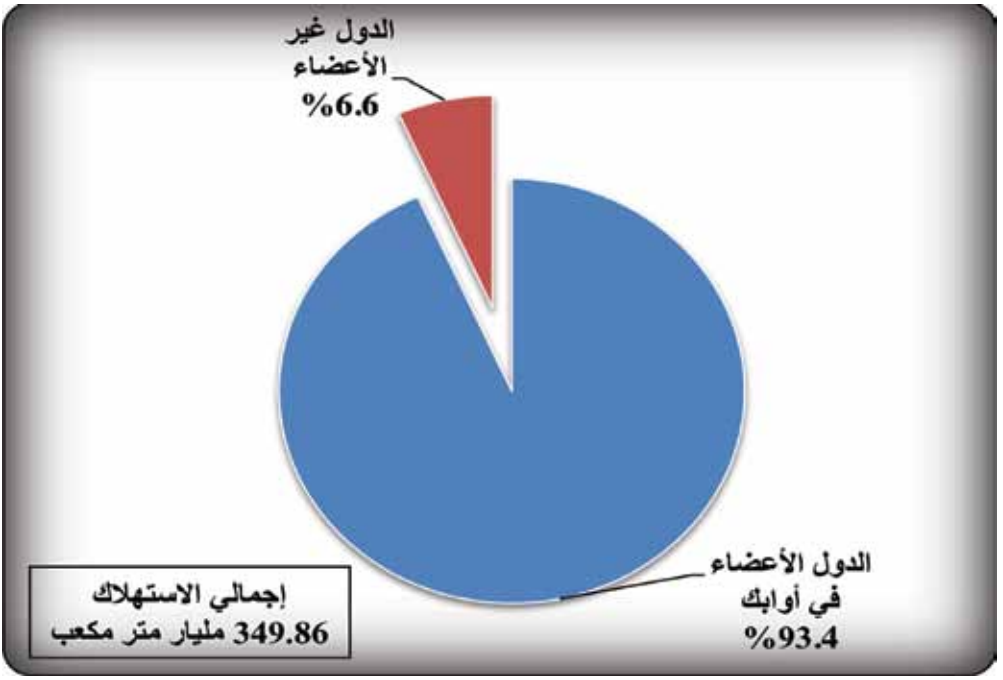
3 الهيئة الوطنية للنفط والغاز-مملكة البحرين.

وبلغ استهلاك الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء في أوابك نحو 326.7 مليار متر مكعب أي ما يعادل 93.4% من إجمالي استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية عام 2012.

بينما بلغ استهلاك الغاز الطبيعي في الدول غير الأعضاء عام 2012 نحو 23.1 مليار متر مكعب، ويستهلك معظمه في سلطنة عمان، حيث بلغ استهلاكها نحو 20.25 مليار متر مكعب، بنسبة 5.8% من إجمالي استهلاك الدول العربية. وفي المملكة الأردنية الهاشمية، بلغ استهلاك الغاز نحو 0.7 مليار متر مكعب.

وفي المملكة المغربية، بلغ استهلاك الغاز نحو 1.2 مليار متر مكعب. ويبين الشكل (2-8) توزع استهلاك الغاز الطبيعي بين الدول الأعضاء في أوابك والدول غير الأعضاء عام 2012.

الشكل 2-8: توزع استهلاك الغاز الطبيعي بين الدول الأعضاء في أوابك والدول غير الأعضاء عام 2012

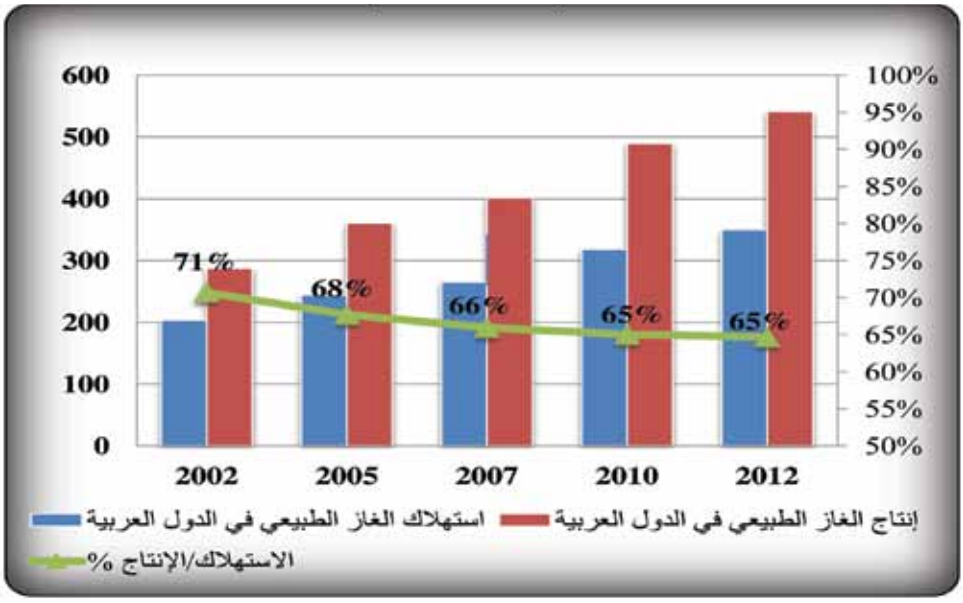


2-3-3: مقارنة مستويات إنتاج واستهلاك الغاز في الدول العربية

يفوق إنتاج الدول العربية من الغاز الطبيعي احتياجات السوق المحلي حيث بلغت نسبة الاستهلاك/الإنتاج نحو 64.7% عام 2012 كما هو مبين بالشكل (2-9)، ويتم تصدير الفائض عن الاستهلاك عبر الأنابيب أو تسييله وتصديره بواسطة الناقلات. ولكن

يختلف هذا الأمر من دولة إلى أخرى، ففي قطر والجزائر وليبيا، يغطي الإنتاج احتياجات السوق المحلي مع وجود فائض للتصدير. بينما تستهلك السعودية والبحرين، الإنتاج المحلي بالكامل مع عدم وجود أي فائض يمكن تصديره. أما في بعض الدول العربية الأخرى مثل المغرب، وتونس، والأردن، والكويت، فيتم استيراد الغاز الطبيعي لسد الفجوة بين الإنتاج والاستهلاك المحلي.

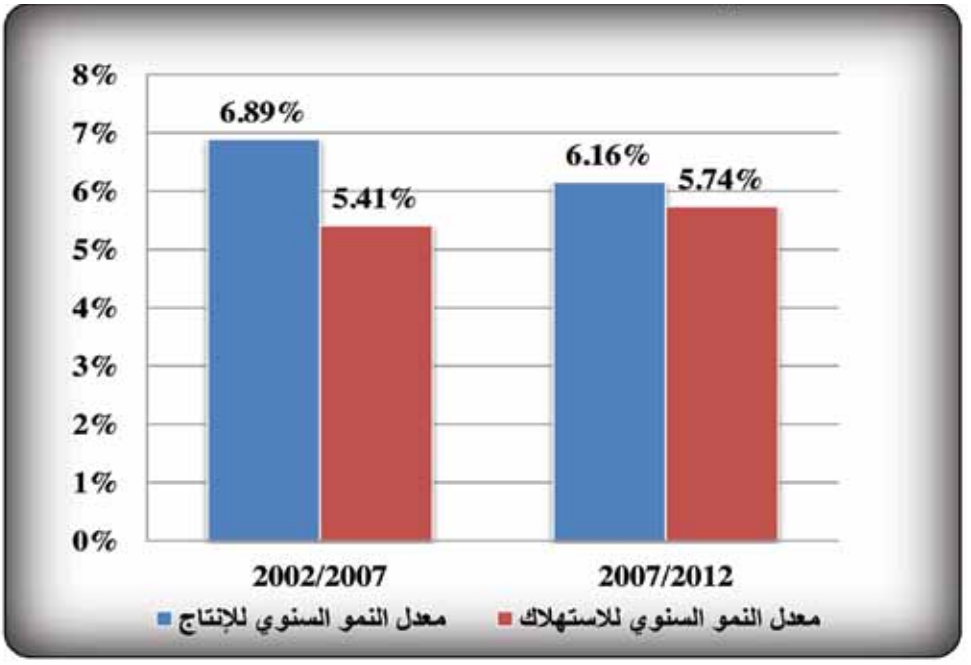
الشكل 2-9: مقارنة إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة 2002 – 2012 (مليار متر مكعب)



وقد شهدت الفترة (2002-2012) تباينا في معدلات إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في السنوات الخمس الأولى عن السنوات الخمس الأخيرة. ففي الفترة الأولى (2002-2007)، كانت وتيرة نمو الإنتاج أعلى بكثير من معدل نمو الاستهلاك، حيث بلغ معدل النمو السنوي لإنتاج الغاز الطبيعي نحو 6.89%، في حين بلغ معدل النمو السنوي للاستهلاك نحو 5.41%.

بينما يتضح خلال الفترة الثانية (2007-2012)، التراجع في معدل نمو الإنتاج مقارنة بالفترة السابقة لها، حيث بلغ نحو 6.16%، في حين شهد استهلاك الغاز الطبيعي ارتفاعا ملحوظا مقارنة بنفس الفترة محققا نموا سنويا نسبته 5.74% كما هو مبين الشكل (2-10).

الشكل 2-10: معدل النمو السنوي لإنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية في الفترة 2002/2007، والفترة 2012/2007



2-4: التطورات الحالية لإنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية

2-4-1: دولة الإمارات العربية المتحدة

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

تعد الإمارات خامس أكبر منتج للغاز الطبيعي عربيا، ويشكل إنتاجها من الغاز(المسوق) نحو 10% من إجمالي إنتاج الدول العربية عام 2012. وقد شهدت الفترة (2007-2012) تطورا محدودا في إنتاج الغاز الطبيعي في دولة الإمارات، حيث ارتفع الإنتاج من 50.34 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 54.31 مليار متر مكعب عام 2012 محققا نمو سنويا نسبته 1.53%.

ويشكل الغاز المسوق نحو 63.4% من الإنتاج الإجمالي عام 2012، بينما تشكل كميات الغاز المعاد حقنها في مكامن النفط نحو 29%، حيث بلغت نحو 24.89 مليار متر مكعب. ويبين الجدول (2-2) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في دولة الإمارات خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 2-2: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في دولة الإمارات العربية المتحدة (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	80.12	75.84	79.78	82.43	85.61
الغاز المسوق	50.24	48.82	51.28	52.3	54.31
الغاز المعاد حقنه	23.14	22.05	22.41	23.97	24.89
الغاز المحروق	1.01	0.99	0.97	0.98	1.02
الفاقد في عمليات المعالجة	5.74	3.98	5.12	5.18	5.39

المصدر: data derived from Cedigaz natural gas in the world. various issues

تساهم إمارة أبو ظبي بالنصيب الأكبر في إنتاج الإمارات من الغاز الطبيعي، حيث يبلغ إنتاجها الإجمالي من الغاز الطبيعي نحو 74.8 مليار متر مكعب، وهو ما يعادل 87.4% من إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي لدولة الإمارات عام 2012. ويستخدم الغاز الطبيعي المنتج من الحقول البرية في توفير الوقود اللازم لمحطات توليد الكهرباء، كما يعاد حقن جزء من إنتاج الغاز في المكامن لتحسين إنتاج النفط، وتقدر هذه الكميات بنحو 22.35 مليار متر مكعب، بما يعادل قرابة 30% من إجمالي إنتاج أبو ظبي من الغاز الطبيعي. بينما يستخدم الغاز المصاحب والحر المنتج من الحقول الواقعة في المغمورة ومنها حقل أم الشيف، أبو البخوش، زاكوم العلوي والسفلي، في تغذية مصنع تسييل الغاز التابع لشركة أدجاز في جزيرة داس[1].

وتواجه إمارة أبو ظبي تحديا فيما يتعلق بتطوير حقول الغاز الطبيعي التي تتسم بالحموضة الشديدة مثل حقل باب، وحقل شاه، وهو ما يؤدي إلى ارتفاع التكاليف اللازمة لاستخراج الغاز. وتخطط الحكومة لتطوير هذه الحقول ووضعها على الإنتاج خلال الفترة المقبلة، بهدف تلبية الطلب المتنامي على الغاز خاصة في قطاع الكهرباء.

تأتي إمارة الشارقة في المرتبة الثانية بعد إمارة أبو ظبي من حيث إنتاج الغاز الطبيعي. وفي عام 2012، بلغ الإنتاج الإجمالي من الغاز الطبيعي نحو 4.28 مليار متر مكعب، وهو ما يعادل 5% من الإنتاج الإجمالي من الغاز لدولة الإمارات، بينما بلغت كميات الغاز المسوق لنفس العام نحو 3.63 مليار متر مكعب بما يعادل 6.8% من إجمالي كميات الغاز المسوق في الإمارات.

1 Cedigaz natural gas in the world, 2013 edition

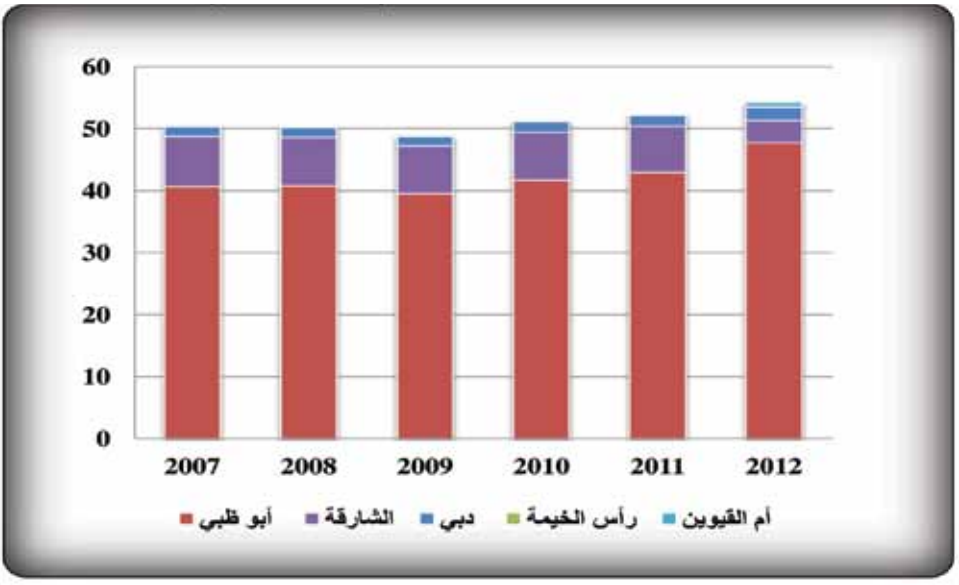
وتشهد الشارقة تراجعا في إنتاج الغاز الطبيعي منذ عام 2007، إلا أنه من المتوقع أن يشهد إنتاج الغاز الطبيعي طفرة في الفترة المقبلة مع تشغيل حقل الزورة المشترك مع إمارة عجمان خلال عام 2014 [1].

وفي دبي، يعتبر حقل مرغم الذي تم وضعه على الإنتاج عام 1984، المصدر الرئيسي للغاز المسوق، ويشهد إنتاجه تراجعا منذ فترة، حيث بلغ إنتاجه عام 2012 نحو 120 مليون قدم مكعب/اليوم مقارنة بـ 330 مليون قدم مكعب/اليوم عام 2000. وفي عام 2012، بلغت كميات الغاز المسوق في دبي نحو 2.10 مليار متر مكعب.

أما إمارة أم القيوين، فقد بدأت في إنتاج الغاز على نطاق محدود عام 2008 من حقل صغير في المغمورة، الذي يصدر إنتاجه إلى معمل خور خوير لإنتاج غاز البترول المسال في إمارة رأس الخيمة. وفي عام 2012، بلغت كميات الغاز المسوق في أم القيوين نحو 0.8 مليار متر مكعب.

ويبين الشكل (2-11) توزع إنتاج الغاز (المسوق) في دولة الإمارات العربية المتحدة خلال الفترة 2007-2012.

الشكل 2-11: توزع إنتاج الغاز (المسوق) في دولة الإمارات العربية المتحدة خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

1 Natural gas survey ,Middle East and North Africa, 2013

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

أ-إمارة أبو ظبي

يوجد في إمارة أبو ظبي عدة مجمعات لمعالجة الغاز الطبيعي منها مجمع حبشان، ومعمل الرويس لتجزئة السوائل، ومجمع حبشان-5 والذي تم تشغيله منتصف عام 2013.

- **مجمع غاز حبشان**

يعتبر مجمع غاز حبشان أحد أكبر مجمعات معالجة الغاز الطبيعي في دولة الإمارات، حيث تصل طاقته إلى ما يقارب ثلثي إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي من الحقول البرية في أبو ظبي. تم بناء المرحلة الأولى لمجمع حبشان عام 1983، لمعالجة الغاز الطبيعي المصاحب لإنتاج النفط من حقل باب، بطاقة 530 مليون قدم مكعب/اليوم، لإنتاج 460 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، و4,500 طن/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي، و22 ألف برميل/اليوم من المتكثفات، ونحو 800 طن/اليوم من الكبريت. وخضع المجمع بعد ذلك لعمليات توسعة بإضافة ثلاث وحدات جديدة بهدف استيعاب الزيادة في إنتاج الغاز الطبيعي المصاحب، مما ساهم في رفع طاقة المعالجة إلى 3.3 مليار قدم مكعب/اليوم، لإنتاج 2.5 مليار قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، و230 ألف برميل/اليوم من المتكثفات، وقرابة 6,800 طن/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي، بالإضافة إلى 4,700 طن/اليوم من الكبريت.

وفي عام 2009، تم إجراء توسعة لمجمع حبشان بإضافة ضواغط جديدة، ووحدات جديدة لتحلية الغاز، كما تم تشغيل محطة جديدة في حقل باب بطاقة استيعابية 1.3 مليار قدم مكعب/اليوم، لإنتاج 1.2 مليار قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق بالإضافة إلى 130 ألف برميل/اليوم من المتكثفات، و11.8 ألف طن/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي.

- **معمل حبشان- 5**

يعتبر معمل حبشان-5 جزء من منظومة مشروع الغاز المتكامل (IGD) في إمارة أبو ظبي. وتبلغ الطاقة التصميمية للمصنع نحو 2.15 مليار قدم مكعب/ اليوم، وتشمل 1 مليار قدم مكعب/اليوم من حقل أم الشيف البحري، بالإضافة إلى 1 مليار قدم مكعب/اليوم من إنتاج الغاز المصاحب وغير المصاحب من الحقول البرية، لإنتاج نحو 750 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 12 ألف طن/اليوم من الإيثان وسوائل الغاز الطبيعي.

وفي منتصف عام 2013، أعلنت شركة أبو ظبي لصناعات الغاز المحدودة (جاسكو)، وهي الشركة المالكة والمسؤولة عن تشغيل حبشان-5، أنها أنجزت التشغيل التجريبي للمصنع بكامل طاقته الإنتاجية.

- **معمل الرويس لتجزئة السوائل**

يعود تشغيل معمل الرويس إلى عام 1982، وكان الهدف من إنشائه هو معالجة وتجزئة سوائل الغاز الطبيعي التي يتم فصلها من الغاز المصاحب لإنتاج النفط من حقول بو حصا، وباب، وعصب. ويتم ضخ تلك السوائل عبر الأنابيب إلى معمل الرويس لتجزئتها وإنتاج غاز البترول المسال، وتتولى شركة جاسكو عمليات التصدير من خلال المرفأ البحري التابع لها في الرويس.

وقد تم تطوير المعمل على مراحل، ففي عام 1996 تم رفع طاقته إلى 6 مليون طن/السنة من المتكثفات، و4 مليون طن/السنة من غاز البترول المسال. وفي عام 2001، تم إضافة وحدات جديدة ضمن المرحلة الأولى والثانية من مشروع تطوير واستثمار غاز الحقول النفطية البرية. وتضمنت هذه المرحلة أيضا تشغيل وحدة فصل الإيثان التي تم الانتهاء منها عام 2005، بطاقة 400 طن/اليوم لتلبية احتياجات شركات البتروكيماويات.

وفي عام 2005، تم إضافة خط الإنتاج الثالث، بطاقة 24,400 طن/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي. ويجري حاليا إضافة خط الإنتاج الرابع ضمن مشروع الغاز المتكامل في إمارة أبو ظبي.

ب- إمارة الشارقة

- **معمل شركة شالكو (Shalco Plant)**

يقع معمل شالكو في منطقة الصجعة Saja'a، ويعود تشغيله إلى عام 1970. كان الهدف من إنشاء المعمل هو معالجة الغاز الطبيعي المنتج من حقل الصجعة وحقل مفيد بطاقة 440 مليون قدم مكعب/اليوم لإنتاج 230 ألف طن سنويا من البروبان، 170 ألف طن سنويا من البيوتان، بالإضافة إلى 220 ألف طن سنويا من المتكثفات. وفي عام 1994، تم رفع طاقته إلى 800 مليون قدم مكعب/اليوم لمعالجة إنتاج الغاز من حقل قحيف.

- **معمل غاز الصجعة**

تم تشغيل معمل غاز الصجعة عام 2006 بطاقة 600 مليون قدم مكعب/اليوم لإنتاج 500 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 350 طن/اليوم من الكبريت. ويقوم المعمل بمعالجة الغاز المنتج من حقل مبارك البحري الذي يتم نقله عبر خط أنابيب طوله 80 كم، وقطره 30 بوصة.

ج- إمارة دبي

- **معمل غاز جبل علي**

تم تشغيل معمل غاز جبل علي بواسطة شركة دبي للغاز الطبيعي (Dugas) في عام 1980، لمعالجة إنتاج الغاز الطبيعي من حقول فتح، وجنوب غرب فتح، وراشد، الواقعة في المنطقة المغمورة، بطاقة معالجة 100 مليون قدم مكعب/اليوم لإنتاج 55 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، 500 طن/اليوم من البروبان، و700 طن/اليوم من البيوتان، بالإضافة إلى 6,000 برميل/اليوم من المتكثفات. وتزامنا مع تشغيل حقل مرغم، تم عمل توسعة للمعمل عام 1984 ورفع طاقته الإنتاجية إلى 130 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز الجاف، 700 طن/اليوم من البروبان، 1,000 طن/اليوم من البيوتان، و9,000 برميل/اليوم من المتكثفات.

وينقل الغاز من حقل مرغم عبر خطي أنابيب، الأول بطول 45 كم، وقطر 16 بوصة وتم تشغيله عام 1989، والثاني بقطر 24 بوصة وتم تشغيله عام 1992. وتقدر السعة الإجمالية لمنظومة "مرغم-جبل علي" بنحو 450 مليون قدم مكعب/اليوم.

د-إمارة رأس الخيمة

يوجد في رأس الخيمة معمل لفصل المتكثفات وإنتاج غاز البترول المسال في منطقة خور خوير، ويعود تشغيله إلى عام 1986. تم إنشاء المعمل ضمن مشروع تطوير حقل صالح بهدف إنتاج 55 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، 1,300 برميل/اليوم من غاز البترول المسال، بالإضافة إلى 400 برميل/اليوم من المتكثفات.

كما يقوم المعمل بمعالجة الغاز المنتج من حقل أم القيوين في المغمورة منذ عام 2008 بموجب اتفاق بين الإمارتين.

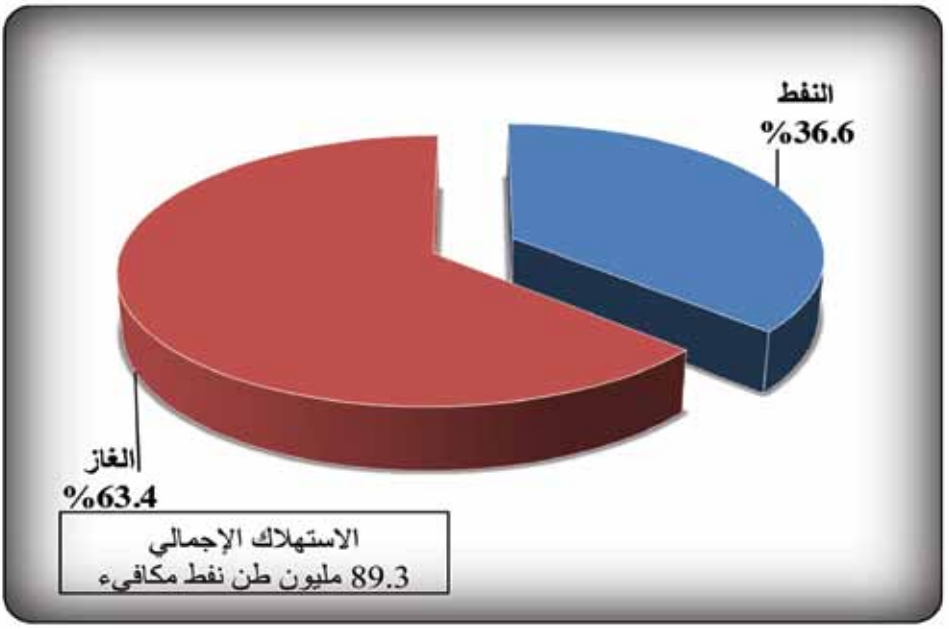
هـ-إمارة أم القيوين

في أيار/مايو 2008، بدأ إنتاج الغاز الطبيعي في حقل أم القيوين في المغمورة بمعدل 77 مليون قدم مكعب/اليوم، وينقل الغاز عبر خط أنابيب بحري طوله 75 كم إلى معمل خور خوير بإمارة رأس الخيمة للمعالجة واستخلاص غاز البترول المسال. وبلغ إنتاج الحقل من الغاز الطبيعي في عام 2012 نحو 92 مليون قدم مكعب/اليوم.

- **استهلاك الغاز الطبيعي في دولة الإمارات**

تعتمد الإمارات بصفة أساسية على الغاز الطبيعي في تلبية الطلب المحلي على الطاقة الأولية، حيث يشكل الغاز الطبيعي نحو 63.4% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية عام 2012 كما هو مبين بالشكل (2-12).

الشكل 2-12: توزع استهلاك الطاقة الأولية في دولة الإمارات العربية المتحدة عام 2012

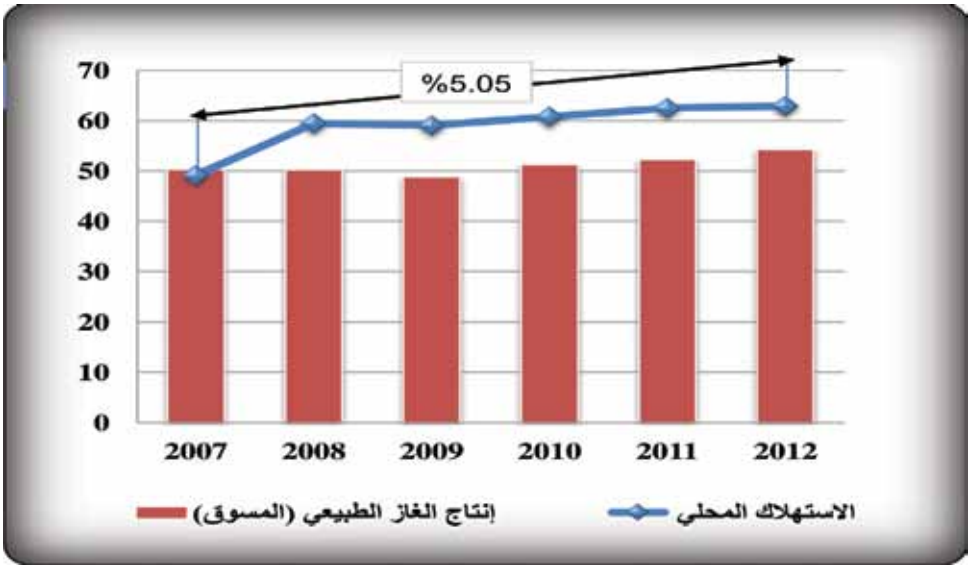


المصدر: BP statistical review of the world energy، June 2013

تشهد الإمارات طلبا متزايدا على الغاز الطبيعي وخاصة في أشهر الصيف لاستخدامه كوقود في توليد الطاقة الكهربائية. ونظرا لعدم قدرة مستويات الإنتاج المحلي على تلبية الطلب المتنامي، تقوم إمارة أبو ظبي باستيراد الغاز من دولة قطر عبر خط دولفين، كما تقوم إمارة دبي باستيراد الغاز الطبيعي المسيل.

وكما هو مبين بالشكل (2-13)، فقد ارتفع الاستهلاك المحلي بوتيرة أعلى من نمو الإنتاج، حيث ارتفع الاستهلاك من 49.2 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 62.9 مليار متر مكعب عام 2012، محققا نموا سنويا نسبته 5.05%، في حين بلغ معدل النمو السنوي لإنتاج الغاز الطبيعي خلال نفس الفترة نحو 1.53%.

الشكل 2-13: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في دولة الإمارات العربية المتحدة خلال الفترة 2007-2012
(مليار متر مكعب)



المصادر:
- BP statistical review of the world energy, June 2013(consumption data)
- Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

- **مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها والمخطط لها**

تقوم إمارة أبو ظبي بتنفيذ عدد من مشاريع تطوير حقول الغاز الطبيعي تهدف من خلالها رفع مستويات الإنتاج المحلي لتلبية الطلب المتنامي على الغاز، ومنها مشروع الغاز المتكامل، ومشروع تطوير حقل شاه. ومن المشاريع المخطط لها مشروع تطوير حقل باب.

- **مشروع الغاز المتكامل (Integrated Gas Development Project)**

يهدف مشروع الغاز المتكامل إلى ربط عمليات النفط والغاز البحرية بالبرية، من خلال إنشاء خط لنقل الغاز من حقل أم الشيف البحري إلى جزيرة داس لتجفيفه وضغطه ثم نقله عبر خط أنابيب بحري إلى مجمع حبشان-5 الذي يضم أربعة خطوط إنتاج لاستكمال عمليات المعالجة ثم ضخه في الشبكة الوطنية للغاز.

تبلغ استثمارات المشروع نحو 10 مليار دولار وبطاقة تصميمية 1 مليار قدم مكعب/اليوم، يخصص منها 75% لنقل إنتاج الغاز من الحقول البحرية إلى مجمع حبشان، بينما ستترك الـ25% الباقية كطارئ لاستيعاب إنتاج الغازات المصاحبة حال توقف مصنع أدجاز.

- **مشروع تطوير حقل شاه**

يهدف المشروع إلى تطوير حقل شاه عالي الحموضة واستخراج 1 مليار قدم مكعب/اليوم، لإنتاج نحو 540 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 50 ألف برميل/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي، ونحو 10,000 طن/اليوم من حبيبات الكبريت الصلبة.

تقدر استثمارات المشروع بنحو 10 مليار دولار وتقوم بتنفيذه شركة أبو ظبي لتطوير الغاز المحدودة (الحصن للغاز) وهي مشروع مشترك بين شركة بترول أبوظبي الوطنية (أدنوك)، وشركة Occidental Petroleum الأمريكية بنسبة مشاركة 40/60%. يذكر أن محتوى كبريتيد الهيدروجين في غاز حقل شاه يصل إلى 23% وسيتم استخلاصه وتحويله إلى حبيبات كبريت صلبة لكي يتم تصديرها من خلال ميناء الرويس في إمارة أبو ظبي، وذلك من خلال مشروع القطار الجاري إنشاؤه حاليا بطول 226 كم بواسطة شركة قطار الاتحاد ويربط بين حقل شاه وميناء الرويس. ويتوقع تشغيل القطار في الربع الأخير من عام 2014، تزامنا مع بدء الإنتاج من حقل شاه. وفي تشرين الأول/ أكتوبر 2013، أعلنت شركة الحصن للغاز، عن انتهاء نحو 90% من أعمال الإنشاء الجارية في المشروع، على أن يتم الانتهاء من جميع الأعمال الجارية ووضعه على الإنتاج نهاية العام الجاري 2014.

- **مشروع تطوير حقل باب**

يهدف المشروع إلى تطوير حقل باب عالي الحموضة الذي يقع على بعد 150 كم جنوب غرب أبو ظبي لإنتاج 500 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق باستثمارات تبلغ 10 مليار دولار، ومن المتوقع وضع الحقل على الإنتاج بحلول عام 2020. وفي أيار/ مايو 2013، فازت شركة shell بعقد تطوير الحقل لمدة 30 عاما، وجاري حاليا إعداد المشروع المشترك بين شركة بترول أبو ظبي الوطنية التي ستمتلك 60% من الأسهم وشركة Shell التي ستمتلك النسبة الباقية، ومن المتوقع طرح مناقصة عقد الهندسة والتوريد والإنشاء (EPC) بحلول 2015–2016.

2-4-2: مملكة البحرين

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

شهدت الفترة (2007–2012) نموا ملحوظا في إنتاج البحرين من الغاز الطبيعي(المسوق)، حيث ارتفع الإنتاج من 12.13 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 13.74 مليار متر مكعب عام 2012 محققا نمو سنويا نسبته 2.53%. ويعود ذلك إلى خطط التطوير المستمرة في تكوينات الخف وأسفل الخف الواقعة تحت حقل البحرين، حيث تم حفر ثمانية آبار جديدة على أعماق تتراوح بين 12,000–15,000 قدم خلال تلك الفترة[1]. ويشكل الغاز المسوق نحو 82%

1 Natural gas survey, Middle East and North Africa, 2013 edition

من الإنتاج الإجمالي للغاز عام 2012، بينما يمثل الغاز المعاد حقنه في المكامن النفطية لتحسين إنتاج النفط نحو 18%، حيث بلغ نحو 3 مليار متر مكعب. ويبين الجدول (2-3) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في البحرين خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 2-3: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في مملكة البحرين (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	15.24	15.39	15.76	15.63	16.75
الغاز المسوق	12.70	12.79	13.14	12.97	13.74
الغاز المعاد حقنه	2.54	2.60	2.62	2.66	3.02

المصدر: الهيئة الوطنية للنفط والغاز بمملكة البحرين

يهيمن إنتاج الغاز الحر من مكمن الخف على إنتاج البحرين من الغاز الطبيعي، حيث يشكل 76% من الإنتاج الإجمالي عام 2012، بينما يساهم الغاز المصاحب للنفط من حقل البحرين بالنسبة الباقية. وقد وصل إنتاج الغاز المصاحب إلى أعلى مستوياته عام 2012، حيث بلغ نحو 4.05 مليار متر مكعب مقارنة بنحو 2.83 مليار متر مكعب عام 2007 كما هو مبين بالشكل (2-14)

الشكل 2-14: تطور إنتاج الغاز المصاحب والغاز الحر في البحرين خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: الهيئة الوطنية للنفط والغاز بمملكة البحرين

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

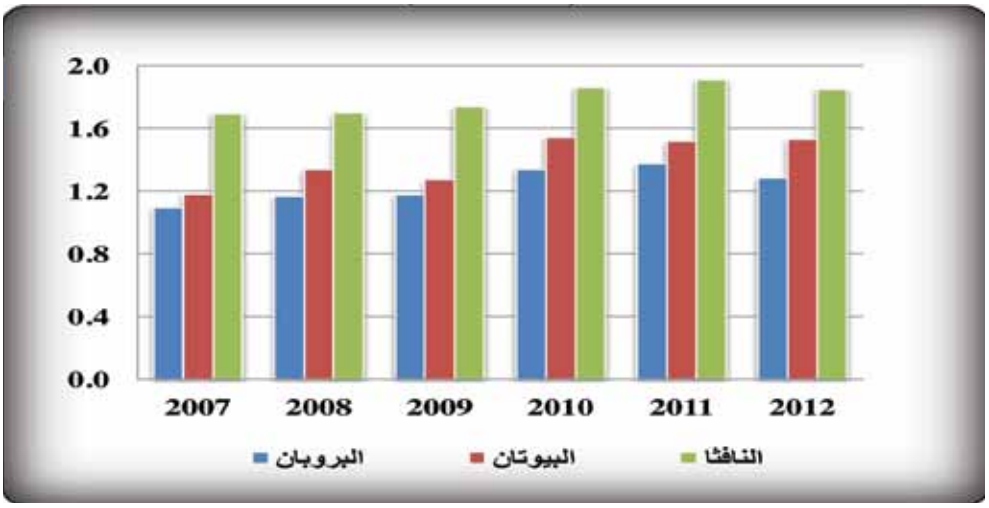
يوجد في البحرين مجمع لمعالجة الغاز وإنتاج غاز البترول المسال تابع لشركة غاز البحرين الوطنية (بنا غاز) في منطقة سترة، حيث يتم تجميع الغاز المصاحب من 16 مشعباً (Manifold) لآبار إنتاج النفط في حقل البحرين، ويتم فصل الغاز المصاحب عن النفط في فواصل تشرف على تشغيلها شركة تطوير للبترول التي تتولى تشغيل حقل البحرين[1]. ويتم توزيع الغاز المستخرج من مشعبات الآبار على سبع محطات ضغط تتولى إدارتها شركة بنا غاز.

وإلى جانب ذلك، يتم ضخ الغاز الناتج من عمليات مصفاة البحرين وضغطه مع الغاز المصاحب وإرساله إلى معمل الغاز المركزي لاستخلاص غاز البترول المسال. وبدأ تشغيل هذا المعمل بطاقة مقدارها 110 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المصاحب.

وبعد تنفيذ سلسلة من عمليات التوسعة نظرا للزيادة في إنتاج الغاز المصاحب من حقل البحرين، ارتفعت طاقة المعالجة إلى 300 مليون قدم مكعب/اليوم. ويتم إرسال وتخزين البروبان والبيوتان السائلين إلى صهاريج تبريد لشحنهما في السفن من مرفأ سترة، فيما ترسل النافثا إلى مصفاة البحرين (بابكو) لتخزينها لأغراض التصدير

وقد شهدت الفترة 2007-2012، تطورا في إنتاج البروبان، والبيوتان، والنافثا من شركة غاز البحرين الوطنية تزامنا مع رفع معدلات إنتاج الغاز المصاحب من حقل البحرين كما هو مبين بالشكل (2-15).

الشكل 2-15: تطور إنتاج البروبان، والبيوتان، والنافثا من شركة غاز البحرين الوطنية خلال الفترة 2007-2012 (مليون برميل)

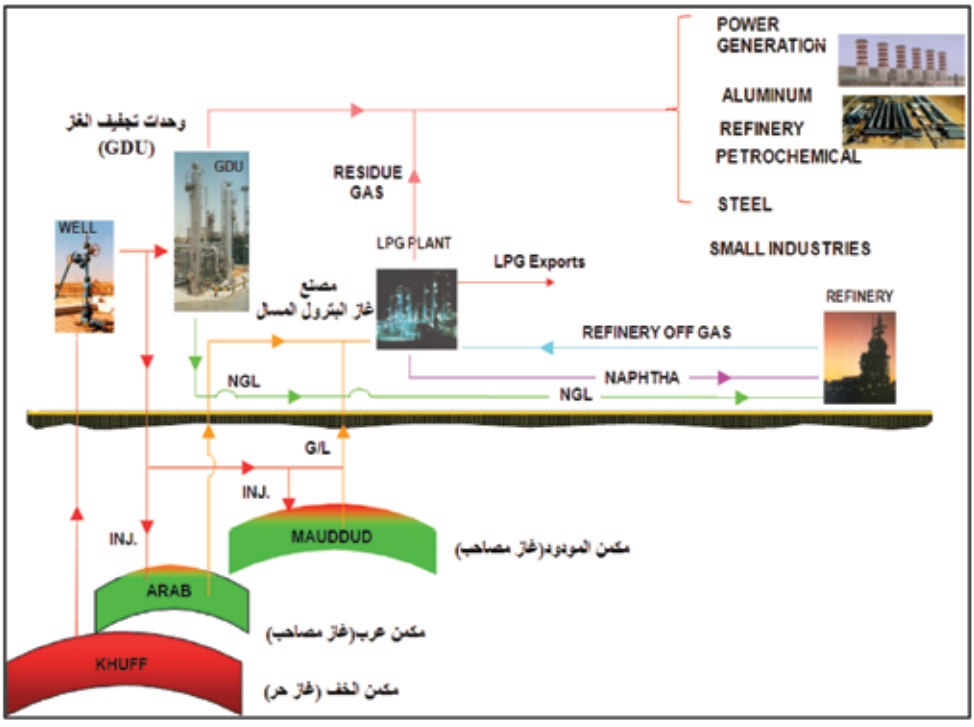


المصدر: شركة غاز البحرين الوطنية

1 الموقع الرسمي لشركة غاز البحرين الوطنية www.banagas.com

أما فيما يتعلق بإنتاج غاز الخف (الغاز الحر)، فيتم نزع الماء عن الغاز في وحدات تجفيف الغاز (GDU) وتضم سبعة وحدات جديدة، حيث قامت شركة نفط البحرين (بابكو) بتشغيل الوحدات الثلاثة الأولى عام 2010، والباقي عام 2011، ليضخ الغاز المعالج بعد ذلك إلى المستهلكين. ويبين الشكل (2-16) منظومة إنتاج وتسويق الغاز الطبيعي في البحرين.

الشكل 2-16: منظومة إنتاج وتسويق الغاز الطبيعي في مملكة البحرين

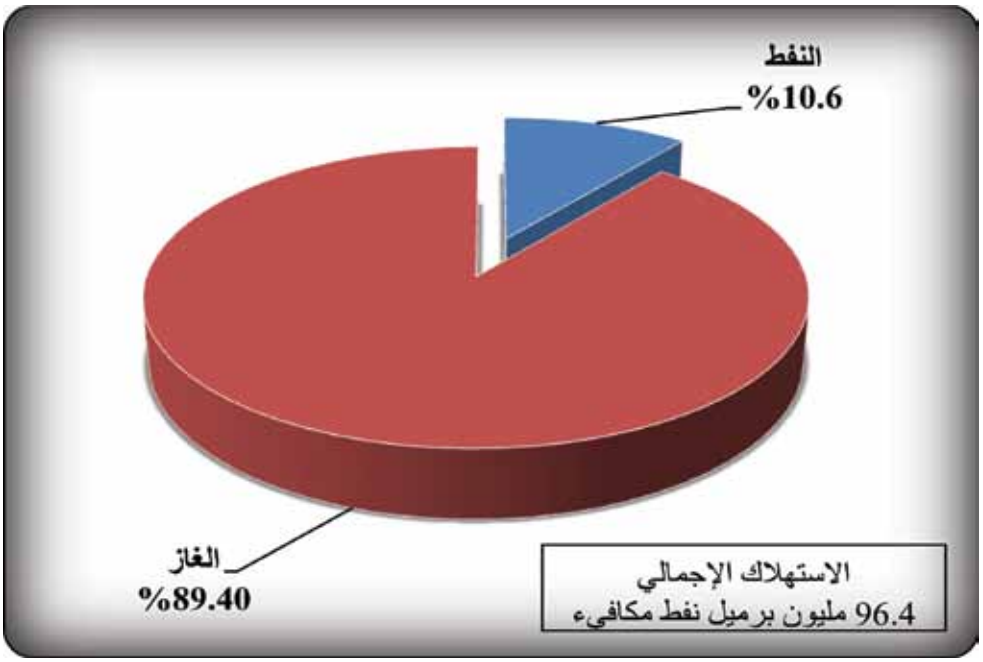


المصدر: الهيئة الوطنية للنفط والغاز بمملكة البحرين

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

يعتبر الغاز الطبيعي المصدر الرئيسي للطاقة الأولية في البحرين، حيث يمثل نحو 89.4% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية عام 2012، وهي النسبة الأعلى على مستوى الدول العربية، ويحل النفط في المرتبة الثانية بنسبة 10.6% كما هو مبين بالشكل (2-17).

الشكل 2-17: توزع استهلاك الطاقة الأولية في مملكة البحرين عام 2012

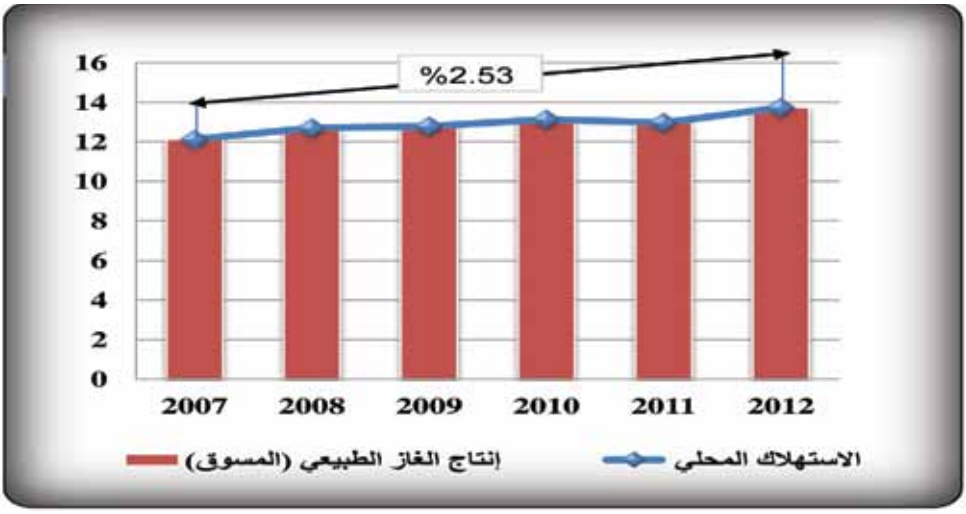


المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي السنوي،2013

تستهلك البحرين كل إنتاجها من الغاز الطبيعي. وفي هذا الصدد، فقد ارتفع الاستهلاك المحلي من 12.70 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 13.74 مليار متر مكعب عام 2012، محققا نموا سنويا نسبته 2.53% كما هو مبين بالشكل (2-18).

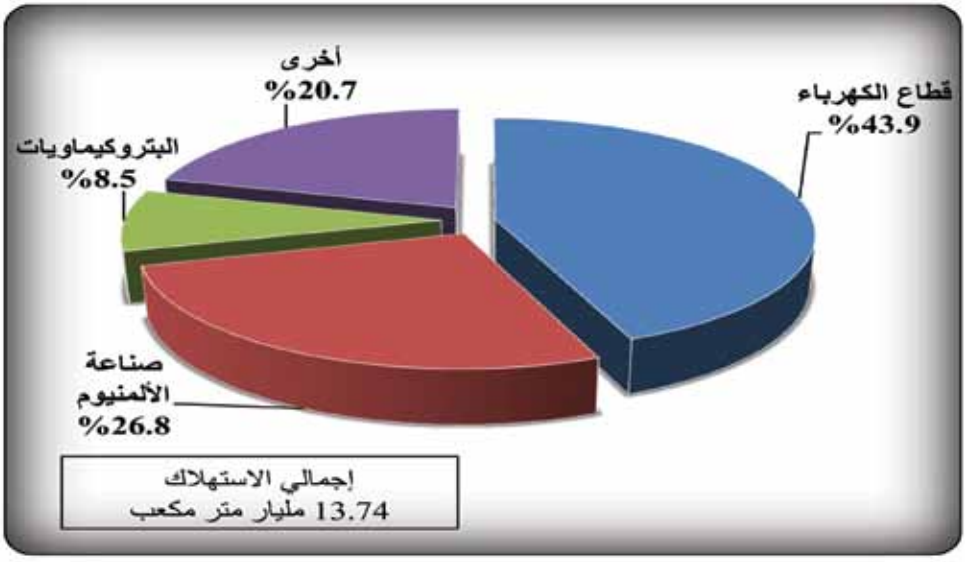
يستحوذ قطاع الكهرباء على نحو 44% من إجمالي الاستهلاك كما هو مبين بالشكل (2-19)، بينما تستحوذ صناعة الألمنيوم ممثلة في شركة ألمنيوم البحرين (البا) على نحو 27% من إجمالي الاستهلاك، كما تستهلك صناعة البتروكيماويات ممثلة في شركة الخليج لصناعة البتروكيماويات (جيبك) نحو 8.5% من إجمالي الاستهلاك. وتتوزع النسبة الباقية على الشركات الصناعية الأخرى العاملة بالمملكة.

الشكل 2-18: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في مملكة البحرين خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: الهيئة الوطنية للنفط والغاز بمملكة البحرين

الشكل 2-19: توزع استهلاك الغاز المسوق في مملكة البحرين عام 2012



المصدر: بيانات مشتقة من التقرير السنوي للهيئة الوطنية للنفط والغاز بمملكة البحرين2012-

- **مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها**

مشروع تطوير حقل البحرين

يهدف المشروع إلى رفع إنتاج النفط والغاز من حقل البحرين ليصل إنتاج النفط إلى أكثر من 70 ألف برميل/اليوم، ورفع إنتاج الغاز المصاحب إلى 2.6 مليار قدم مكعب يوميا على مدار خمس سنوات. وتتولى تنفيذ المشروع شركة تطوير للبترول التي تم تأسيسها عام 2009 كمشروع مشترك بين الهيئة الوطنية للنفط والغاز (20%)، شركة Occidertal Petroleum الأمريكية(48%)، وشركة مبادلة الإماراتية (32%)، باستثمارات 1.6 مليار دولار[1].

وفي عام 2008، تم تدشين مشروع شركة بنا غاز لرفع الطاقة الإنتاجية إلى 530 مليون قدم مكعب/اليوم بحلول عام 2020، لاستيعاب الزيادة في إنتاج الغاز المصاحب وفق برنامج تطوير الآبار وحقن المياه الذي تنفذه شركة تطوير للبترول.

2-4-3: الجمهورية التونسية

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

شهدت الفترة (2007-2012) نموا متباينا في إنتاج الغاز الطبيعي(المسوق) في تونس، حيث ارتفع الإنتاج من 1.58 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 2.03 مليار متر مكعب عام 2010، محققا نمو سنويا نسبته 4.63%. ومع بداية عام 2011، بدأ الإنتاج في التراجع تدريجيا حتى وصل إلى 1.86 مليار متر مكعب عام 2012 ويعود ذلك إلى تراجع الإنتاج من حقل ميسكار البحري.

ويشكل الغاز المسوق نحو 63.9% من الإنتاج الإجمالي للغاز عام 2012، بينما تمثل النسبة الباقية كميات الغاز المحروقة والمفقودة في عمليات المعالجة، حيث بلغت مجتمعة نحو 1.05 مليار متر مكعب. ويبين الجدول (2-4) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في تونس خلال الفترة من 2008-2010.

الجدول 2-4: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الجمهورية التونسية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	n/a	n/a	3.08	3.05	2.91
الغاز المسوق	1.72	1.81	2.03	1.93	1.86
الغاز المحروق	n/a	n/a	0.35	0.22	0.15
الفاقد أثناء المعالجة	n/a	n/a	0.7	0.9	0.9

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

1 Natural gas survey, Middle East & North Africa, 2013

يساهم كل من حقل ميسكار وحقل حاسدروبال بالنصيب الأكبر في إنتاج تونس من الغاز الطبيعي، وتقوم بتشغيلهما شركة (BG Tunisia). ويعود تشغيل حقل ميسكار إلى عام 1996، وقد شهدت الفترة (2006–2008) أعمال تطويرية للحقل شملت حفر ستة آبار جديدة ساهمت في رفع إنتاجه من 1.64 مليار متر مكعب سنويا عام 2007 إلى 2 مليار متر مكعب سنويا عام 2010، ولكن بدأ إنتاج الحقل في التراجع مرة أخرى كما تمت الإشارة سابقا. بينما بدأ الإنتاج من حقل حاسدروبال في منتصف عام 2009، بمعدل 3.4 مليون متر مكعب/اليوم (1.2 مليار متر مكعب سنويا)، ويعالج الغاز في مجمع حاسدروبال، الذي يقوم بفصل المتكثفات عن الغاز واستخلاص غاز البترول المسال.

أما بالنسبة للغاز المصاحب، فينتج من حقول النفط التابعة للمؤسسة التونسية للأنشطة البترولية (ETAP) عبر شبكة غاز الجنوب (gaz com sud network) ومنها حقول الفرانيق/ الباقل، والبرمة، وصابرية، ويشكل إنتاج الغاز المصاحب نحو 50% من إجمالي إنتاج الغاز في الحقول التابعة للمؤسسة.

- **مجمعات ومعامل معالجة الغاز**

يوجد في تونس خمسة مجمعات لمعالجة الغاز الطبيعي واستخلاص مشتقات الغاز بطاقة تصميمية إجمالية 10.9 مليون متر مكعب/اليوم، أقدمها مجمع الغاز في منطقة قابس وهو يقوم بمعالجة الغاز المصاحب من حقلي البرمة وزينيا لإنتاج البروبان والبيوتان، ومجمع آخر لمعالجة الغاز الطبيعي المنتج من حقلي الفرانيق والباقل.

ويعتبر مجمع هانيبال أكبر مجمعات معالجة الغاز، وهو يقوم بمعالجة الغاز المنتج من حقل ميسكار البحري بطاقة 6.5 مليون متر مكعب/اليوم، لإنتاج 5.7 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق الذي يستهلك محليا في محطات الكهرباء، كما يقوم بفصل المتكثفات عن الغاز التي يخصص إنتاجها لأغراض التصدير.

كما يوجد مجمع آخر عند جزيرة كركينا لمعالجة غاز حقل شرقي البحري بطاقة 550 ألف متر مكعب/اليوم، حيث ينقل الغاز المنتج من الحقل إلى المجمع عبر خط أنابيب طوله 57 كم. ويضخ الغاز المعالج في شبكة الغاز التابعة للشركة التونسية للكهرباء والغاز (STEG).

وأحدث هذه المجمعات هو مجمع حاسدروبال الذي تم تشغيله منتصف عام 2009، وهو يقوم بمعالجة الغاز المنتج من حقل حاسدروبال بطاقة 3.4 مليون متر مكعب/اليوم لإنتاج 2.8 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 15 ألف برميل/اليوم من السوائل و400 طن/اليوم من غاز البترول المسال. ويبين الجدول (2–5) مجمعات ومعامل الغاز الطبيعي في تونس.

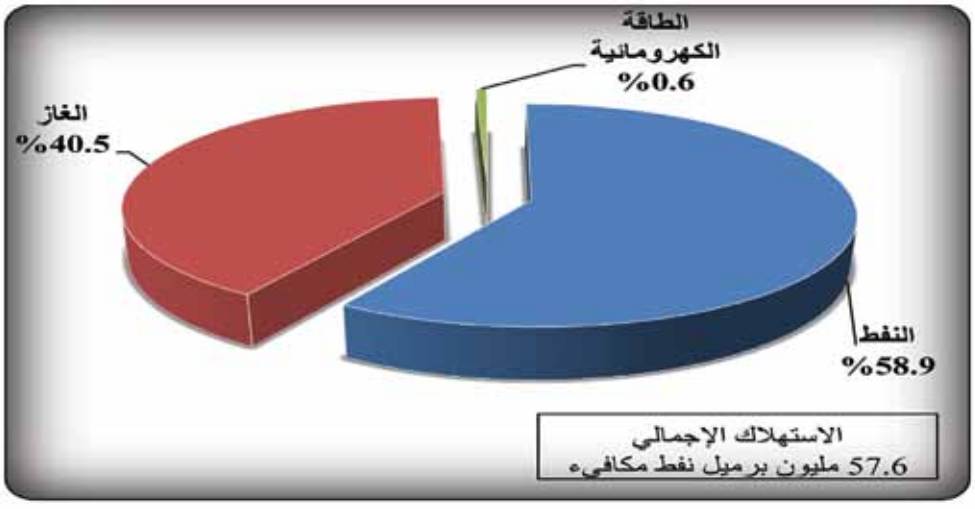
الجدول 2-5: مجمعات ومعامل معالجة الغاز الطبيعي في الجمهورية التونسية

المجمع/المصنع	طاقة المعالجة مليون متر مكعب/اليوم
مجمع قابس	0.425
مجمع معالجة غاز الفرانيق والباقل	
مجمع كركينا	0.55
مجمع هانيبال	6.5
مجمع حاسدروبال	3.4
الإجمالي	**10.9**

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

يعتبر النفط المصدر الرئيسي للطاقة الأولية في تونس، حيث يمثل نحو 58.9% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية عام 2012، ويحل الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية بنسبة 40.5% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، ثم الطاقة الكهرومائية بنسبة 0.6% كما هو مبين بالشكل (2-20).

الشكل 2-20: توزع استهلاك الطاقة الأولية في الجمهورية التونسية عام 2012

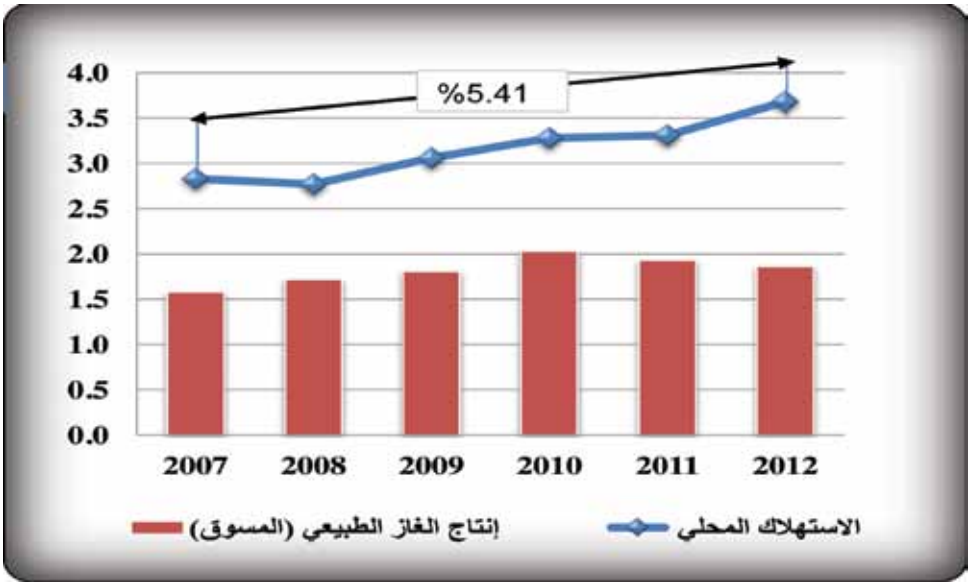


المصدر: أوابك، التقرير الإحصائي السنوي،2013

يفوق الاستهلاك المحلي من الغاز في تونس مستويات الإنتاج، لذا تعتمد تونس على واردات الغاز من الجزائر لسد الفجوة بين الإنتاج والاستهلاك.

وقد شهدت الفترة (2007-2012) تطورا ملحوظا في الاستهلاك المحلي من الغاز، حيث ارتفع الاستهلاك من 2.8 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 3.7 عام 2012، بمعدل نمو سنوي بلغت نسبته 5.41%. ويبين الشكل (2-21) تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في تونس خلال الفترة 2007-2012.

الشكل 2-21: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الجمهورية التونسية خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصادر:

- US. Energy Information Administration, EIA(consumption data)
-Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

- **مشاريع تطوير الغازالمخطط لها**

مشروع تطوير غاز جنوب تونس (South Tunsia Gas Project)

يهدف المشروع إلى تطوير حقول الغاز الواقعة ضمن أربعة قواطع رئيسية في جنوب تونس، وهي آدم ، شروق، نوارة، وواد زار (Oued zar). وقد بدأ التخطيط لهذا المشروع في عام 2008، حيث قام ائتلاف مكون من شركة Eni الإيطالية (16.67%)، والمؤسسة التونسية للأنشطة البترولية (50%)، وشركة OMV (33.33%) بإعداد دراسة الجدوى

الخاصة بالمشروع، إلا أن شركة Eni قررت الانسحاب من المشروع المشترك منتصف عام 2013 لصالح شركة OMV التي ستمتلك 50% من الأسهم في المشروع المشترك الجديد[1].

ويتضمن المشروع إنشاء محطة لضغط الغاز المنتج من الحقول الجنوبية بطاقة 7 مليون متر مكعب/اليوم، وضخه عبر خط أنابيب يمتد بطول 320 كم، وقطر 28 بوصة إلى مجمع غاز جديد في مدينة قابس الساحلية لمعالجته وإنتاج البروبان، البيوتان، والمتكثفات لأغراض التصدير، باستثمارات أولية تقدر بنحو 2 مليار دولار. ومن المتوقع أن يبدأ العمل في المشروع خلال العام الجاري 2014، والانتهاء من جميع الإنشاءات خلال الربع الأول من عام 2016.

2-4-4: الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

تعتبر الجزائر ثالث أكبر منتج للغاز الطبيعي عربيا بعد قطر والسعودية، ويشكل إنتاجها من الغاز(المسوق) نحو 16% من إجمالي إنتاج الدول العربية عام 2012.

وقد شهدت الفترة (2007-2012) تباينا في إنتاج الغاز(المسوق) في الجزائر، حيث ارتفع الإنتاج من 84.8 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 86.51 مليار متر مكعب عام 2008، ثم بدأ الإنتاج في التراجع ليصل إلى 82.77 مليار متر مكعب عام 2011. وفي عام 2012، بلغ الإنتاج نحو 86.45 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالجدول(2-6). ويشكل الغاز المسوق نحو 47% فقط من إجمالي الإنتاج عام 2012، بينما تمثل النسبة الباقية كميات الغاز المحروق، والغاز المعاد حقنه في المكامن، والفاقد في عمليات المعالجة، وقد بلغت هذه الكميات نحو 96.15 مليار متر مكعب.

الجدول 2-6: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية (مليار متر مكعب)

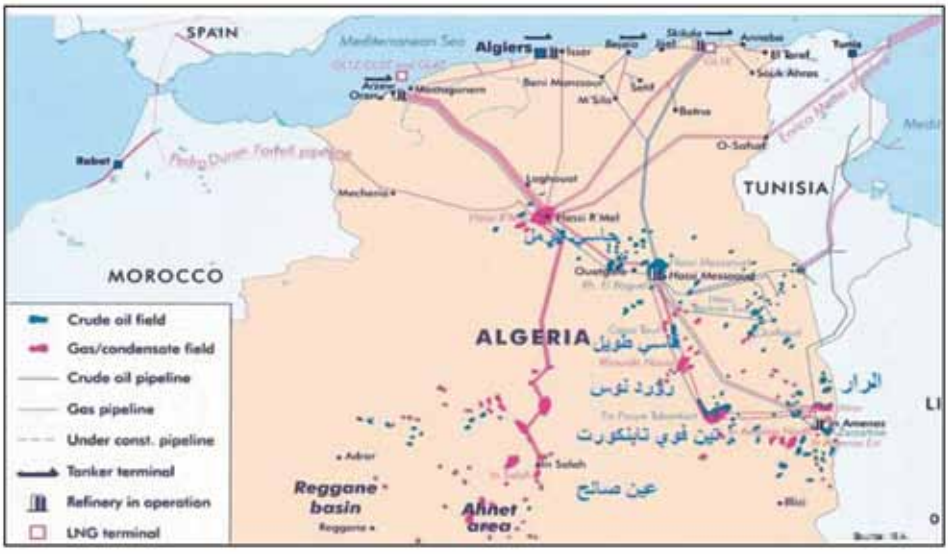
السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	201.19	196.92	192.21	190.13	182.6
الغاز المسوق	86.51	81.43	84.62	82.77	86.45
الغاز المعاد حقنه	92.92	95.01	89.08	88.75	77.38
الغاز المحروق	4.95	5.50	5	3.6	3.5
الفاقد أثناء المعالجة	16.81	14.98	13.52	15.01	15.27

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

1 MEES, Vol.56, N.26, 28/6/2013

يعتبر حقل حاسي الرمل في وسط الجزائر أكبر الحقول الجزائرية المنتجة للغاز، حيث يساهم وحده بأكثر من نصف الإنتاج المحلي[1]. ومن الحقول الكبرى أيضا حقل رورد نوس، وحقل الرار بالقرب من الحدود مع ليبيا، وحقل قاسي طويل، وتساهم الحقول التابعة لشركة سوناطراك وحدها بنحو 80% من إجمالي الإنتاج في الجزائر[2]. ومن الحقول التي تقوم سوناطراك باستغلالها بالشراكة مع شركات البترول العالمية، حقل عين صالح بالشراكة مع شركة BP وStatoil، وتم وضعه على الإنتاج عام 2004، وحقل تين فوي تبنكورت في جنوب شرق الجزائر بالشراكة مع شركة Total و Repsol ، وحقل عين أميناس بالشراكة مع شركة BP وStatoil، وتم وضعه على الإنتاج عام 2006. ويبين الشكل (2-22) حقول الغاز الرئيسية في الجمهورية الجزائرية.

الشكل 2-22: حقول الغاز الرئيسية في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية



المصدر: Natural Gas Survey، Middle East & North Africa، 2013 edition

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في الجزائر عدة مجمعات تقوم بمعالجة الغاز الطبيعي، وفصل المتكثفات، واستخلاص غاز البترول المسال.

1 Cedigaz natural gas in the world, 2013 edition
2 Natural gas survey, Middle East & North Africa, 2013 edition

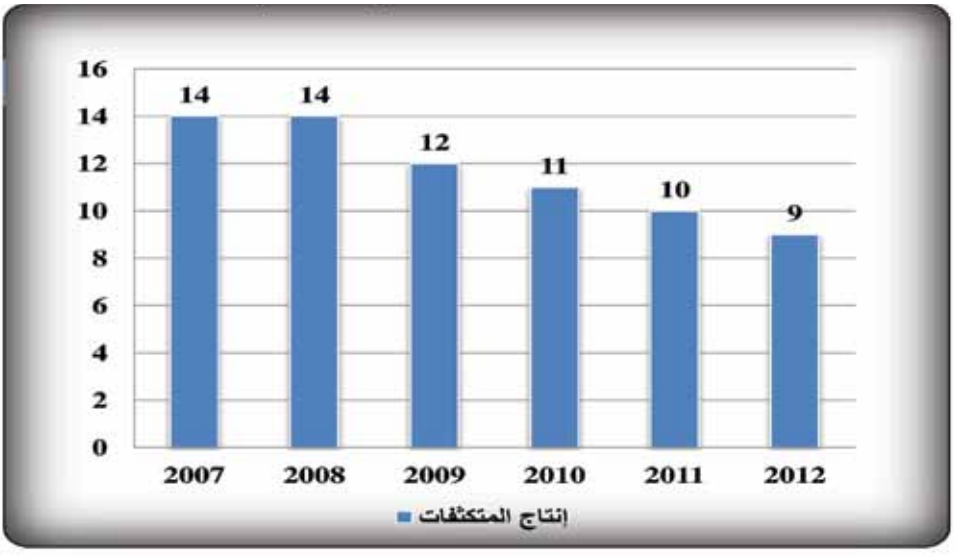
وفيما يلي عرض موجز لأهم مجمعات معالجة الغاز في الجزائر :

- مجمع عين أميناس وتقدر طاقته التصميمية بنحو 25 مليون متر مكعب/اليوم، بالإضافة إلى 60 ألف برميل/اليوم من المتكثفات وسوائل الغاز الطبيعي.
- مجمع عين صالح وتقدر طاقته التصميمية بنحو 25 مليون متر مكعب/اليوم، وهو يقوم بمعالجة الغاز الطبيعي المنتج من سبعة حقول في منطقة عين صالح، وينقل الغاز المعالج من خلال خط أنابيب يربط بين عين صالح ومجمع حاسي الرمل.
- مجمع أوهنات، ويقع على بعد 1300 كم جنوب شرق العاصمة. ويضم خطي إنتاج لمعالجة الغاز الطبيعي بطاقة إجمالية 20 مليون متر مكعب/اليوم لإنتاج 18.8 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 27 ألف برميل/اليوم من غاز البترول المسال و 30.4 ألف برميل/اليوم من المتكثفات.

كما يوجد أيضا مجمعين لإنتاج غاز البترول المسال في أرزيو بطاقة إنتاجية إجمالية 10.4 مليون طن سنويا [1].

ويبين الشكل (2-23) تطور إنتاج المتكثفات خلال الفترة 2007-2012، كما يبين الشكل (2-24) تطور إنتاج غاز البترول المسال خلال نفس الفترة.

الشكل 2-23: تطور إنتاج المتكثفات في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية خلال الفترة 2007-2012 (مليون طن)



المصدر: وزارة الطاقة والمناجم الجزائرية

1 الموقع الرسمي لشركة سوناطراك

الشكل 2-24: تطور إنتاج غاز البترول المسال في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية خلال الفترة 2007-2012 (مليون طن)

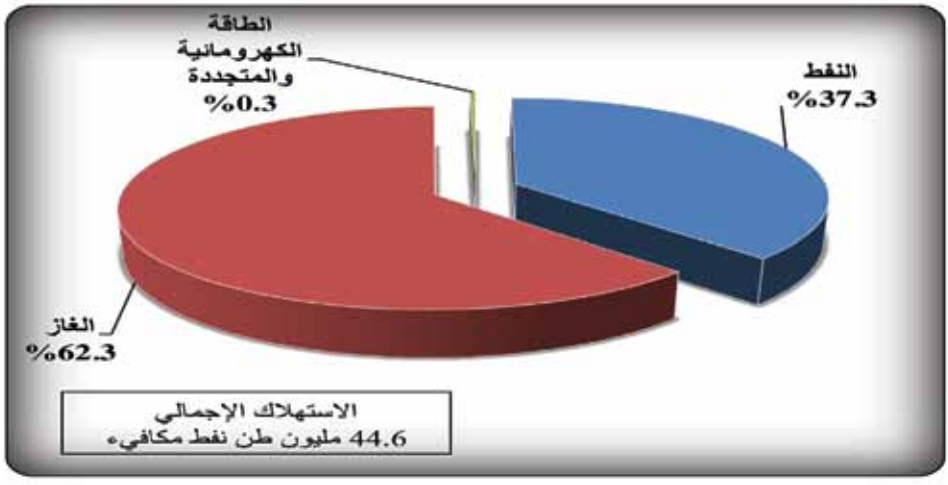


المصدر: وزارة الطاقة والمناجم الجزائرية

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

تعتمد الجزائر بشكل أساسي على الغاز الطبيعي في تلبية الطلب المحلي على الطاقة الأولية، حيث يمثل نحو 62.3% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، ويأتي النفط في المرتبة الثانية بنسبة 37.3% كما هو مبين بالشكل (2-25).

الشكل 2-25: توزع استهلاك الطاقة الأولية في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية عام 2012

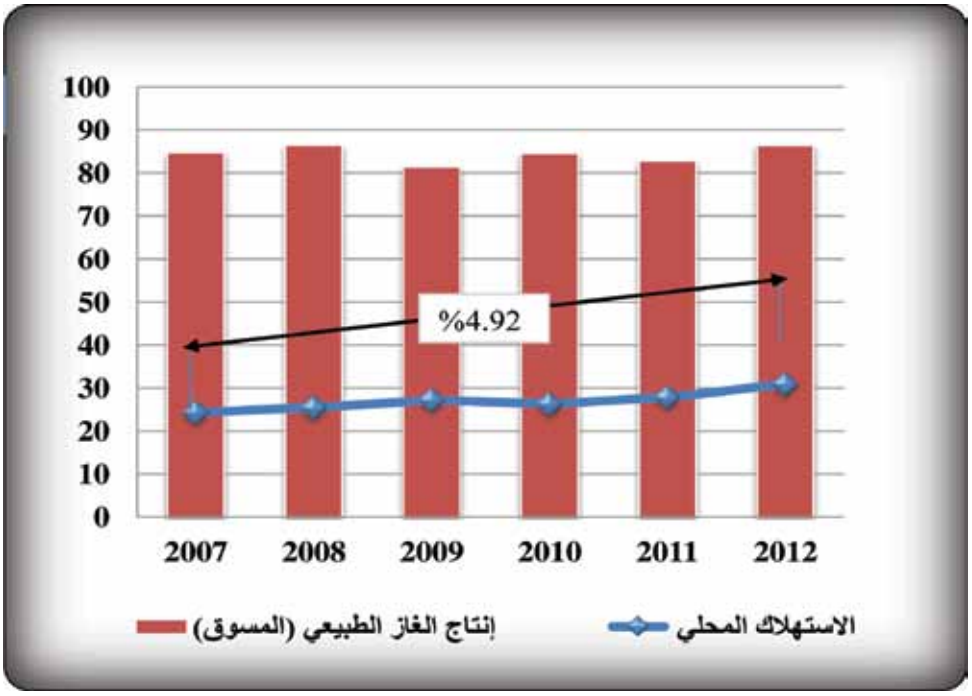


المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

وقد تطور استهلاك الغاز الطبيعي بشكل ملحوظ خلال السنوات الأخيرة بوتيرة أسرع من الإنتاج المحلي، حيث ارتفع الاستهلاك المحلي من 24.3 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 30.9 مليار متر مكعب عام 2012، بمعدل نمو سنوي نسبته 4.92%، ويعود ذلك إلى زيادة الطلب على الكهرباء التي تعتمد على الغاز بنسبة تصل إلى 97%. حيث شهدت تلك الفترة ارتفاعا ملحوظا في أعداد المشتركين، بالإضافة إلى نمو القطاعات الصناعية الصغيرة والمتوسطة.

ويشكل الاستهلاك المحلي نحو 30-35% من إجمالي الغاز المسوق، وهو ما يسمح بوجود فائض يتم تصديره. ويبين الشكل (2-26) تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الجمهورية الجزائرية خلال الفترة 2007-2012.

الشكل 2-26: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية خلال الفترة 2007-2012
(مليار متر مكعب)



المصادر:

- BP statistical review of the world energy, June 2013(consumption data)
-Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

- **مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها والمخطط لها**

تسعى وزارة الطاقة والمناجم الجزائرية لرفع إنتاج الغاز الطبيعي إلى ضعف المستويات الحالية خلال العشر سنوات القادمة، وذلك من خلال تنفيذ عدد من المشاريع التطويرية في حقول الغاز الطبيعي كما هو مبين بالجدول (2-7). ويعتبر مشروع تطوير حقل (Menzel Ledjment East) أحدث المشاريع التي تم تشغيلها مؤخرا، حيث قامت شركة Eni الإيطالية بوضع الحقل على الإنتاج في شباط/ فبراير عام 2013، بطاقة أولية 2 مليون متر مكعب/اليوم.

ويقع حقل (Menzel Ledjment East) في القطاع b-405 في حوض بركين على بعد 220 كم جنوب شرق حقل حاسي مسعود. وتتضمن المرحلة الثانية من المشروع معالجة إنتاج النفط والغاز من مجمع حقول المنطقة المركزية (central area field complex) الواقع في نفس القطاع، وبتشغيل المرحلة الثانية ستصل الطاقة الإنتاجية للمشروع إلى 9 مليون متر مكعب/اليوم (3.3 مليار متر مكعب سنويا) من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 27,000 برميل/اليوم من السوائل (10,000 برميل/اليوم من المتكثفات، 12,000 برميل/اليوم من غاز البترول المسال، 5,000 برميل/اليوم من النفط الخام[1]).

الجدول 2-7: مشاريع تطوير حقول الغاز الطبيعي في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

المشروع	الشركاء	الإنتاج المستهدف مليار متر مكعب سنويا	تاريخ التشغيل
قاسي طويل	سوناطراك	3.6	2014
عين صالح	BP، سوناطراك	5.7	2015
توات	GDF suez، سوناطراك	4.6	2016
أهنات	Total، سوناطراك	2.8-4	2016
ريجان شمال	RWE،Edison،Repsol سوناطراك	3	2017
تيميمون	Cepsa،Total، سوناطراك	1.8	2017
عين تسيلة	Petroceltic،Enel ، سوناطراك	na	2017

1 MEES vol.56,No.6, 8/2/2013

كما يجري حاليا إنشاء خط الغاز الرئيسي (GR5) في مشروع جنوب غرب الجزائر (South West Gas Project)، والذي يمتد بطول 780 كم، وبطاقة تصميمية 20 مليار متر مكعب سنويا بهدف نقل إنتاج الغاز من مشاريع تطوير حقول الغاز الواقعة في جنوب غرب حاسي الرمل وهي تيميمون، توات، وريجان شمال. ومن المشاريع الأخرى الجاري تنفيذها والمخطط لها:

- **مشروع قاسي طويل**

يهدف المشروع إلى إنشاء مصنع لمعالجة إنتاج الغاز الطبيعي من الحقول الواقعة في منطقة قاسي طويل التي تقع على بعد 150 كم من حقل حاسي مسعود، بطاقة 3.6 مليار متر مكعب غاز سنويا، ومن المتوقع تشغيله خلال العام الجاري 2014.

- **مشروع تطوير تيميمون (Timimoun Development Project)**

يهدف المشروع إلى تطوير منطقة تيميمون التي تقع على بعد 800 كم جنوب غرب الجزائر العاصمة من خلال تنفيذ برنامج تطويري لحفر 40 بئرا، وبناء تسهيلات للمعالجة لإنتاج 1.8 مليار متر مكعب غاز سنويا، باستثمارات تقدر بنحو 1 مليار دولار.

وفازت شركة Samsung Engineering في شباط/فبراير من العام الجاري 2014، بعقد الهندسة والتوريد والإنشاء بالإضافة إلى التشغيل التجريبي للمشروع بقيمة 800 مليون دولار[1]. ويشمل العقد بناء محطة معالجة مركزية بطاقة 177 مليون قدم مكعب غاز/اليوم (1.8 مليار متر مكعب سنويا)، وخط أنابيب بطول 180 كم، ومن المتوقع أن يتم تشغيل المشروع بحلول عام 2017.

- **مشروع تطوير حقل توات (Touat Development Project)**

يهدف المشروع إلى تطوير حقل توات في جنوب غرب الجزائر من خلال تنفيذ برنامج تطويري لحفر نحو 40 بئرا، وبناء تسهيلات معالجة، وذلك لإنتاج نحو 4.6 مليار متر مكعب سنويا من الغاز، بالإضافة إلى 630 ألف برميل سنويا من المتكثفات باستثمارات تقدر بنحو 2.3 مليار دولار.

وفازت شركة (Tecnicas Reunidas) الإسبانية في آب/أغسطس 2013 بعقد الهندسة والتوريد والبناء بالإضافة إلى تشغيل المشروع بقيمة 1.02 مليار دولار[2]. ومن المقرر أن يدخل المشروع حيز التشغيل في نهاية عام 2016.

1 الموقع الرسمي لشركة سامسونج www.samsungengineering.com

2 www.2b1stconsulting.com

- **مشرع تطوير حقل ريجان شمال (Reggane Nord Development)**

يهدف المشروع إلى تطوير حقل ريجان شمال لإنتاج 3 مليار متر مكعب سنويا من الغاز باستثمارات تقدر بنحو 3 مليار دولار، ومن المقرر أن يدخل المشروع حيز التشغيل بحلول عام 2017 [1]، [2].

2-4-5: المملكة العربية السعودية

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

تعتبر السعودية ثاني أكبر منتج للغاز الطبيعي عربيا بعد دولة قطر، وتولي المملكة أهمية كبيرة لتطوير حقول الغاز الطبيعي وبالأخص الغاز الحر لتلبية الطب المتنامي على الغاز الطبيعي في البلاد. وقد شهدت السنوات الأخيرة تطورا ملحوظا في إنتاج الغاز الطبيعي(المسوق) في السعودية، حيث ارتفع الإنتاج من 74.4 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل 99.33 مليار متر مكعب عام 2012 محقا نموا سنويا قدره 5.95% خلال تلك الفترة.

ويشكل الغاز المسوق نحو 89.3% من إجمالي إنتاج الغاز عام 2012، بينما تشكل النسبة المتبقية الفاقد في حجم الغاز أثناء عمليات المعالجة والذي بلغ نحو 11.88 مليار متر مكعب، حيث تلاشت تقريبا كميات الغاز المحروق خلال السنوات الخمس الأخيرة، كما أن كميات الغاز المعاد حقنها لا تتجاوز 0.1 مليار متر مكعب.

ويبين الجدول (2-8) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في السعودية خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 2-8: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في المملكة العربية السعودية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	86.40	89.61	97.03	102.43	111.22
الغاز المسوق	80.44	78.45	87.66	92.26	99.33
الغاز المعاد حقنه	0.16	0.05	0.06	0.03	0.01
الفاقد	5.8	11.11	9.31	10.14	11.88

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

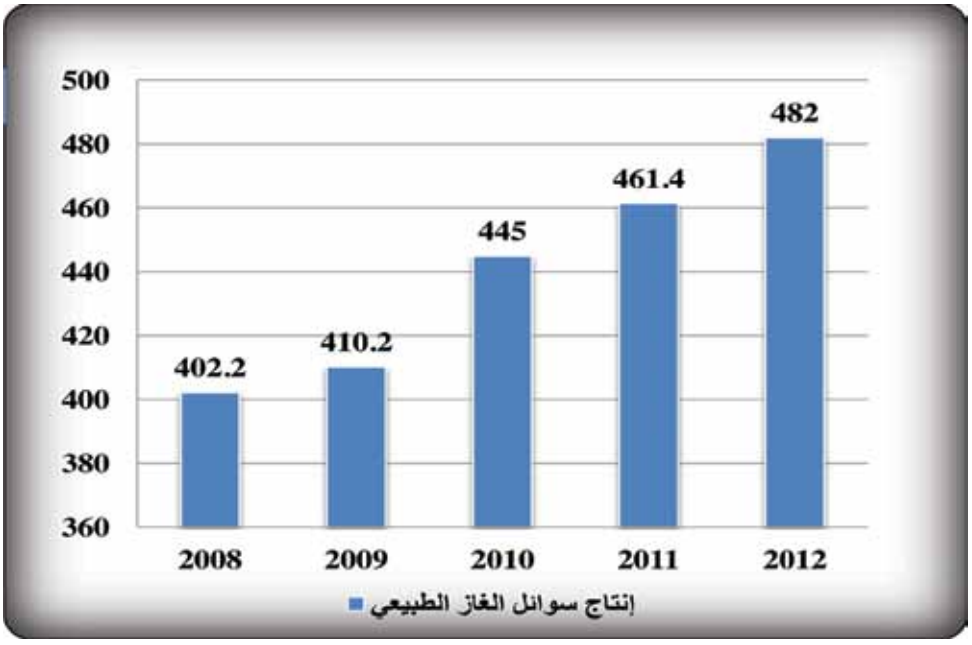
1 MEES vol.56,No.15, 12/4/2013
2 MEES vol.56,No.31, 2/8/2013

يهيمن إنتاج الغاز المصاحب على إنتاج السعودية من الغاز الطبيعي، ويساهم حقل غوار النفطي بالنسبة الأكبر، حيث يقدر إنتاجه بنحو 65-70 مليار متر مكعب سنويا. ومن الحقول الكبرى أيضا، حقل السفانية والذي يقدر إنتاجه من الغاز بنحو 4 مليار متر مكعب سنويا، وحقل زلف والذي يقدر إنتاجه بنحو 3 مليار متر مكعب سنويا، بالإضافة إلى حقلي بقيق وبيري.

ويعتبر حقل كران المكتشف عام 2006 أول حقل للغاز الحر في المملكة يتم تطويره في المغمورة، وتم إنجاز هذا المشروع عام 2012 ليصل إلى قمة مستواه الإنتاجي البالغ 18.3 مليار متر مكعب سنويا (1.8 مليار قدم مكعب/اليوم)[1].

أما بالنسبة لسوائل الغاز الطبيعي (تشمل البروبان، والبيوتان، والمتكثفات، والغازولين الطبيعي)، فقد تطور إنتاجها بشكل ملحوظ متزامنا مع تطور إنتاج الغاز الطبيعي في المملكة، حيث ارتفع الإنتاج من من 402.2 مليون برميل عام 2008 ليصل 482 مليون برميل عام 2012 كما هو مبين بالشكل (2-27).

الشكل 2-27: تطور إنتاج سوائل الغاز الطبيعي في المملكة العربية السعودية خلال الفترة 2008-2012 (مليون برميل)



المصدر: شركة أرامكو- التقرير السنوي لعام 2012

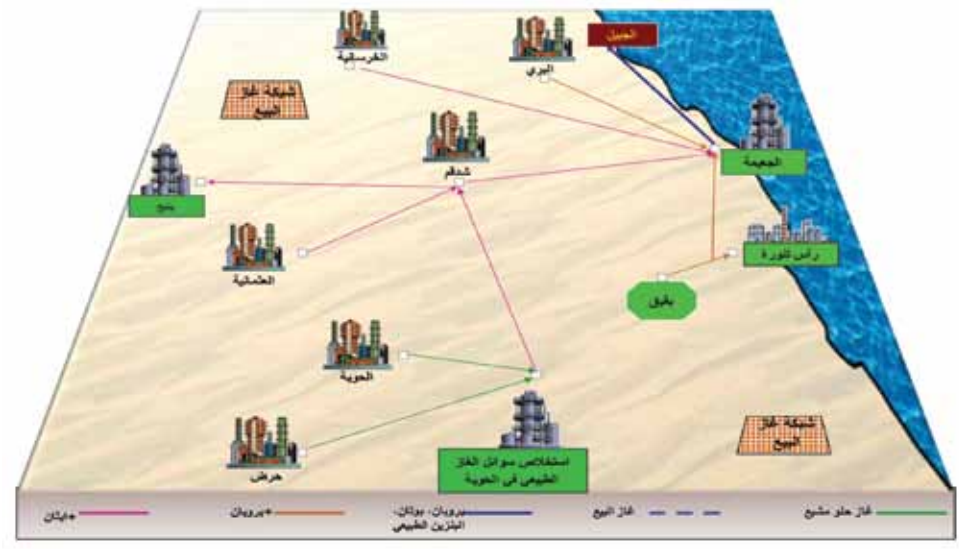
1 أرامكو-التقرير السنوي لعام 2012

- **مجمعات ومعامل إنتاج ومعالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في السعودية تسعة مجمعات ومعامل للغاز الطبيعي يصل مجموع طاقاتها الإنتاجية إلى 300 مليون متر مكعب/اليوم، وجاري حاليا تنفيذ مشاريع أخرى ستساهم في رفع الطاقة الإنتاجية إلى 440 مليون متر مكعب/اليوم بنهاية العام الجاري 2014.

وتصنف معامل الغاز في السعودية إلى فئتين رئيستين، هما معامل الإنتاج ومعامل المعالجة في مرحلة التسويق. وتضم معامل إنتاج الغاز معمل شدقم، والعثمانية، والبري، والحوية، وحرض، والخرسانية. بينما تضم معامل معالجة الغاز كل من معمل ينبع، ومعمل الحوية لتجزئة السوائل، ومعمل الجعيمة كما هو مبين بالشكل (2-28).

الشكل 2-28: مجمعات ومعامل الغاز الطبيعي في المملكة العربية السعودية



المصدر: شركة أرامكو السعودية

أ-مجمعات إنتاج الغاز

تستقبل هذه المعامل الغاز المصاحب والمتكثفات من معامل فصل الغاز عن الزيت الخام، بالإضافة إلى الغاز الحر من آبار الغاز العميقة. وتشمل منتجاتها كل من سوائل الغاز الطبيعي التي يتم ضخها إلى معامل معالجة الغاز(الفئة الثانية)، والغاز المسوق الذي يتم ضخه في شبكة الغاز، والمتكثفات التي تنقل إلى معمل التكرير في رأس تنورة للمزيد من المعالجة، بالإضافة إلى الكبريت الذي يباع محليًا أو يحول إلى حبيبات ويصدّر عبر ميناء الملك فهد في الجبيل.

- **مجمع البري**

بدأ تشغيل المجمع عام 1977 بطاقة أولية 11 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز الطبيعي، ثم تم رفعها بعد ذلك على عدة مراحل بإضافة وحدات وتسهيلات معالجة جديدة، وإزالة الاختناقات(de-bottlenecking) في تسهيلات المعالجة بهدف استيعاب الزيادة في إنتاج الغاز لتصل إلى 40 مليون متر مكعب غاز/اليوم.

- **مجمع شدقم**

بدأ تشغيل المجمع عام 1980 لمعالجـــة الغاز الطبيعي بطاقة أولية 45 مليون متر مكعب/اليوم، لإنتاج 17 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 160 ألف برميل/اليوم من المتكثفات وسوائل الغاز الطبيعي. وفي عام 1991 أضيفت إليه وحدات لتحلية الغاز بطاقة 12 مليون متر مكعب/اليوم. تم رفع طاقة المجمع بعد ذلك على مراحل بإضافة وحدات وتسهيلات معالجة جديدة، وإزالة الاختناقات في تسهيلات المعالجة، لتصل الطاقة الفعلية للمجمع إلى 71 مليون متر مكعب غاز/اليوم.

- **مجمع العثمانية**

بدأ تشغيل مجمع العثمانية عام 1981 لمعالجة 45 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز الطبيعي الحامضي، و28 ألف برميل/اليوم من المتكثفات، لإنتاج 20 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز الحلو، و320 ألف برميل/اليوم من سوائل الغاز. وقد جرى رفع طاقة المجمع على عدة مراحل لتصل إلى أكثر من 71 مليون متر مكعب/اليوم.

- **مجمع الحوية**

تم تشغيل هذا المجمع في عام 2001 بطاقة 43 مليون متر مكعب/اليوم، وذلك لمعالجة الغاز الحلو المنتج من حقل الجوف بالقرب من الحوية، والغاز الطبيعي الحامضي المنتج من مكمن الخف في حقل الغوار. وفي عام 2009، تم عمل توسعة للمجمع لرفع طاقته إلى 68 مليون متر مكعب/اليوم.

- **مجمع حرض**

يقع المجمع بالقرب من حقل الغوار النفطي، ويهدف إلى معالجة الغاز الطبيعي بنوعيه المصاحب والحر المنتج من الحقول المحيطة بالمجمع، مثل حقل حرض، والغزال، ووكر، وداية، والتينات.

وقد بدأ تشغيل المجمع أوائل عام 2004، بطاقة معالجة 45 مليون متر مكعب/اليوم ، لإنتاج نحو 43 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق الذي يضخ بالكامل في شبكة الغاز

الرئيسية (Master Gas System)، ونحو 145 ألف برميل/اليوم من المتكثفات التي تنقل إلى معمل التكرير في رأس تنورة للمزيد من المعالجة.

- **مجمع الخرسانية**

بدأ تشغيل مجمع الخرسانية في الربع الأول من عام 2010 بتأخير نحو ثلاث سنوات عن المخطط، ويهدف إلى معالجة إنتاج الغاز المصاحب لإنتاج 15.8 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 280 ألف برميل/اليوم من الإيثان وسوائل الغاز الطبيعي، ونحو 3،600 طن يوميا من الكبريت.

كما يضم مجمع الخرسانية محطة جديدة لمعالجة الغاز المنتج من حقل كران البحري تضم ثلاث وحدات معالجة تم تشيغلها بالكامل عام 2012 بطاقة إجمالية 50 مليون متر مكعب/اليوم.

ب-معامل معالجة الغاز

وهي تضم معمل الجعيمة في المنطقة الشرقية، ومعمل الغاز في ينبع في المنطقة الغربية، ومعمل تجزئة سوائل الغاز الطبيعي في الحوية. كما يضم معمل التكرير في رأس تنورة معملين لتجزئة سوائل الغاز الطبيعي.

- **معمل الجعيمة**

بدأ تشغيل معمل الجعيمة لتجزئة سوائل الغاز الطبيعي عام 1980 بطاقة 300 ألف برميل/اليوم، لإنتاج 6 مليون متر مكعب/اليوم من الإيثان، 160 ألف برميل/اليوم من البروبان، 75 ألف برميل/اليوم من البيوتان، و60 ألف برميل/اليوم من الغازولين الطبيعي. وفي عام 1999، تم مضاعفة طاقة المجمع بإضافة وحدة لتجزئة السوائل بطاقة 300 ألف برميل/اليوم ثم تم مضاعفتها مرة أخرى عام 2009 بإضافة وحدتين لتجزئة سوائل الغاز لتصل الطاقة الإجمالية إلى 1.2 مليون برميل/اليوم.

يوفر المجمع غاز الإيثان الذي يستخدم كلقيم في مجمع البتروكيماويات في الجبيل لإنتاج الإيثلين، والبيوتان لإنتاج مادة (MTBE) المستخدمة في تحسين مواصفات الغازولين. وملحق بالمجمع مرفأ لتصدير غاز البترول المسال، يضم 7 مستودعات لتخزين الإنتاج بسعة إجمالية 600 ألف برميل.

- **معمل ينبع**

بدأ تشغيل معمل ينبع لتجزئة وفصل سوائل الغاز الطبيعي عام 1982، بطاقة 300 ألف برميل/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي، لإنتاج الإيثان، والبروبان، والبيوتان، والغازولين

الطبيعي. ويتم إمداد الإيثان إلى مجمع البتروكيماويات في منطقة ينبع، بينما يتم تصدير غاز البترول المسال. وفي عام 2009، تم رفع طاقة المعمل لتصل إلى 555 ألف برميل/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي.

- **معمل سوائل الغاز الطبيعي في الحوية**

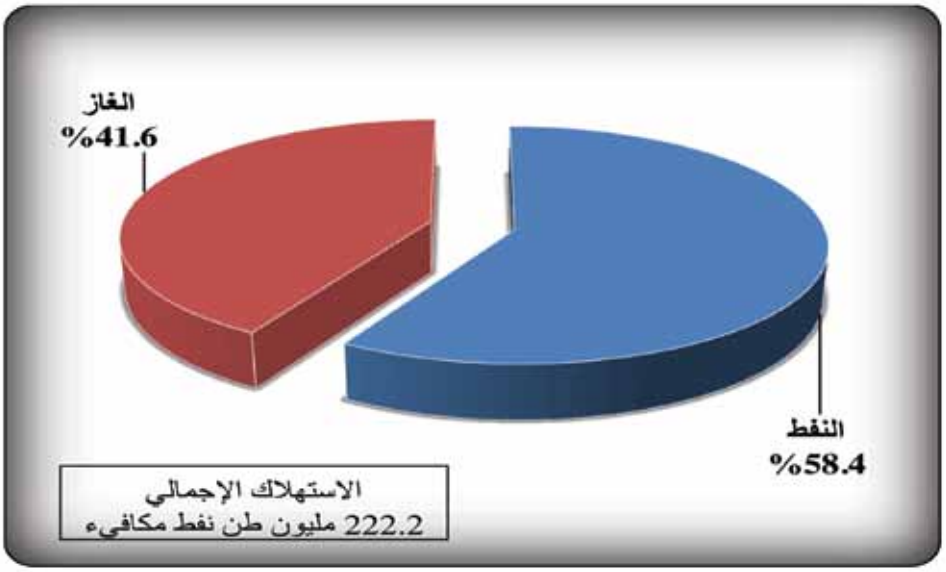
تم بناء هذا المعمل ليكون أكبر معمل لتجزئة سوائل الغاز الطبيعي واستخلاص غاز الإيثان في العالم.

يقع المعمل على مسافة خمسة كيلومتر جنوب مجمع الحوية، وقد تم تشغيله في الربع الثالث من عام 2008، بطاقة 113 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز الطبيعي لإنتاج 310 ألف برميل/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي التي يتم استخدامها كلقيم في مصانع البتروكيماويات. يضم المجمع ثلاث خطوط إنتاج، ومستودعات لتخزين السوائل، ومرفأ لتصدير سوائل الغاز الطبيعي.

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

يشكل النفط المصدر الرئيسي للطاقة الأولية في السعودية، حيث يمثل نحو 58.4% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية عام 2012، ويحل الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية بنسبة 41.6% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية كما هو مبين بالشكل (2-29).

الشكل 2-29: توزع استهلاك الطاقة الأولية في المملكة العربية السعودية عام 2012

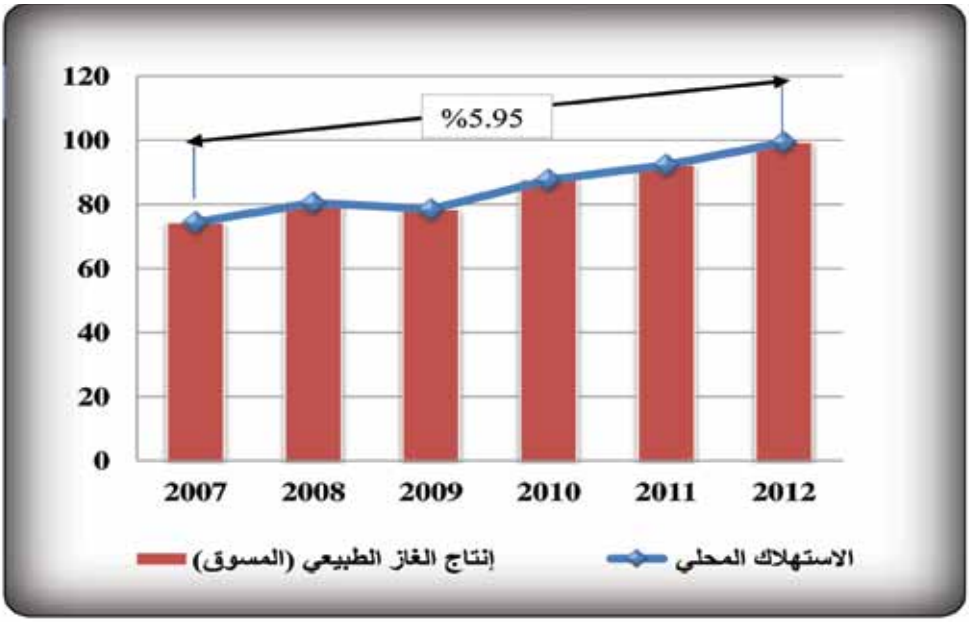


المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

تستهلك السعودية كامل إنتاجها من الغاز الطبيعي، وقد شهد الاستهلاك المحلي من الغاز نموا ملحوظا خلال الفترة (2007-2012) متزامنا مع تطور إنتاج الغاز، حيث ارتفع الاستهلاك من 74.4 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 99.33 مليار متر مكعب عام 2012 محققا نموا سنويا نسبته 5.95% كما هو مبين بالشكل (2-30).

الشكل 2-30: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في المملكة العربية السعودية خلال الفترة 2007-2012

(مليار متر مكعب)



المصادر:

- BP statistical review of the world energy, June 2013(consumption data)

-Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

- **مشاريع تطوير الغاز الحالية والمخطط لها**

وضعت شركة أرامكو السعودية برنامجا لرفع إنتاج الغاز الطبيعي إلى 160 مليار متر مكعب بنهاية العام الجاري 2014، من خلال تنفيذ مشاريع تطويرية ومنها مشروع غاز كران الذي تم تشغيله مؤخرا ووصل إلى قمة مستواه الإنتاجي البالغ 18.3 مليار متر مكعب سنويا، بالإضافة إلى مشروع غاز واسط، ومشروع تطوير حقل مدين، وهو ما سيساهم أيضا في رفع طاقة معالجة الغاز في المملكة إلى 440 مليون متر مكعب/اليوم.

- **مشروع معمل غاز واسط (Wasit)**

يهدف المشروع إلى تطوير حقلي العربية والحصباه المغمورين في الخليج على بعد 185-200 كم شمال شرق زهران. يتضمن المشروع بناء منصتي إنتاج لكلا الحقلين، ومعمل غاز ضخم (معمل غاز واسط) لمعالجة 2.5 مليار قدم مكعب/اليوم من الغاز غير المصاحب من الحقلين لإنتاج 1.75 مليار قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق بالإضافة إلى إنتاج الإيثان، والبروبان، والبيوتان، والغازولين الطبيعي[1]، ويتوقع تشغيله في منتصف العام الجاري 2014. وسيساهم المشروع في رفع إنتاج السعودية من الغاز الطبيعي بنسبة 21%، كما سيساهم المعمل الجديد في رفع طاقة معالجة الغاز الطبيعي في المملكة بنسبة 40%.

- **مشروع تطوير حقل مدين**

يهدف المشروع إلى تطوير حقل مدين الذي يقع على بعد نحو 195 كم إلى الغرب من تبوك و135 كم إلى الشمال من ضباء، وإنشاء معمل غاز بطاقة إنتاج ومعالجة 75 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز غير المصاحب من الحقل، بالإضافة إلى 4,500 برميل/اليوم من المتكثفات. وسوف يتم ضخ الغاز المعالج إلى محافظة ضباء لتغذية محطات توليد كهرباء جديدة تنوي إقامتها الشركة السعودية للكهرباء وشركة أرامكو، ويتوقع تشغيل المشروع بحلول 2015-2016.

- **مشروع حقل الحوت (Hout Gas Recovery Project)**

يقع حقل الحوت في المنطقة المقسومة بين المملكة العربية السعودية ودولة الكويت. يهدف المشروع إلى بناء منشآت بحرية لتجميع الغاز، ومد خط أنابيب تحت سطح البحر بطول 42 كم وطاقة تصميمية 1.4 مليون متر مكعب/اليوم، بالإضافة إلى تسهيلات لمعالجة الغاز، ووحدات لفصل سوائل الغاز الطبيعي، وتشرف على تنفيذه شركة عمليات الخفجي المشتركة(KJO) المملوكة لشركة أرامكو السعودية ومؤسسة البترول الوطنية الكويتية.

2-4-6: الجمهورية العربية السورية

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

شهدت الفترة 2007-2010 نموا ملحوظا في إنتاج الغاز الطبيعي(المسوق) في سوريا، حيث ارتفع الإنتاج من 6 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 8.94 مليار متر مكعب عام 2010. ونظرا لما تمر به سوريا من أحداث منذ عام 2011، بدأ إنتاج الغاز في التراجع متزامنا

1 شركة أرامكو- التقرير السنوي لعام 2012

مع التراجع الحاد في إنتاج النفط، حيث انخفض إلى 7.87 مليار متر مكعب عام 2011، واستمر في التراجع ليصل إلى 5.75 مليار متر مكعب عام 2012. ويبين الجدول (2-9)، تطور إنتاج الغاز الطبيعي في سوريا خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 2-9: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الجمهورية العربية السورية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	8.40	9.04	10.07	11.11	8.72
الغاز المسوق	5.90	6.19	8.94	7.87	5.75
الغاز المعاد حقنه	2.05	2.45	0.67	2.55	2.35
الغاز المحروق	0.15	0.15	0.15	0.24	0.32
الفاقد أثناء المعالجة	0.30	0.25	0.31	0.45	0.3

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في سوريا سبعة مجمعات لمعالجة الغاز واستخلاص مشتقات الغاز بطاقة معالجة إجمالية تقدر بنحو 40 مليون متر مكعب/اليوم. ويعتبر معمل الغاز في السويدية في الحسكة أقدم هذه المجمعات، حيث تم تشغيله عام 1985 بطاقة 0.66 مليون متر مكعب/اليوم. وفي عام 1988، تم تشغيل معمل الجبسة بطاقة معالجة 1.7 مليون متر مكعب/اليوم، ثم تم رفعها عام 1997 لتصل إلى 2.96 مليون متر مكعب/اليوم، لإنتاج 2.3 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، ونحو 30-35 طن/اليوم من غاز البترول المسال، و25-35 طن/اليوم من المتكثفات، بالإضافة إلى 20 طن/اليوم من الكبريت.

وفي عام 1991، تم تشغيل معمل غاز عمر بطاقة 4.3 مليون متر مكعب/اليوم لمعالجة الغاز المصاحب المنتج من حقول منطقة دير الزور وحقل عمر لإنتاج 4 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 4,800 برميل/اليوم من المتكثفات ، 410 طن/اليوم من غاز البترول المسال. وتم رفع طاقة المعمل عام 1995 لتصل إلى 6.5 مليون متر مكعب/اليوم.

ويعتبر مجمع غاز دير الزور أكبر مجمعات الغاز في سوريا، حيث تم تشغيله عام 2001 بطاقة معالجة 12.5 مليون متر مكعب/اليوم، ويقوم بمعالجة الغاز المصاحب من حقول النفط الواقعة في منطقة دير الزور لإنتاج 4.2 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 30–35 ألف برميل/اليوم من المتكثفات، و700–1,000 طن/اليوم من غاز البترول المسال.

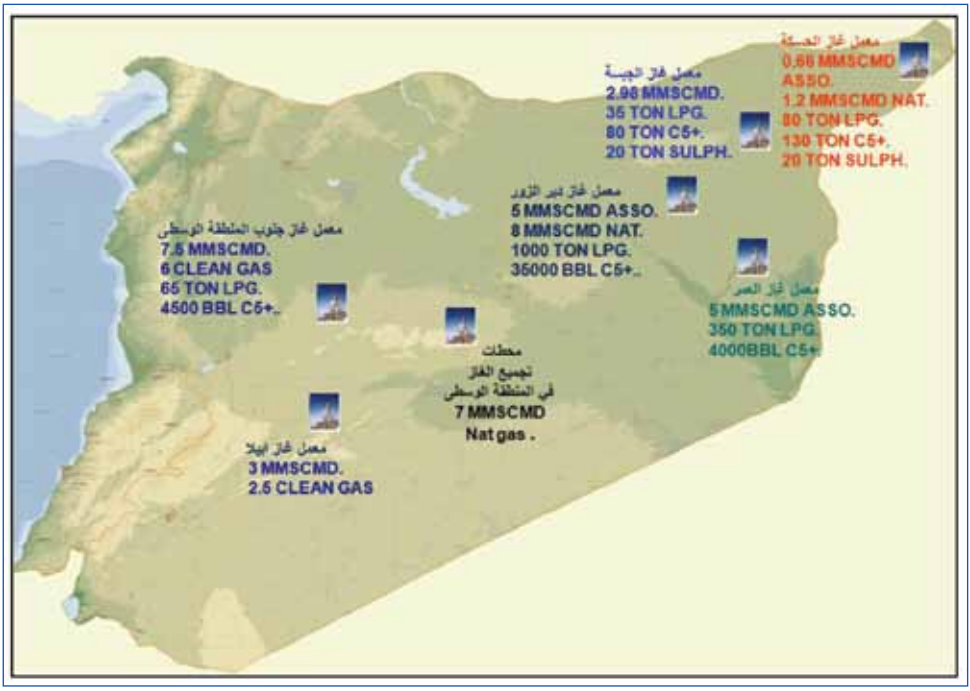
ومن المشاريع التي تم تنفيذها مؤخرا، معمل غاز جنوب المنطقة الوسطى (South Middle Area Gas Development)، وتم تشغيله عام 2009 بطاقة معالجة 7.5 مليون متر مكعب/ اليوم، لإنتاج 7 مليون متر مكعب/ اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 5,000 برميل/اليوم من المتكثفات، و55 طن/اليوم من غاز البترول المسال.

وفي عام 2010، تم تشغيل معمل ايبلا بطاقة معالجة 2.8 مليون متر مكعب/اليوم، لإنتاج 2.5 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 2,500 برميل/اليوم من المتكثفات، و120 طن/اليوم من البروبان. ويبين الجدول (2–10) والشكل (2–31) مجمعات ومعامل معالجة الغاز الطبيعي في سوريا.

الجدول 2–10: مجمعات ومعامل معالجة الغاز الطبيعي في الجمهورية العربية السورية

المجمع/المصنع	طاقة المعالجة مليون متر مكعب/اليوم	الغاز المباع مليون متر مكعب/اليوم	غاز البترول المسال طن/ اليوم	المتكثفات برميل/اليوم
السويدية	0.66	0.4	105	46 (طن/اليوم)
الجبسة	2.96	2.3	30–35	25–35 (طن/اليوم)
المنطقة الوسطى	7	–	–	–
دير الزور	12.5	4.2	700-1000	30,000-35,000
العمر	6.5	6	410	4,800
جنوب المنطقة الوسطى	7.5	7	55	5,000
ايبلا	2.8	2.5	120	2,500
إجمالي طاقة المعالجة	**40** (مليون متر مكعب/اليوم)			

الشكل 2-31: مجمعات ومعامل معالجة الغاز الطبيعي في الجمهورية العربية السورية

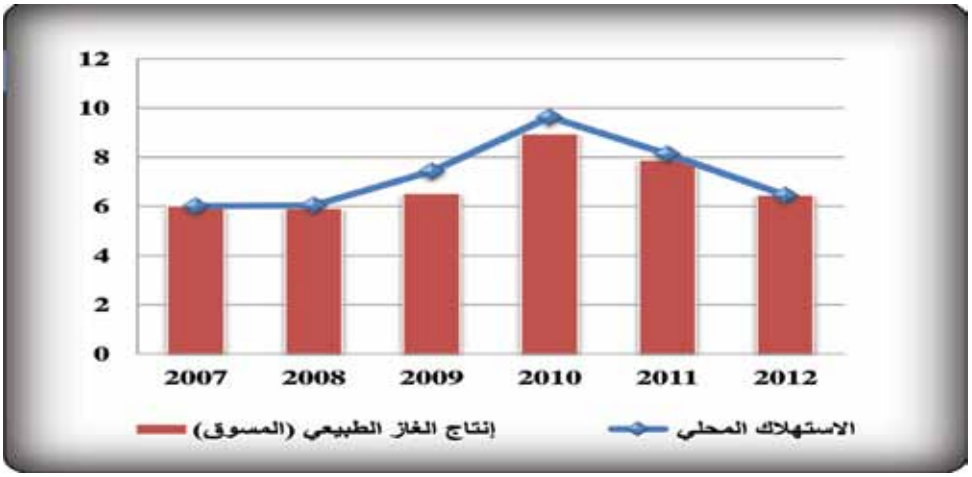


المصدر: المؤسسة العامة للنفط-سوريا

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

شهدت الفترة 2007-2010 نموا ملحوظا في استهلاك الغاز في سوريا، حيث كان لا يتجاوز 6 مليار متر مكعب عام 2007. ومع تنامي الطلب المحلي على الغاز بما يفوق مستويات الإنتاج المحلية، بدأت سوريا في استيراد الغاز الطبيعي من مصر عام 2008، وارتفع الاستهلاك من 6.04 مليار متر مكعب عام 2008 ليصل إلى 8.94 مليار متر مكعب عام 2010، ثم بدأ الاستهلاك المحلي في التراجع حيث بلغ 6.44 مليار متر مكعب 2012 كما هو مبين بالشكل (2-32).

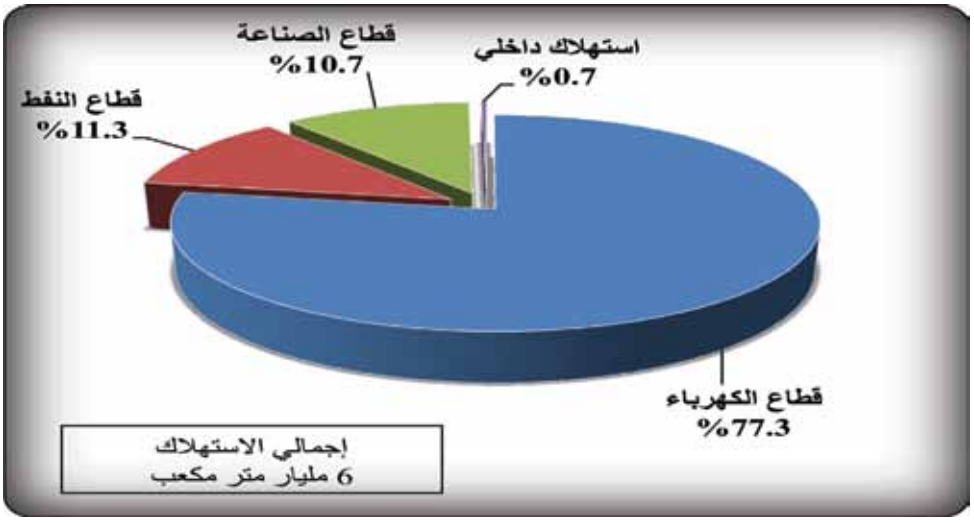
الشكل 2-32: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الجمهورية العربية السورية (مليار متر مكعب)



المصدر: US. Energy Information Administration, EIA

يستحوذ قطاع الكهرباء على النصيب الأكبر من استهلاك الغاز الطبيعي في سوريا حيث يمثل نحو 77.3% من إجمالي الاستهلاك (بيانات عام 2008)، ثم يليه قطاع النفط بنسبة 11.3% ، بينما يمثل قطاع الصناعة نحو 10.7% من إجمالي الاستهلاك كما هو مبين بالشكل (2-33).

الشكل 2-33: توزع استهلاك الغاز الطبيعي في الجمهورية العربية السورية عام 2008



المصدر: المؤسسة العامة للنفط-سوريا

- **مشاريع تطوير الغاز**

مشروع غاز شمال المنطقة الوسطى

يهدف المشروع إلى إنشاء شبكة تجميع ومعمل لمعالجة الغاز الطبيعي من حقول المنطقة الوسطى بطاقة 3.5 مليون متر مكعب/اليوم لإنتاج 3 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، 2,000 برميل/اليوم من المتكثفات بالإضافة إلى 53 طن/اليوم من غاز البترول المسال. وكان من المخطط أن يتم تشغيل المشروع عام 2011، ولكن توقف نظرا للظروف الحالية.

مشروع معمل غاز حيان

يهدف المشروع إلى إنشاء شبكة تجميع ومعمل لمعالجة الغاز الطبيعي من حقلي جهار والمهر بطاقة 4 مليون متر مكعب/اليوم لإنتاج 3 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق. وكان من المخطط أن يتم تشغيل المشروع عام 2011، ولكن توقف أيضا نظرا للظروف الحالية.

2-4-7: جمهورية العراق

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

يهيمن الغاز المصاحب على إنتاج العراق من الغاز الطبيعي، لذا يتواكب تطور الإنتاج الإجمالي من الغاز الطبيعي مع تطور إنتاج النفط. وفي هذا الصدد، ارتفع الإنتاج الإجمالي من الغاز الطبيعي من 14.78 مليار متر مكعب عام 2008 ليصل إلى 20.5 مليار متر مكعب عام 2012، محققا نموا سنويا نسبته 5% خلال تلك الفترة. ولكن يهدر أكثر من نصف الإنتاج المحلي من الغاز نظراً لضعف البنية التحتية اللازمة لتجميع ومعالجة الغاز نتيجة تعرض منشآت تصنيع الغاز إلى أضرار بالغة خلال أحداث عام 2003. وقد بلغ حجم الغاز المحروق في عام 2012 قرابة 12 مليار متر مكعب بما يعادل 58.4% من إجمالي إنتاج الغاز، بينما بلغ إنتاج الغاز المسوق 0.65 مليار متر مكعب بما يعادل 3.2% من إجمالي الإنتاج كما هو مبين بالجدول (2-11).

الجدول 2-11: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في جمهورية العراق (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	14.78	16.58	16.88	18.69	20.50
الغاز المسوق	1.89	1.15	1.30	0.88	0.65
الغاز المعاد حقنه	0.90	0.97	0.81	0.97	0.88
الغاز المحروق	6.01	6.98	7.57	9.61	11.98
الفاقد في المعالجة	5.99	7.48	7.20	7.23	7

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

ينتج الغاز الحر من حقل الأنفال في شمال العراق، ويعود تشغيله إلى عام 1990، ويتم نقله عبر خط أنابيب طوله 30 كم لمعالجته في محطة جمبور بالقرب كركوك، ويستخدم الغاز المعالج في تغذية محطات الكهرباء ومصانع البتروكيماويات. ومن حقول الغاز الحر الأخرى حقل خور مور في كردستان العراق الذي تم تشغيله عام 2008. ويستخدم الغاز المنتج من الحقل بعد معالجته في تغذية محطتين لتوليد الكهرباء في أربيل والسليمانية ذات قدرة إجمالية 1,750 ميجاوات.

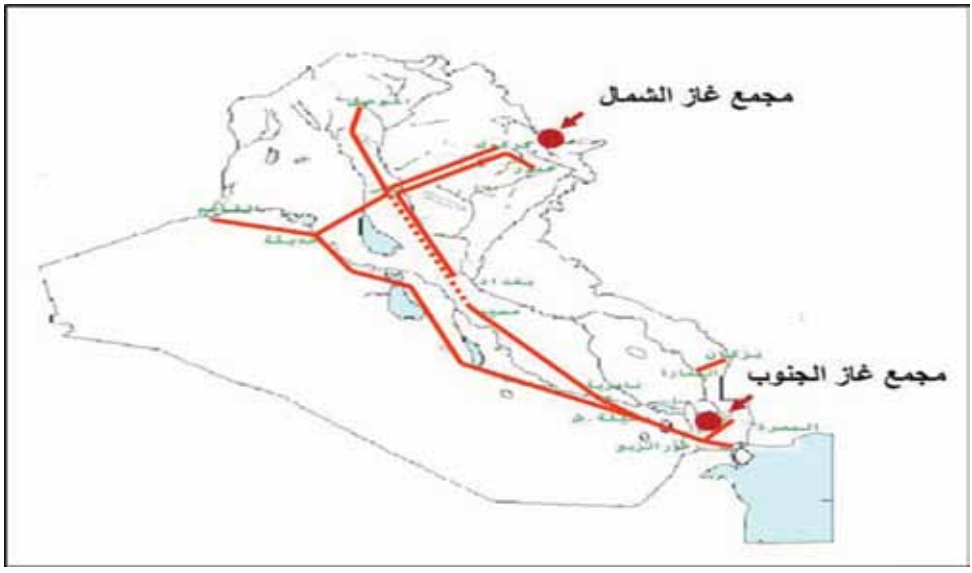
- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في العراق أربعة مجمعات لمعالجة الغاز الطبيعي بطاقة تصميمية إجمالية تقدر بنحو 60 مليون متر مكعب/اليوم كما هو مبين بالجدول (2-12). وأحدث هذه المجمعات يقع في حقل خور مور وتقدر طاقته الاستيعابية بنحو 10 مليون متر مكعب/اليوم لإنتاج 7 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 500 ألف طن سنويا من غاز البترول المسال. كما يوجد في العراق مجمعين كبيرين لمعالجة وتصنيع الغاز الطبيعي في شمال وجنوب العراق كما هو مبين بالشكل (2-34) إلا انها تعرضت لأضرار كبيرة أثناء أحداث عام 2003 وبالأخص مجمعات غاز الجنوب، مما أدى إلى تدهور الطاقة الإنتاجية إلى ما دون الثلث، وهو ما يفسر الهدر الحالي في إنتاج الغاز الطبيعي وبالأخص في جنوب العراق.

الجدول 2-12: الطاقة التصميمية لمجمعات ومعامل الغاز الطبيعي في جمهورية العراق

المجمع	الغاز الخام مليون متر مكعب/اليوم	الغاز المسوق مليون متر مكعب/اليوم	غاز البترول المسال ألف طن/السنة	الغازولين ألف طن/السنة
مجمع غاز الشمال	15	11.3	1,183	384
مجمع غاز الجنوب	29.7	21.5	4,000	1,500
شمال الرميلة	6	5.7	-	-
مجمع خور مور	10	7	500	-
الإجمالي	**60.7**	**45.5**	**5،683**	**1،884**

الشكل 2-34: مجمعات معالجة الغاز الطبيعي في جمهورية العراق



المصدر: وزارة النفط العراقية

- **مجمع غاز الشمال**

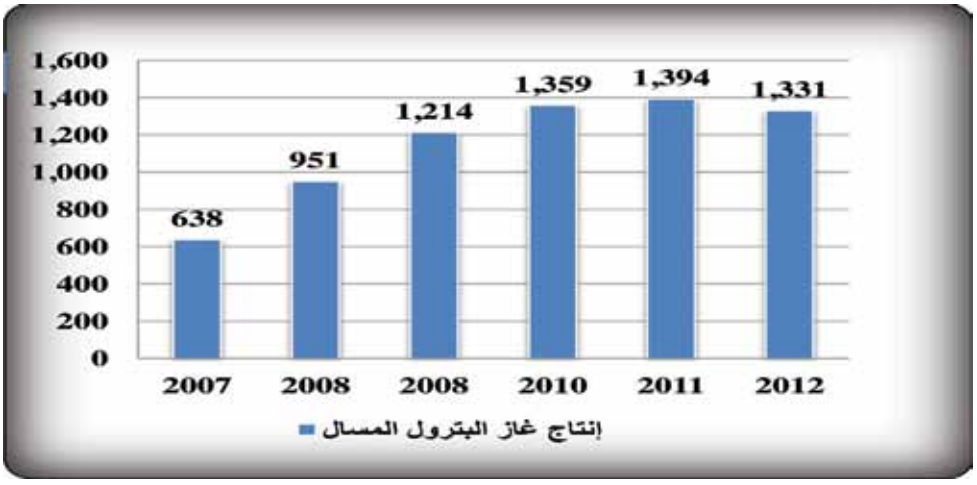
يقع قرب مدينة كركوك ويعود تشغيله إلى منتصف الثمانينات. وتقدر الطاقة الاستيعابية للمجمع بنحو 15 مليون متر مكعب/ اليوم، لإنتاج 11.3 مليون متر مكعب/ اليوم من الغاز المسوق بالإضافة إلى 1،183 ألف طن سنويا من غاز البترول المسال، 384 ألف طن سنويا

من الغازولين الطبيعي و528 ألف طن سنويا من الكبريت. ويضم المجمع وحدات لتجزئة سوائل الغاز، وأبراج تثبيت، وثماني محطات لضغط الغاز الطبيعي، وشبكة من خطوط الأنابيب طولها 250 كم لتجميع الغاز المنتج من الحقول إلى مجمع المعالجة، وتوصيل غاز البترول المسال إلى المستهلكين في بغداد والمدن المجاورة.

- **مجمع غاز الجنوب**

يقع مجمع غاز الجنوب في جنوب العراق في محافظة البصرة، ويعود تشغيله إلى عام 1990. ويتكون المجمع من ثلاث وحدات لنزع سوائل الغاز (NGL) يبلغ مجموع طاقتها الإنتاجية 29.7 مليون متر مكعب/اليوم (9.9 مليون متر مكعب/اليوم لكل وحدة). يوجد واحدة منها في منطقة شمال الرميلة، وهي تقوم بفصل السوائل عن الغاز المصاحب وضخها إلى معمل خور الزبير. ويضم معمل خور الزبير وحدتين لنزع سوائل الغاز الطبيعي، بالإضافة إلى وحدات تجزئة لإنتاج غاز البترول المسال. كما يوجد وحدة لمعالجة الغازات الفائضة في شمال الرميلة بطاقة 6 مليون متر مكعب/اليوم. ويهدف المجمع لإنتاج 21.5 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، بالإضافة إلى 4 مليون طن سنويا من غاز البترول المسال، و 1.5 مليون طن سنويا من الغازولين الطبيعي[1]. وملحق بالمجمع مرفأ لتصدير غاز البترول المسال والغازولين الطبيعي في خور الزبير على الخليج العربي بطاقة 4 مليون طن/السنة. وفي عام 2012، بلغ إنتاج غاز البترول المسال نحو 1,331 ألف طن كما هو مبين بالشكل (2-35).

الشكل 2-35: تطور إنتاج غاز البترول المسال في جمهورية العراق (ألف طن)



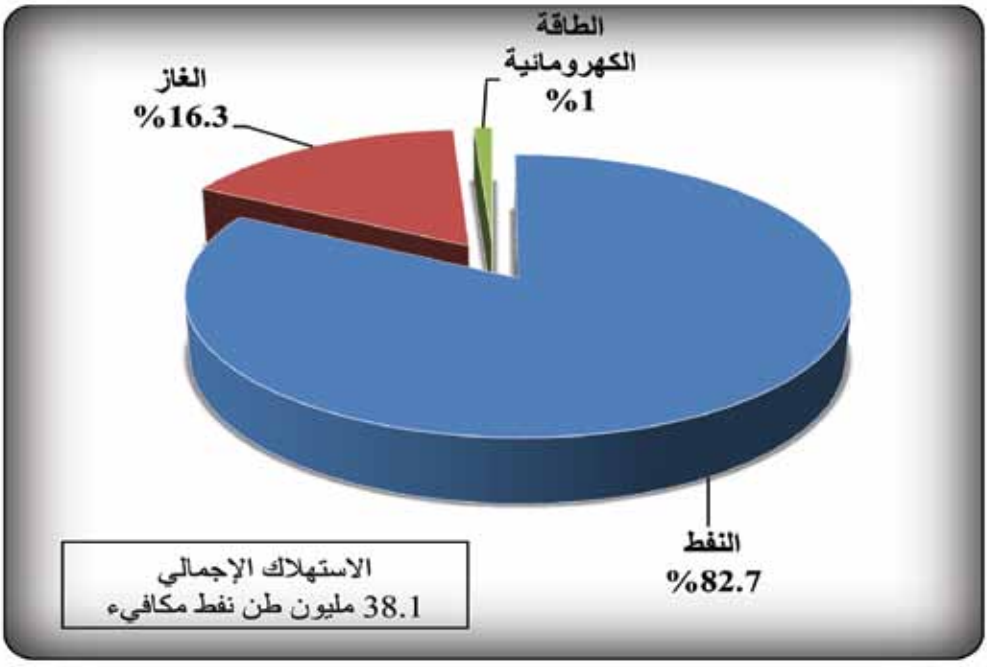
المصدر: وزارة النفط العراقية

1 Natural gas survey, Middle East & North Africa, 2013 edition

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

يعتمد العراق بشكل أساسي على النفط في تلبية الطلب على الطاقة الأولية، إذ يمثل نحو 82.7% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، ويأتي الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية بنسبة 16.3% كما هو مبين بالشكل (2-36).

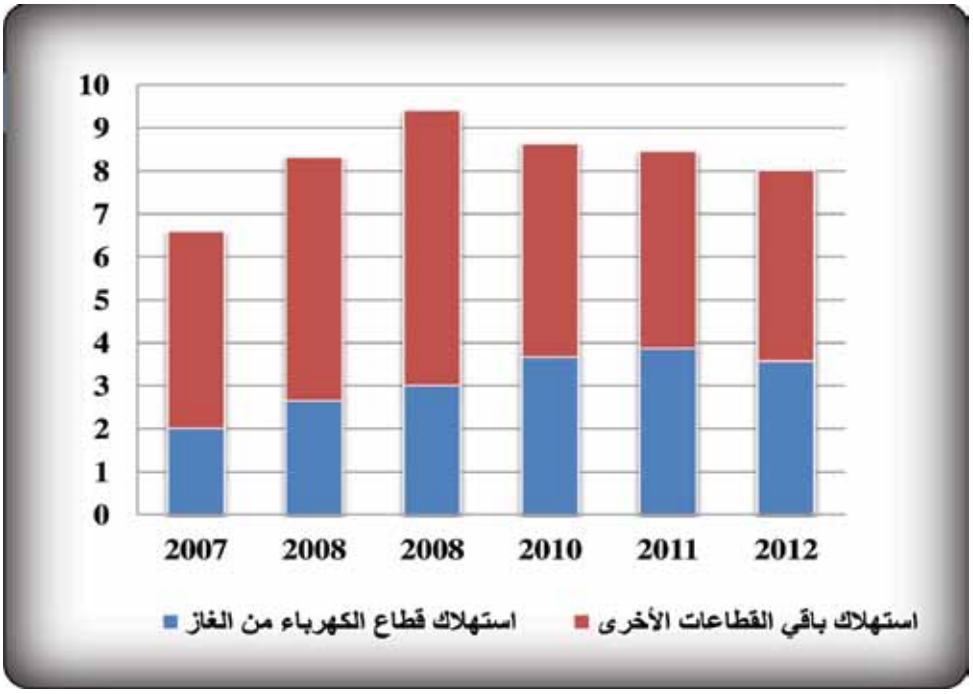
الشكل 2-36: توزع استهلاك الطاقة الأولية في جمهورية العراق عام 2010



المصدر: EIA world energy outlook.2012

يعتبر قطاع الكهرباء المستهلك الرئيسي للغاز الطبيعي في العراق بنسبة تصل إلى 45% من إجمالي الاستهلاك. وقد ارتفع الاستهلاك المحلي من الغاز الطبيعي من 6.6 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 8 مليار متر مكعب عام 2012. ويبين الشكل (2-37) تطور الاستهلاك المحلي من الغاز الطبيعي في العراق خلال الفترة 2007-2012.

الشكل 2-37: تطور الاستهلاك المحلي من الغاز الطبيعي في جمهورية العراق (مليار متر مكعب)



المصدر : وزارة النفط العراقية

- **مشاريع تطوير الغاز الطبيعي الجاري تنفيذها والمخطط لها**

مشروع استثمار غاز الجنوب

يهدف المشروع إلى معالجة الغاز المصاحب الذي يحرق حاليا في حقول الرميلة، وغرب القرنة-1، والزبير في جنوب العراق ويقدر بنحو 700 مليون قدم مكعب يوميا. وتأسست لهذا الغرض شركة غاز البصرة (BGC) في نوفمبر/تشرين الثاني من عام 2011، كمشروع مشترك بين شركة غاز الجنوب (51%)، وشركة Mitsubishi (5%)، وشركة Shell (44%) باستثمارات 12.8 مليار دولار. ومن المخطط استثمار 4 مليار دولار إضافي في حال تنفيذ مشروع مستقبلي لتسييل الغاز الطبيعي وتصديره بطاقة إنتاجية 4 مليون طن/السنة (600 مليون قدم مكعب غاز يوميا) وذلك بعد تلبية احتياجات السوق المحلي من الغاز الطبيعي، وغاز البترول المسال الذي يتم استيراده حاليا لسد العجز. ووفقا للاتفاقية الموقعة مع وزارة النفط العراقية، فإن شركة غاز البصرة ستقوم ببيع الغاز المعالج إلى شركة غاز الجنوب

الحكومية، حيث ستكرس شركة غاز البصرة جهودها لإعادة تأهيل وتطوير المنشآت الحالية لإعادة تشغيلها، بالإضافة إلى بناء منشآت جديدة والتي من المتوقع أن ترفع الطاقة الانتاجية من 400 مليون قدم مكعب/اليوم إلى 2 مليار قدم مكعب/اليوم.

تطوير حقل المنصورية

يهدف المشروع إلى تطوير حقل المنصورية في محافظة ديالى، وبناء تسهيلات لمعالجة الغاز المنتج من الحقل بطاقة 3.3 مليار متر مكعب سنويا. يقوم على تطوير الحقل ائتلاف مكون من شركة TPAO التركية، وشركة Kuwait Energy، ومؤسسة Korea Gas Corporation.

تطوير حقل عكاس

يهدف المشروع إلى تطوير حقل عكاس في محافظة الأنبار غرب العراق لإنتاج 4.1 مليار متر مكعب سنويا. يقوم على تطوير الحقل مؤسسة Korea Gas Corporation بموجب اتفاق موقع مع الحكومة العراقية عام 2011.

تطوير حقل السيبة

يهدف المشروع إلى تطوير حقل السيبة في محافظة البصرة لإنتاج 1 مليار متر مكعب سنويا. يقوم على تطوير الحقل ائتلاف مكون من شركة TPAO التركية، وشركة Kuwait Energy.

2-4-8: دولة قطر

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

تعتبر دولة قطر أكبر منتج للغاز الطبيعي (المسوق) على مستوى الدول العربية. وقد شهدت الفترة (2007-2012) تطورا كبيرا في إنتاج الغاز الطبيعي، ويعود ذلك إلى الأنشطة التطويرية في حقل الشمال العملاق، حيث ارتفع الإنتاج من 63.2 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 152.74 مليار متر مكعب عام 2012 محققا نموا سنويا نسبته 19.3%. ويمثل الغاز الطبيعي المسوق نحو 96.2% من إجمالي إنتاج الغاز عام 2012. ويبين الجدول (2-13) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في دولة قطر خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 2-13: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في دولة قطر
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	90.88	102.80	130.57	160.17	158.72
الغاز المسوق	76.97	89.29	116.70	145.47	152.74
الغاز المعاد حقنه	4.76	3.89	5.60	5.90	2.66
الغاز المحروق	3.60	3.97	2.80	2.70	0.7
الفاقد	5.55	5.65	5.47	6.10	2.62

المصدر: Cedigaz natural gas in the world، various issues

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي وإنتاج سوائل الغاز**

يوجد في دولة قطر أربعة مجمعات لمعالجة سوائل الغاز الطبيعي في منطقة مسيعيد تابعة لشركة قطر للبترول. وتضم هذه المجمعات وحدات لمعالجة الغاز الطبيعي وتجفيفه، ووحدات نزع المركبات الحامضية، ووحدات فصل السوائل وتجزئتها، ومستودعات لتخزين البروبان، والبيوتان، والغازولين الطبيعي وملحق بها مرفأ خاص لتصدير غاز البترول المسال والمتكثفات.

تم تشغيل المجمع الأول (NGL-1) عام 1974 لمعالجة سوائل الغاز المصاحب من حقل دخان النفطي والتي يتم فصلها في ثلاث محطات في جليلية وفحاحيل وخطية، بينما تم تشغيل المجمع الثاني (NGL-2) عام 1980 لمعالجة سوائل الغاز المصاحب من حقول ميدان محزم، والعد الشرقي، وبو الحنين، والتي يتم فصلها في التسهيلات البحرية وتدفيعها عبر خط بحري طوله 85 كم. وفي عام 1955، تم تشغيل المجمع الثالث (NGL-3) لمعالجة الغاز وسوائل الغاز الطبيعي من حقل الشمال. وتصل الطاقة الإجمالية للمجمعات الثلاثة إلى نحو 5 مليون طن/السنة من البيوتان، والبروبان، والغازولين الطبيعي، والنافثا .

وأحدث هذه المجمعات هو المجمع الرابع (NGL-4) الذي اكتمل بناؤه عام 2003، وهو مخصص لمعالجة سوائل الغاز الطبيعي المنتج من مكمن عرب (D) في حقل دخان النفطي، وغاز حقل الشمال لإنتاج 3,200 طن/اليوم من الإيثان، و3,000 طن/اليوم من البروبان، و2,100 طن/اليوم من البيوتان، إضافة إلى 780 طن/اليوم من المتكثفات.

وبالإضافة إلى مجمعات معالجة الغاز الطبيعي، يوجد في قطر أكبر مجمعين لتحويل الغاز إلى سوائل (GTL) وهما مجمع أوريكس ومجمع اللؤلؤة، يبلغ مجموع طاقتهما التصميمية 174 ألف برميل/اليوم.

- **مجمع (ORYX-GTL)**

هو مشروع مشترك بين شركة قطر للبترول (51%) وشركة ساسول (49%) ويقع في منطقة رأس لفان وتبلغ طاقته التصميمية 34 ألف برميل/اليوم. ويهدف إلى معالجة 9.3 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المنتج من حقل الشمال لإنتاج 24 ألف برميل/اليوم من زيت الوقود، 9,000 برميل/اليوم من النافثا بالإضافة إلى 1,000 برميل/اليوم من غاز البترول المسال، وتم تشغيل المشروع في عام 2006.

- **مجمع اللؤلؤة (Pearl-GTL)**

هو مشروع مشترك بين شركة قطر للبترول (51%) وشركة Shell (49%) ويقع في منطقة رأس لفان، وهو أكبر مشروع لتحويل الغاز إلى سوائل (GTL) في العالم. ويهدف المشروع إلى معالجة 45.2 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المنتج من قطاعين في حقل الشمال القطري بمساحة إجمالية 144 كم مربع، وذلك لإنتاج 50 ألف برميل/اليوم من زيت الوقود، 25 ألف برميل/اليوم من الكيروسين، 35 ألف برميل/اليوم من النافثا، 30 ألف برميل/اليوم من زيوت الأساس، بالإضافة إلى 120 ألف برميل/اليوم من سوائل الغاز الطبيعي. وتم تشغيل خط الإنتاج الأول في آذار/مارس من عام 2011، ثم الخط الثاني في كانون الأول/ديسمبر من نفس العام.

ومن المشاريع الأخرى ذات الأهمية التي تهدف إلى تلبية الطلب المحلي على الغاز مشروع غاز الخليج.

- **مشروع غاز الخليج**

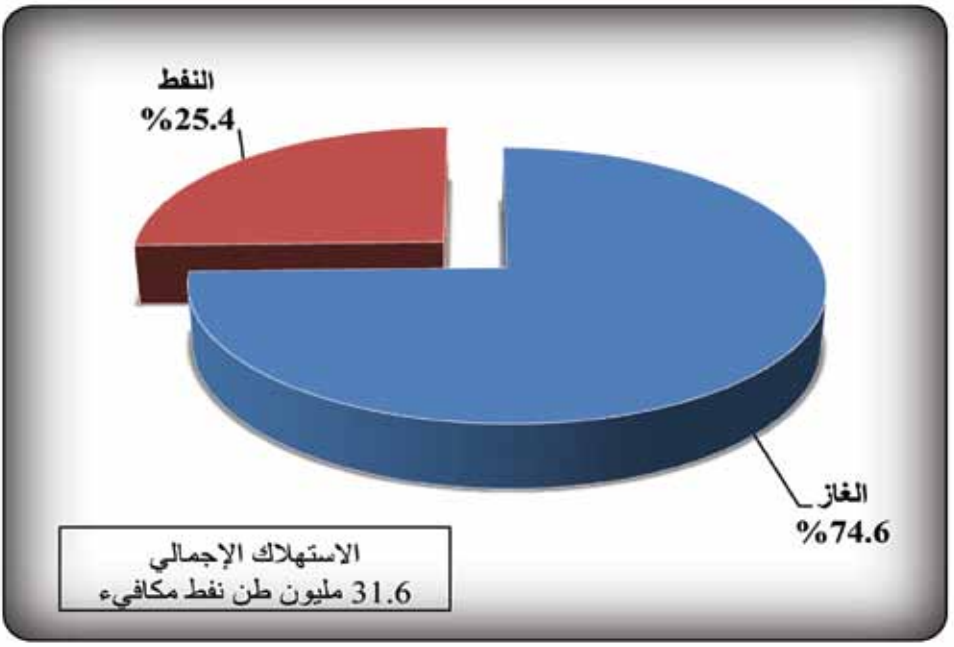
يهدف إلى مد السوق المحلي بـ 2 مليار قدم مكعب/اليوم من الغاز لتلبية الطلب المتنامي على الغاز، بالإضافة إلى الإيثان كلقيم في مصانع البتروكيماويات، والمتكثفات وغاز البترول المسال والكبريت لأغراض التصدير. وتم تنفيذ المشروع على مرحلتين، حيث تم تشغيل المرحلة الأولى(AKG-1) في تشرين الثاني/ نوفمبر من 2006، بطاقة أولية تقدر بحوالي 744 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق لإمداد مصنع أوريكس، وبعض الشركات الصناعية في منطقة مسيعيد، بالإضافة إلى محطات توليد الطاقة. وفي الربع الثالث من عام 2009، تم تشغيل المرحلة الثانية (AKG-2) من المشروع للوصول إلى الطاقة الإنتاجية المقررة. وبلغ

متوسط إنتاج مشروع غاز الخليج عام 2012 نحو 1،800 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز المسوق، 27.9 مليون برميل من المتكثفات، بالإضافة إلى 1.149 مليون طن من غاز البترول المسال[1].

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

تعتمد دولة قطر بشكل أساسي على الغاز الطبيعي في تلبية الطلب المحلي على الطاقة الأولية، حيث يمثل نحو 74.6% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية عام 2012، يليه النفط بنسبة 25.4% كما هو مبين بالشكل (2-38).

الشكل 2-38: توزع استهلاك الطاقة الأولية في دولة قطر عام 2012

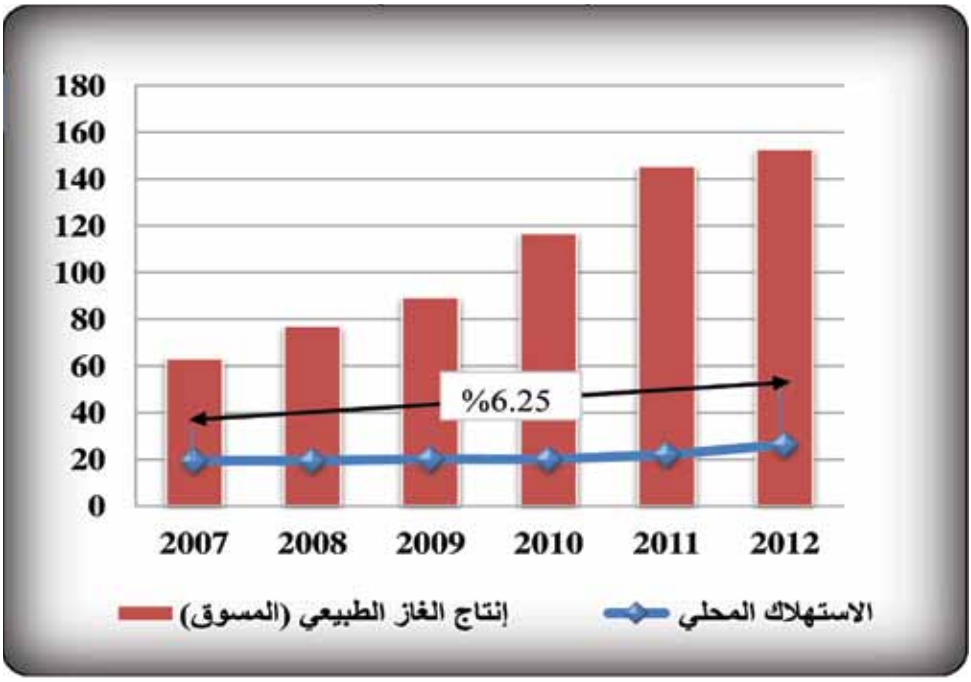


المصدر: BP statistical review of the world energy، June 2013

وقد ارتفع الاستهلاك المحلي من الغاز الطبيعي من 19.3 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 19.9 مليار متر مكعب عام 2010، ثم ارتفع بشكل ملحوظ خلال العامين الماضيين ليصل إلى 26.2 عام 2012. وقد بلغ معدل النمو السنوي لاستهلاك الغاز خلال تلك الفترة نحو 6.25% كما هو مبين بالشكل(2-39).

1 Qatar Petroleum annual report, 2012

الشكل 2-39: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في دولة قطر خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



- **مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها**

مشروع غاز برزان

تخطط دولة قطر لرفع إنتاج الغاز الطبيعي من حقل الشمال إلى قرابة 22 مليار قدم مكعب/اليوم بحلول عام 2015، على أن يستمر تخصيص 10% من الإنتاج إلى صناعة تحويل الغاز إلى سوائل، ونحو 60% لمشاريع الغاز الطبيعي المسيل في شركتي قطر غاز، وراس غاز، بينما تخصص النسبة المتبقية لتسويق الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب. ويجرى حاليا تنفيذ مشروع غاز برزان، وهو مشروع مشترك بين شركة قطر للبترول (93%) وشركة Exxon Mobil (7%) بموجب اتفاقية تم توقيعها بين الشركتين في كانون الثاني/ يناير 2011 [1]، باستثمارات 10.4 مليار دولار.

1 Qatar Petroleum annual report, 2012

يشمل المشروع تركيب ثلاث منصات تضم نحو ثلاثين بئرا تطويريا، يبلغ مجموع أطوالها حوالي 138 كيلومتر، وتمتد لأكثر من ثلاثة آلاف متر تحت سطح البحر، بالإضافة إلى خطي أنابيب لنقل الغاز إلى مجمع جديد لمعالجة الغاز في مدينة رأس لفان الصناعية، الذي سيخصص إنتاجه لتلبية احتياجات السوق المحلي. وستقوم شركة راس غاز بتنفيذ المشروع على مرحلتين، حيث تتضمن المرحلة الأولى بناء خط الإنتاج الأول (Train-1) بطاقة إنتاجية 40 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز المسوق، وتشغيله خلال الربع الثالث من العام الجاري 2014. وفي المرحلة الثانية، سيتم إضافة خط الإنتاج الثاني (Train-2) بطاقة 20 مليون متر مكعب/اليوم وتشغيله بنهاية عام 2015. كما يشمل المشروع إنتاج 29 ألف برميل/اليوم من المتكثفات، 1,960 طن/اليوم من الإيثان، 860 طن/اليوم من البروبان، 680 طن/اليوم من البيوتان.

2-4-9: دولة الكويت

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

ارتفع إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الكويت من 12.1 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 15.52 عام 2012، محققا نموا سنويا نسبته 5.1%. ويمثل الغاز المسوق إجمالي إنتاج الغاز تقريبا عام 2012، ويعود ذلك إلى نجاح الاستراتيجية التي اتبعتها شركة نفط الكويت للوصول إلى مستويات منخفضة جدا من حرق الغاز المصاحب للنفط الخام حيث بلغت أقل من 1% من الإنتاج الإجمالي للغاز خلال عام 2012-2013. ويبين الجدول (2-14) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في دولة الكويت خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 2-14: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في دولة الكويت

(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	14.25	12	11.95	13.75	15.52
الغاز المسوق	12.75	11.5	11.73	13.53	15.52
الغاز المحروق	0.5	0.5	0.22	0.22	0.01
الفاقد في المعالجة	1	0	0	0	0

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

يهيمن الغاز المصاحب للنفط على إنتاج الغاز الطبيعي في الكويت. بينما يشكل إنتاج الغاز الحر من الحقول الجيوراسية في شمال البلاد نحو 10% من إجمالي الإنتاج ويقدر إنتاجها بنحو 135–145 مليون قدم مكعب/اليوم.

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في الكويت أربعة مجمعات لمعالجة الغاز الطبيعي بطاقة معالجة 71 مليون متر مكعب/ اليوم موزعة على مختلف المناطق في البلاد. ففي شمال الكويت، يتم تجميع الغاز المصاحب المنتج من حقلي الروضتين والصابرية، ومعالجته في المجمع الأول بطاقة 16 مليون متر مكعب/اليوم.

وفي غرب الكويت، يتم تجميع الغاز المصاحب من الحقول المنتجة في المنطقة، وتضم حقول مناقيش، وأم قدير، وأم قدير جنوب، ومعالجته في المجمع الثاني بطاقة 16 مليون متر مكعب/اليوم.

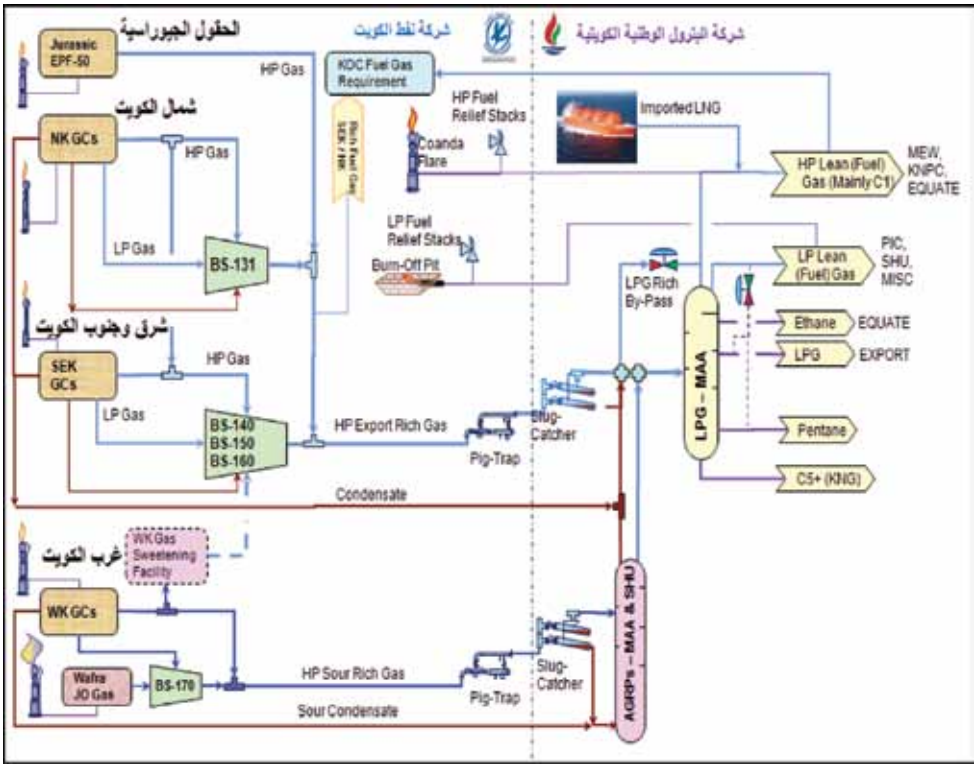
وفي جنوب وشرق الكويت، يتم تجميع الغاز المصاحب من الحقول المنتجة في المنطقة، وتضم حقول البرقان، والمقوع–الأحمدي، من خلال منظومة منفصلة ومعالجته في المجمع الثالث بطاقة 16 مليون متر مكعب/اليوم.

وأحدث هذه المجمعات هو المجمع الرابع الذي تم تشغيله عام 2011 لمعالجة الغاز الحر والمصاحب بطاقة 23 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز، ونحو 105 ألف برميل/اليوم من المتكثفات.

وتتألف منظومة تجميع الغاز في حقول المنطقة المقسومة من جزئيين بري وبحري، حيث يقع الجزء الأكبر منها في المغمورة في حقلي الخفجي والحوت، وتقدر طاقتها بنحو 2.8 مليون متر مكعب/اليوم. ويتم إيصال الغاز الطبيعي إلى مجمع رأس الزور، بالإضافة إلى خط غاز يربط الحقول بمعمل الشعيبة وميناء الأحمدي. وعلى اليابسة، توجد تسهيلات في منطقة الوفرة بطاقة 268 ألف متر مكعب/اليوم.

أما بالنسبة لإنتاج الغاز الحر من الحقول الجيوراسية، فيتم معالجة الغاز في مواقع الإنتاج من خلال تسهيلات المعالجة الأولية (EPF). ويبين الشكل (2–40) منظومة معالجة وتسويق الغاز الطبيعي في دولة الكويت.

الشكل 2-40: منظومة معالجة وتسويق الغاز الطبيعي في دولة الكويت



المصدر: شركة نفط الكويت

وتضم مصفاة ميناء الأحمدي التابعة لشركة البترول الوطنية الكويتية، مصنع لإنتاج غاز البترول المسال ويضم ثلاثة خطوط إنتاج يبلغ مجموع طاقاتها الاستيعابية نحو 48.8 مليون متر مكعب/اليوم. وهي تقوم باستلام الغاز الطبيعي والمتكثفات من شركة نفط الكويت ومصافي التكرير لإنتاج البروبان والبيوتان حيث يتم تصديرهما عبر رصيف التحميل الجنوبي في ميناء الأحمدي[1]، وكذلك إنتاج غاز الوقود لاستخدامه في محطات الطاقة الكهربائية وفي الصناعات الأخرى.

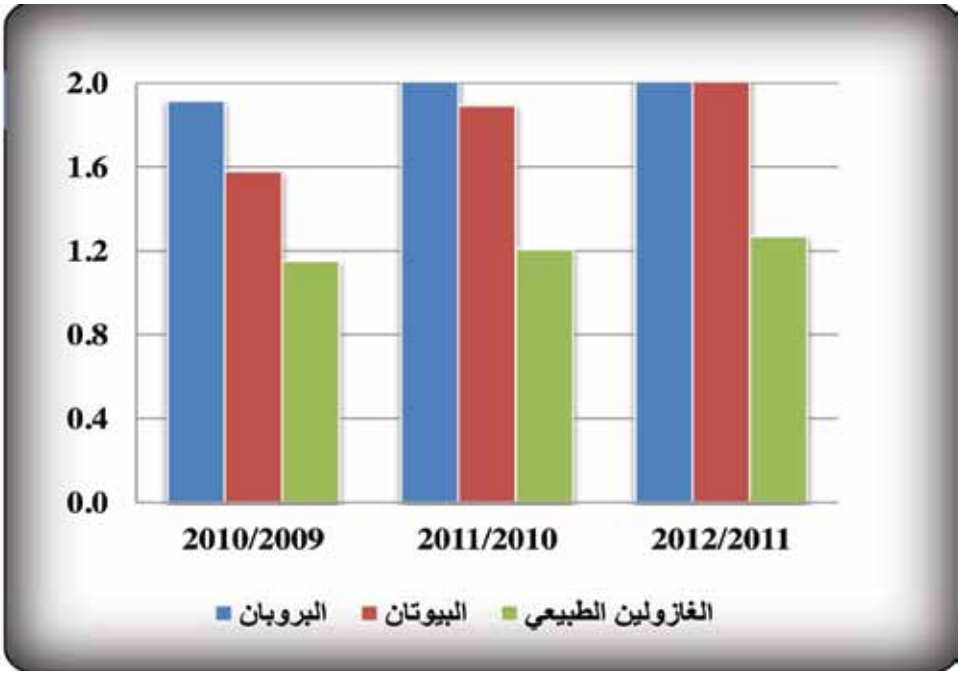
وفي آذار/ مارس من العام الجاري 2014، تم تشغيل مشروع خط الإنتاج الرابع الذي يهدف إلى معالجة الزيادة المستقبلية المتوقعة من الغازات والمتكثفات الناتجة من حقول النفط والغاز، لإنتاج غاز البترول المسال، وفصل غازي الميثان والإيثان. وتبلغ الطاقة

1 الموقع الرسمي لشركة البترول الوطنية الكويتية

الاستيعابية للوحدة الجديدة 23 مليون متر مكعب/اليوم بالإضافة إلى 106 ألف برميل/اليوم من المتكثفات. وبذلك تصل الطاقة الإجمالية إلى 71.8 مليون متر مكعب/اليوم (2,530 مليون قدم مكعب/اليوم)

كما قامت شركة البترول الوطنية الكويتية مؤخرا بالانتهاء من كل الدراسات الهندسية الأولية لإنشاء الخط الخامس لإنتاج غاز البترول المسال، وهو مشروع مماثل للخط الرابع، مع وجود حاجة له في ضوء التوقعات المستقبلية لزيادة إنتاج الغاز والمتكثفات. ويبين الشكل(2-41) تطور إنتاج البروبان، والبيوتان، والغازولين الطبيعي في دولة الكويت.

الشكل2-41: تطور إنتاج البروبان، والبيوتان، والغازولين الطبيعي في دولة الكويت (مليون طن)



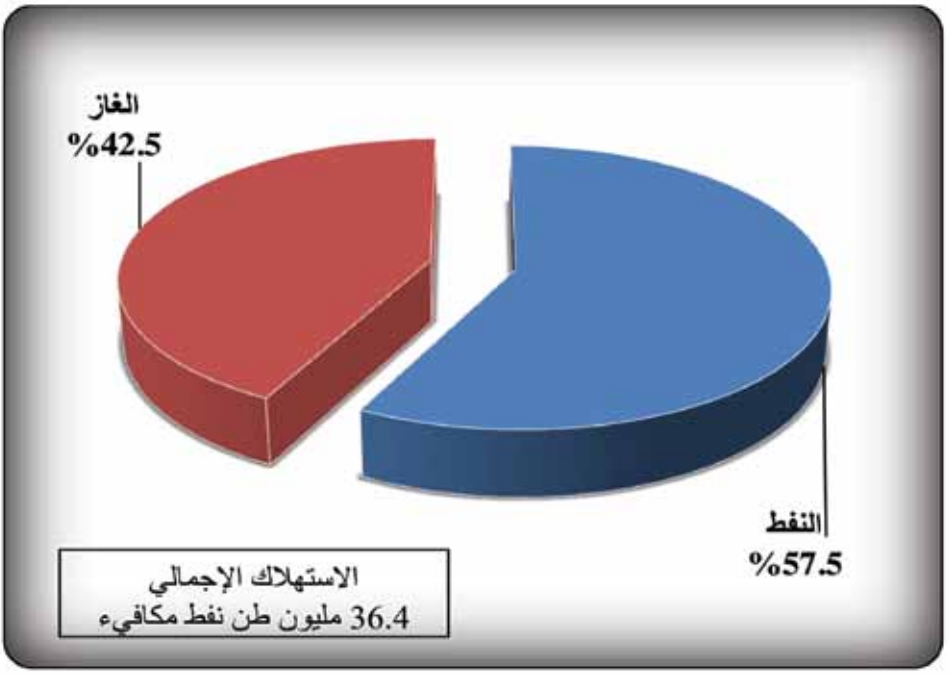
المصدر: شركة البترول الوطنية الكويتية- التقرير السنوي، أعداد مختلفة

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

تعتمد الكويت على النفط بشكل أساسي في تلبية الطلب المحلي على الطاقة، حيث يمثل نحو 57.5% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، بينما يحل الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية

بنسبة 42.5% كما هو مبين بالشكل (2-42).

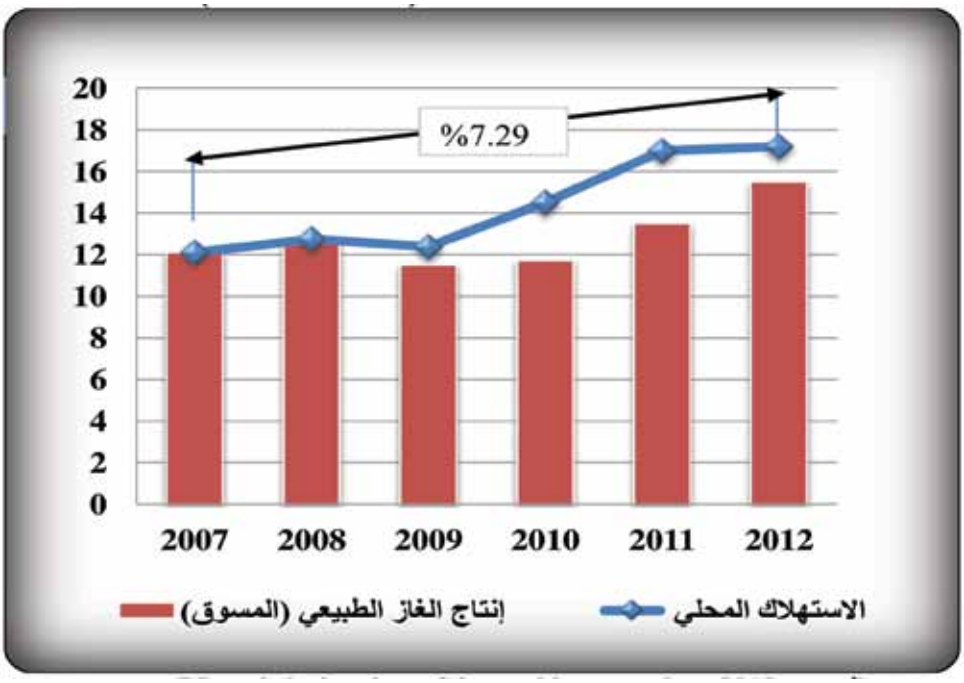
الشكل 2-42: توزع استهلاك الطاقة الأولية في دولة الكويت عام 2012



المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

وتطور استهلاك الغاز الطبيعي في الكويت بشكل ملحوظ خلال الفترة 2007-2012، حيث كان الإنتاج يكفي لتلبية الطلب المحلي على الغاز حتى عام 2008، والذي بلغ فيه الاستهلاك نحو 12.8 مليار متر مكعب. ومع تزايد الطلب المحلي بما يفوق مستويات الإنتاج المحلي، بدأت الكويت في استيراد الغاز الطبيعي المسيل، وارتفع الاستهلاك تدريجيا ليصل إلى 17.2 مليار متر مكعب عام 2012، وقد بلغ معدل النمو السنوي للاستهلاك خلال تلك الفترة 7.29% كما هو مبين بالشكل (2-43).

الشكل 2-43: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في دولة الكويت خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: BP statistical review of the world energy، June 2013

- **مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها**

مشروع تطوير الحقول الجيوراسية

يتضمن مشروع تطوير حقول الغاز الجيوراسية ثلاثة مراحل للوصول بالإنتاج إلى 1 مليار قدم مكعب يوميا، و350 ألف برميل/اليوم من المتكثفات والزيت الخفيف.

- المرحلة الأولى: يقدر إنتاجها الحالي من الغاز بنحو 135-145 مليون قدم مكعب/اليوم، ونحو 55 ألف برميل/اليوم من المتكثفات والزيت الخفيف، بتأخر أربع سنوات عن المستهدف وهو 175 مليون قدم مكعب/اليوم من الغاز.
- المرحلة الثانية: وهي تستهدف الوصول بالإنتاج إلى 600 مليون قدم مكعب من الغاز يوميا و 200 ألف برميل/اليوم من المتكثفات والزيت الخفيف.

- المرحلة الثالثة: وهي تستهدف الوصول بالإنتاج إلى مليار قدم مكعب من الغاز يوميا وإلى نحو 350 ألف برميل/اليوم من المتكثفات والزيت الخفيف.

وفي ضوء الصعوبات التي يواجهها المشروع الذي يعد الأصعب من نوعه على مستوى العالم، فقد عدلت شركة نفط الكويت تاريخ الوصول إلى سقف الإنتاج إلى عام 2020 بدلا من عام 2015.

2-4-10: دولة ليبيا

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

تطور إنتاج ليبيا من الغاز الطبيعي بشكل ملحوظ منذ بداية العقد الماضي، حيث كان إنتاج الغاز (المسوق) لا يزيد عن 5.9 مليار متر مكعب 2002. ومع تشغيل مشروع غاز غرب ليبيا الذي تضمن تطوير حقل بحر السلام في المغمورة وحقل الوفا على اليابسة، ارتفع إنتاج الغاز تدريجيا حتى وصل إلى 15.9 مليار متر مكعب عام 2008. واستمر إنتاج الغاز عند هذا المستوى لثلاث سنوات كما هو مبين بالجدول (2-15)، إلى أن بدء في التراجع مع الأحداث التي شهدتها ليبيا عام 2011 ليصل إلى 7.86 مليار متر مكعب. وفي عام 2012، ارتفع إنتاج الغاز(المسوق) إلى 12.20 مليار متر مكعب وهو يعادل نحو 6.69% من الإنتاج الإجمالي للغاز لنفس العام.

الجدول 2-15: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في دولة ليبيا
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	30.31	29.29	30.26	9.86	17.52
الغاز المسوق	15.90	15.90	16.81	7.86	12.20
الغاز المعاد حقنه	3.53	3.57	3.40	0.7	1.40
الغاز المحروق	3.94	3.26	3.48	1.30	3.92
الفاقد في المعالجة	6.94	6.56	6.57	0	0

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

يعتبر حقلي الوفا على اليابسة وبحر السلام في المغمورة التابعين لشركة مليته للنفط والغاز، أكبر حقول الغاز الحر في ليبيا، حيث تقدر الطاقة الإنتاجية لكلا الحقلين بنحو 10 مليار متر مكعب سنويا. ومن حقول إنتاج الغاز الحر التابعة لشركة سرت للنفط حقل التحدي ويقدر

إنتاجه بنحو 3 مليار متر مكعب سنويا بالإضافة إلى حقول الساحل، والحطيبة، والصمود. بينما ينتج الغاز المصاحب من حقول النفط الواقعة في حوض سرت شرق ليبيا ومنها حقل الواحة، وحقل زليطن. ويشكل إنتاج الغاز المصاحب نحو 35-40% من إجمالي الإنتاج.

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في دولة ليبيا مجمعات لمعالجة الغاز الطبيعي واستخلاص مشتقات الغاز يصل مجموع طاقتها التصميمية إلى 77 مليون متر مكعب/اليوم، إلا أن الطاقة الفعلية لهذه المعامل تراجعت بكثير عن الطاقة التصميمية بسبب تقدم عُمر التسهيلات، وتأخر عمليات الصيانة الدورية، حيث تقدر الطاقة الفعلية بنحو 57 مليون متر مكعب/اليوم كما هو مبين بالجدول (2-16).

الجدول 2-16: مجمعات ومعامل الغاز الطبيعي واستخلاص مشتقات الغاز في دولة ليبيا

المجمع/المصنع	الطاقة التصميمية مليون متر مكعب/اليوم	الطاقة الفعلية مليون متر مكعب/اليوم
مجمع غاز انتصار	20.3	18.8
محطة انتصار لإعادة حقن الغاز (Gas reinjection)	(18.4)	(11.9)
مصنع الزويتينة لتهذيب النافثا (Naptha reforming)	11	4
معمل الزويتينة لغاز البترول المسال	12	3
مجمع غاز مليته	27.4	27.4
مصنع مرسى البريقة لسوائل الغاز (NGL)	6	4
الإجمالي	**77**	**57.2**

المصدر: المؤسسة الوطنية للنفط

يعتبر مجمع غاز مليته أكبر مجمعات الغاز في ليبيا، وتقدر طاقته بنحو 27.4 مليون متر مكعب/اليوم من الغاز الطبيعي بالإضافة إلى 95 ألف برميل/اليوم من المتكثفات. ويضم المجمع تسهيلات لاستقبال الغاز، ووحدات لتجفيف وتحلية الغاز، ومستودعات لتخزين غاز البترول المسال وملحق بالمجمع ميناء للتصدير.

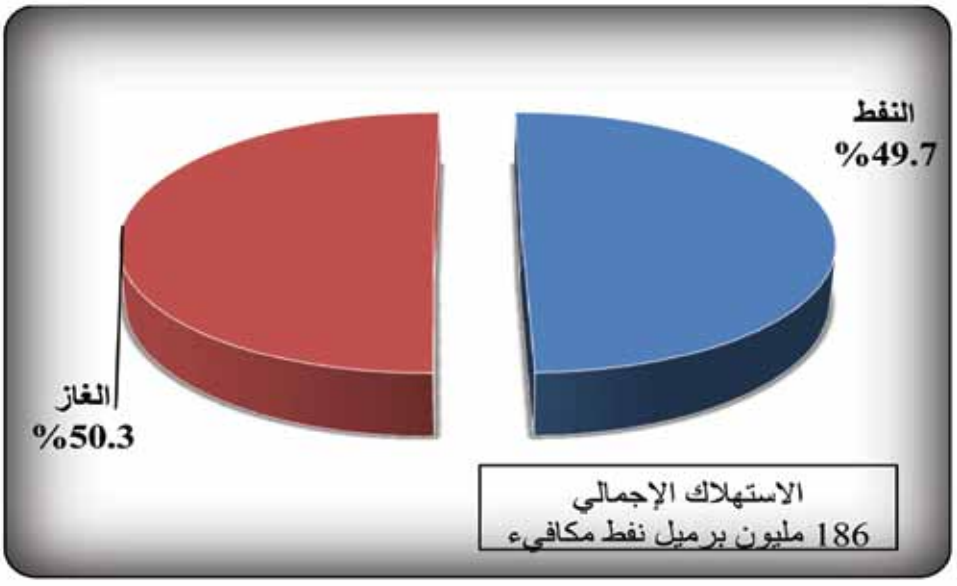
وفي منطقة الزويتينة، يوجد مصنع لإنتاج غاز البترول المسال بطاقة معالجة 12 مليون متر مكعب/اليوم. ويوجد مجمع لمعالجة الغاز في حقل انتصار بطاقة 20.3 مليون متر مكعب/اليوم، حيث يقوم بإعادة حقن الغاز في مكامن النفط بمعدل 18.40 مليون متر مكعب/اليوم.

وفي مرسى البريقة، يوجد مصنع لاستخلاص سوائل الغاز الطبيعي (NGL) تابع لشركة سرت للنفط بطاقة 6 مليون متر مكعب/اليوم.

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

تعتمد ليبيا بشكل متساو تقريبا على كل من النفط والغاز الطبيعي في تلبية الطلب المحلي على الطاقة الأولية كما هو مبين بالشكل (2-44).

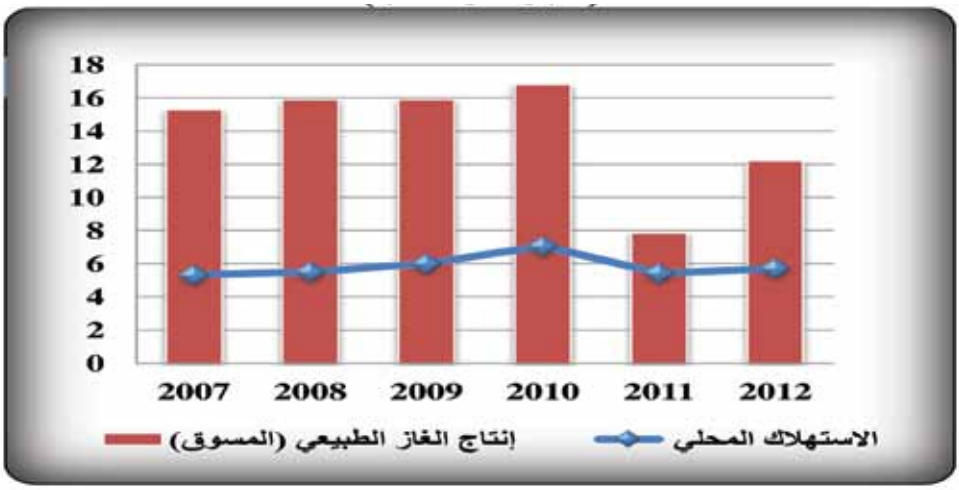
الشكل 2-44: توزع استهلاك الطاقة الأولية في دولة ليبيا عام 2012



المصدر: أوابك- التقرير الإحصائي السنوي،2013

ارتفع الاستهلاك المحلي من الغاز من 5.3 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 7 مليار متر مكعب عام 2010، محققا نموا سنويا نسبته 10% خلال تلك الفترة. ومع الأحداث التي شهدتها ليبيا عام 2011، تراجع الاستهلاك إلى 5.4 مليار متر مكعب في نفس العام، ثم عاود الصعود ليصل إلى 5.7 مليار متر مكعب عام 2012، كما هو مبين بالشكل (2-45). وتقدر نسبة الاستهلاك إلى الإنتاج المحلي من الغاز بنحو 35-40%، مما يسمح بوجود فائض يتم تصديره.

الشكل 2-45: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في دولة ليبيا خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)

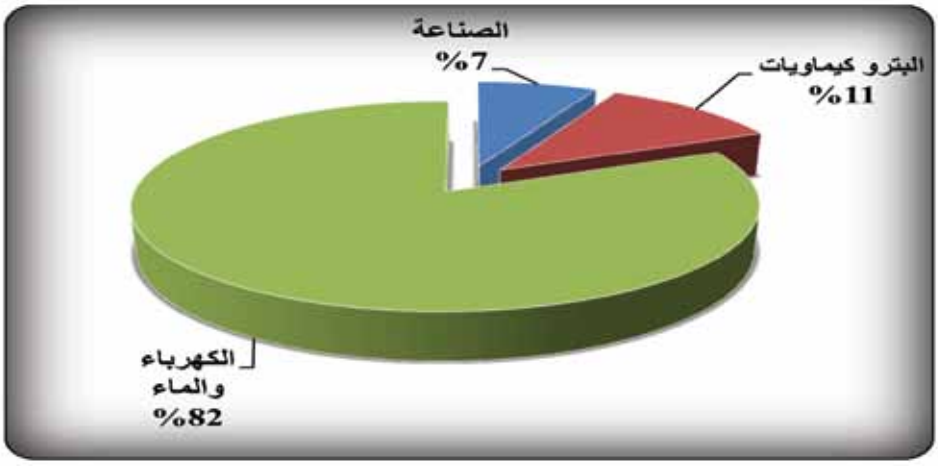


المصادر:

- US. Energy Information Administration, EIA(consumption data)
-Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

ويعتبر قطاع الكهرباء والماء الأكثر استهلاكا للغاز الطبيعي، حيث يستحوذ على نحو 82% من إجمالي الاستهلاك كما هو مبين بالشكل (2-46)، تليه في المرتبة الثانية صناعة البتروكيماويات بنسبة 11%، ثم قطاع الصناعة بنسبة 7% ويشمل صناعة الأسمنت، الحديد والصلب، وصناعة السيراميك.

الشكل 2-46: توزع استهلاك الغاز الطبيعي في دولة ليبيا وفق القطاعات المختلفة عام 2012



المصدر: المؤسسة الوطنية للنفط

2-4-11: جمهورية مصر العربية

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

تطور إنتاج مصر من الغاز الطبيعي بشكل ملحوظ منذ بداية العقد الماضي، ويعود ذلك إلى الأنشطة التطويرية المستمرة في حقول الغاز الطبيعي وخاصة في منطقة البحر المتوسط. وبدراسة الفترة (2007-2012)، يلاحظ ارتفاع إنتاج الغاز (المسوق) خلال السنوات الثلاثة الأولى حيث ارتفع الإنتاج من 55.7 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 61.33 مليار متر مكعب عام 2010، وبنمو سنوي نسبته 3.26%. ومنذ عام 2011، بدأ إنتاج مصر من الغاز الطبيعي في التراجع نسبيا حتى وصل إلى 60.6 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالجدول (2-17). ويشكل الغاز المسوق نحو 92.6% من إنتاج الغاز الإجمالي لعام 2012.

الجدول 2-17: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في جمهورية مصر العربية (مليار متر مكعب)

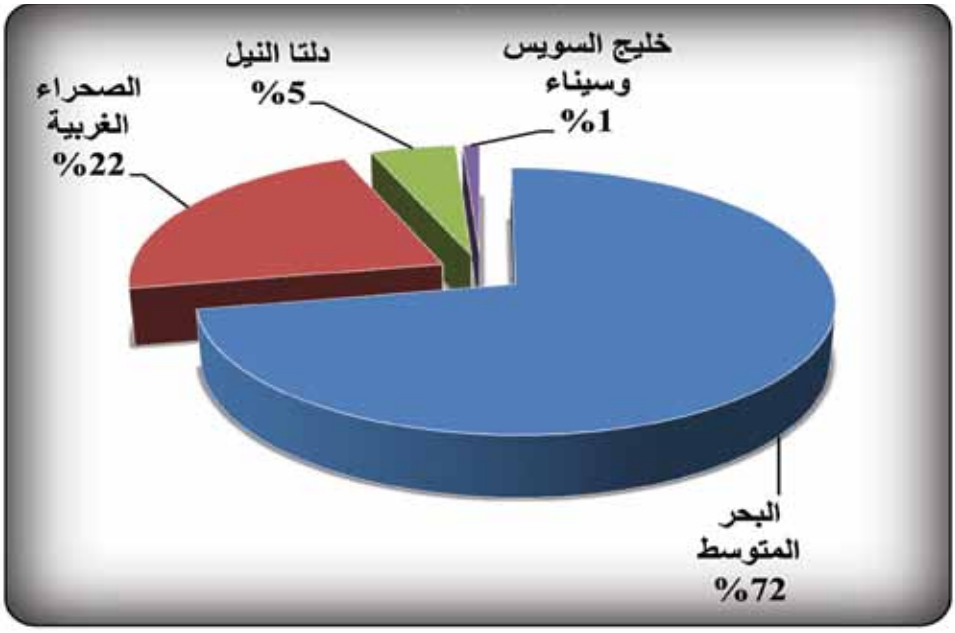
السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	65.5	69.19	67.08	66.92	65.41
الغاز المسوق	59	62.69	61.33	61.26	60.60
الغاز المعاد حقنه	2	2	1.80	1.75	1.96
الغاز المحروق	0.85	0.85	0.6	0.6	0.4
الفاقد	3.65	3.65	3.35	3.31	2.45

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

ويعود التراجع في إنتاج الغاز خلال العامين الماضيين إلى التناقص الطبيعي في معدلات الإنتاج في الحقول الواقعة في منطقة البحر المتوسط والتي تساهم وحدها بنحو 72% من الإنتاج كما هو مبين بالشكل (2-47)، وأهمها حقول منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا التابعة لشركة البرلس للغاز. وهي تضم حقول سكراب، سافرون، سيميان، سيينا، وسفير، والتي وضعت على الإنتاج خلال الفترة 2003-2005، ويقدر إنتاجها بنحو 1,200-1,300 مليون قدم مكعب/اليوم.

وقد بلغ متوسط التناقص الطبيعي في إنتاج الغاز خلال العام المالي 2013/2012 قرابة 90 مليون قدم مكعب/اليوم شهريا في حال عدم تنفيذ أنشطة تطويرية، لذا تسعى الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس) إلى تعويض هذا التناقص بالمضي قدما في تطوير الحقول المنتجة ودخول حقول جديدة على الإنتاج.

الشكل 2-47: توزع إنتاج الغاز (المسوق) في جمهورية مصر العربية خلال العام المالي 2013/2012



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية

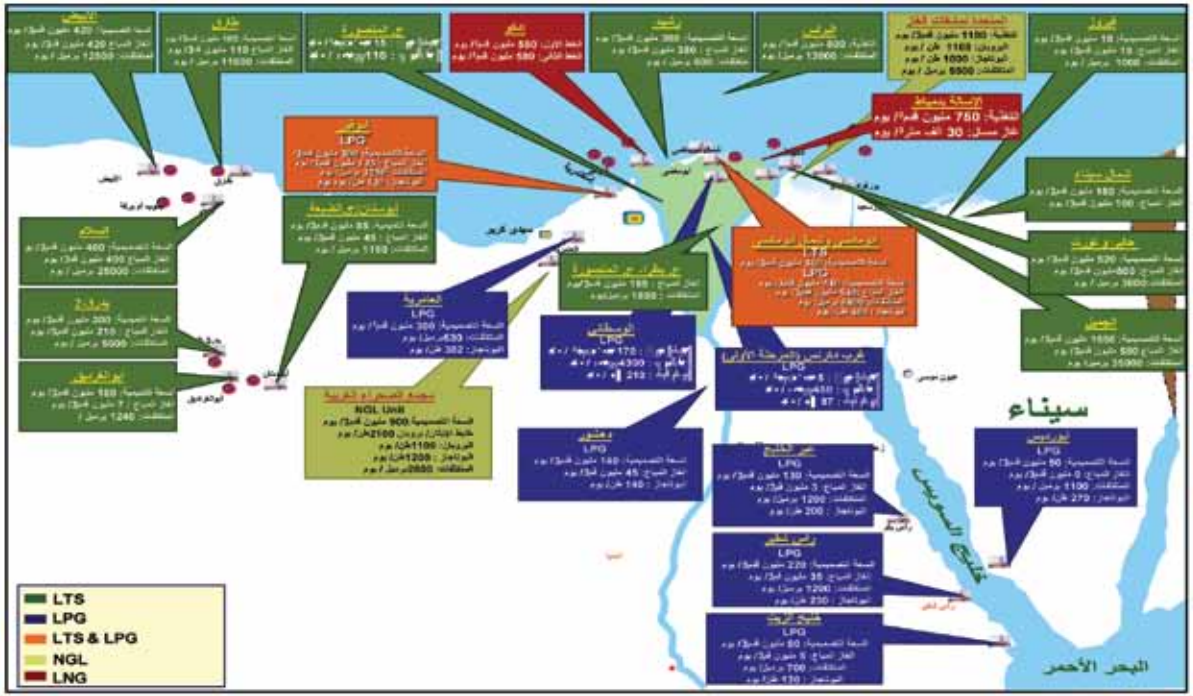
- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في مصر أكثر من 20 مجمعا لمعالجة الغاز الطبيعي واستخلاص مشتقات الغاز موزعة على مختلف المناطق كما هو مبين بالشكل (2-48)، ويبلغ مجموع طاقتها أكثر من 200 مليون متر مكعب/اليوم.

ففي منطقة الصحراء الغربية، يتم معالجة الغاز في كل من مجمع العامرية بطاقة 8.5 مليون متر مكعب/اليوم، ومجمع غازات الصحراء الغربية بطاقة 25.5 مليون متر مكعب/اليوم. كما يوجد مجمع السلام التابع لشركة خالدة للبترول، وتقدر طاقته الحالية بنحو 22.9 مليون متر مكعب/اليوم.

ومن المجمعات التي تم تشغيلها مؤخرا في منطقة دلتا النيل، مجمع جنوب بطرا في منطقة جنوب المنصورة وتم تشغيله عام 2005 بطاقة 4.25 مليون متر مكعب/اليوم، ومجمع خلالة في منطقة المنصورة وتم تشغيله عام 2007 بطاقة 2.26 مليون متر مكعب/اليوم.

الشكل 2-48: مجمعات الغاز الطبيعي واستخلاص مشتقات الغاز في جمهورية مصر العربية

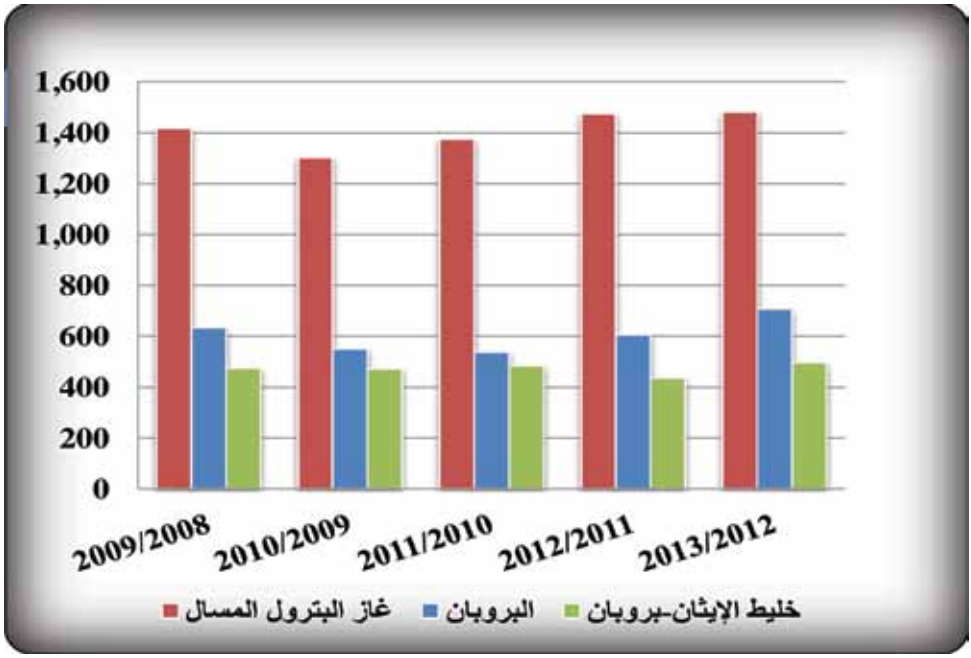


المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية

كما يوجد العديد من مصانع إنتاج غاز البترول المسال، أحدثها مصنع رأس شقير التابع للشركة المصرية البحرينية لمشتقات الغاز والذي تم تشغيله في تموز/يوليو 2012، وتقدر طاقته التصميمية بنحو 6.22 مليون متر مكعب/اليوم لإنتاج وتصدير 110 ألف طن سنويا من البروبان، بالإضافة إلى إنتاج 10,000 طن سنويا من البيوتان للاستهلاك المحلي.

ويبين الشكل (2-49) تطور إنتاج غاز البترول المسال، والبروبان، وخليط الإيثان-بروبان في جمهورية مصر العربية خلال السنوات الخمس الأخيرة.

الشكل 2-49: تطور إنتاج غاز البترول المسال،والبروبان، وخليط الإيثان-بروبان في جمهورية مصر العربية (ألف طن)

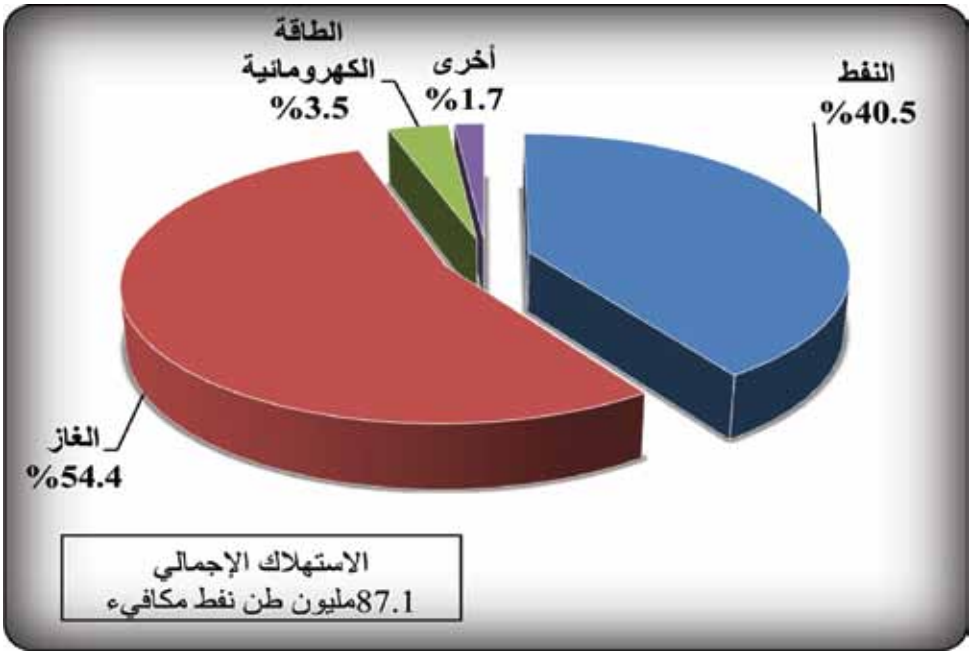


المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

تنتهج مصر إستراتيجية تقضي بالتوسع في استخدام الغاز في محطات الكهرباء، والمركبات ووسائل النقل العام، والاستخدامات المنزلية، وبات الغاز الطبيعي يشكل نحو 54.4% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية عام 2012 كما هو مبين بالشكل (2-50).

الشكل 2-50: توزع استهلاك الطاقة الأولية في جمهورية مصر العربية عام 2012

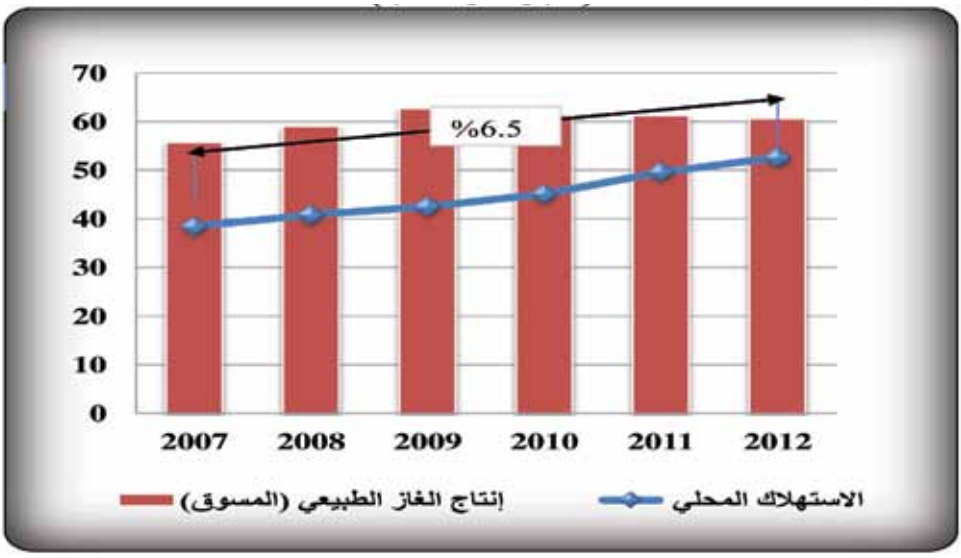


المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

وقد شهدت الفترة (2007-2012) نموا ملحوظا في الطلب المحلي على الغاز الطبيعي، وهو ما انعكس على صادرات مصر من الغاز في الآونة الأخيرة، حيث ارتفع الاستهلاك من 38.4 مليار متر مكعب عام 2007، ليصل إلى 45.1 مليار متر مكعب ثم إلى 52.6 مليار متر مكعب عام 2012، محققا نموا سنويا نسبته 6.5% كما هو مبين بالشكل (2-51). وبلغت نسبة الاستهلاك المحلي من الإنتاج نحو 87% عام 2012، مقارنة بنحو 69% عام 2007.

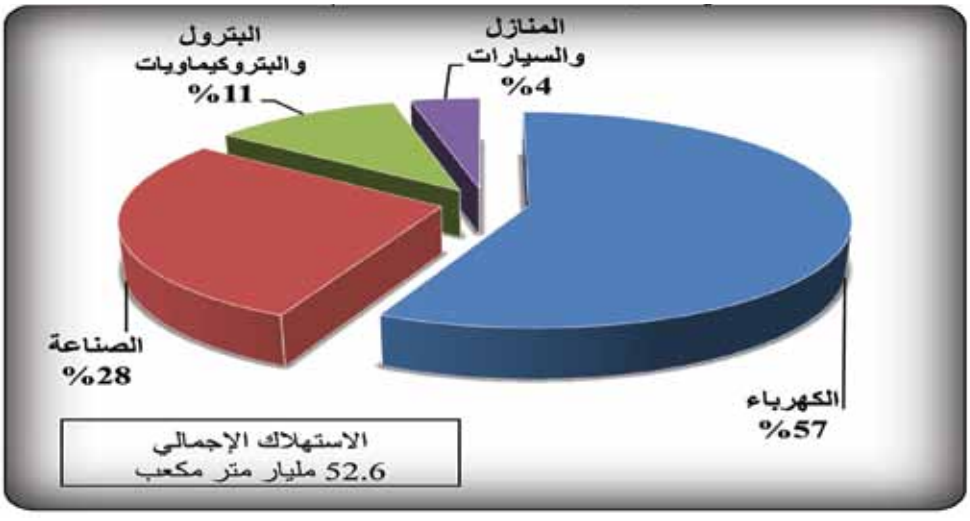
ويعود تنامي الطلب المحلي على الغاز إلى ارتفاع استهلاك الطاقة الكهربائية وخاصة في شهور الصيف، حيث يستحوذ قطاع الكهرباء على نحو 57% من إجمالي الاستهلاك عام 2012. يضاف إلى ذلك، التوسع في مشاريع صناعة الأسمنت، والأسمدة، والحديد والصلب، حيث يستحوذ قطاع الصناعة وحده على نحو 28% من إجمالي استهلاك الغاز، بينما يشكل قطاع البتروكيماويات ومشتقات الغاز نحو 11% من إجمالي الاستهلاك. ويبين الشكل (2-52) توزع استهلاك الغاز الطبيعي وفق القطاعات المختلفة.

الشكل 2-51: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في جمهورية مصر العربية خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: BP statistical review of the world energy. June 2013

الشكل 2-52: توزع استهلاك الغاز الطبيعي وفق القطاعات المختلفة في جمهورية مصر العربية عام 2012



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية

- **مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها والمخطط لها**

تسعى مصر لرفع إنتاجها من الغاز الطبيعي من خلال تنفيذ عددا من المشاريع التطويرية ومنها:

استكمال تطوير منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا (المرحلة 9-أ)

يهدف المشروع إلى استكمال الأنشطة التطويرية في الحقول الواقعة في منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا، حيث ستقوم شركة بريتيش غاز بتنفيذ المرحلة 9-أ، وتشمل حفر عدد من الآبار لإضافة نحو 400 مليون قدم مكعب يوميا خلال الربع الثالث أو الرابع من العام الجاري 2014 [1].

مشروع تطوير حقلي كرم وأصيل

يهدف المشروع إلى تطوير حقلي كرم وأصيل في منطقة امتياز غرب علم الشاويش، لإنتاج نحو 200 مليون قدم مكعب غاز/اليوم. وستتولى شركة Shell تشغيل المشروع بحصة نسبتها 40% مع شركتى Vegas بحصة 35%، وGdFsuez بحصة 25%.

مشروع ضواغط الغاز في حقل القصر

يشمل المشروع تركيب 4 ضواغط للحفاظ على ضغط الغاز والمتكثفات المنتجة من حقل القصر المكتشف عام 2003 في الصحراء الغربية ويتوقع الانتهاء من المشروع مطلع عام 2015.

تجدر الإشارة إلى أن حقل القصر أكبر حقول الصحراء الغربية ويضم احتياطيات تقدر بنحو 2 تريليون قدم مكعب وتشرف على تطويره شركة خالدة للبترول.

مشروع غرب الدلتا (West Nile Delta)

وقعت شركة BP على اتفاقية مع شركة إيجاس لتطوير منطقة امتياز غرب المتوسط مياه عميقة (West Mediterranean Deep Water) عام 2010. وفي 2012، أعلنت شركة BP أنها ستستثمر 10-11 مليار دولار لتطوير هذه المنطقة التي تقدر احتياطياتها من الغاز بنحو 5 تريليون قدم مكعب. وتشمل المرحلة الأولى للمشروع، تطوير خمسة حقول بحرية بطاقة إنتاجية 1 مليار قدم مكعب يوميا و 10,000 برميل/اليوم من المتكثفات، بالإضافة إلى إنشاء محطة برية لمعالجة الغاز المنتج من هذه الحقول. وكان من المخطط أن يبدأ الإنتاج من المرحلة الأولى بنهاية عام 2014، إلا أنه ليس من المتوقع أن يبدأ قبل عام 2017 [2].

1 WGI, 5/2/2014
2 MEES, Vol.56,No.7, 15/2/2013

2-4-12: المملكة الأردنية الهاشمية

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

يوجد في الأردن حقل واحد لإنتاج الغاز الطبيعي هو حقل الريشة الواقع في الصحراء الشرقية بالقرب من الحدود مع العراق، ويقدر إنتاجه بنحو 0.22 مليار متر مكعب سنويا. وبدأ الإنتاج من حقل الريشة عام 1989، ومع حفر ثلاثة آبار تطويرية عام 2002، ارتفع الإنتاج اليومي من الحقل من 24 مليون قدم مكعب/اليوم ليصل إلى 38 مليون قدم مكعب/اليوم عام 2004. ويستخدم إنتاج الغاز من حقل الريشة في محطة كهرباء قريبة من الحقل تضم ثلاثة توربينات غازية ذات قدرة إجمالية 30 ميجاوات. ويبين الجدول (2-18) تطور إنتاج الغاز الطبيعي في المملكة الأردنية الهاشمية خلال الفترة 2008-2012.

الجدول 2-18: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في المملكة الأردنية الهاشمية (مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الغاز المسوق	0.25	0.25	0.22	0.23	0.22

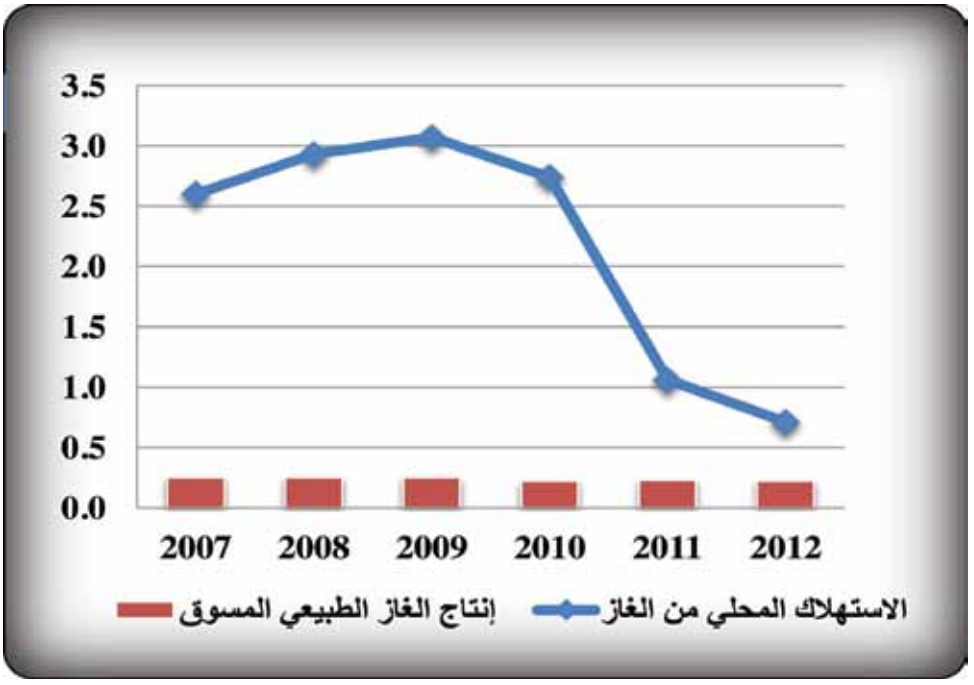
المصدر: Cedigaz natural gas in the world، various issues

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

يعتمد الأردن على واردات المشتقات النفطية والغاز الطبيعي في تلبية احتياجات السوق المحلية بنسبة تصل إلى 90%، لسد الفجوة بين الإنتاج والاستهلاك.

وشهدت الفترة 2007-2009 نموا في الاستهلاك المحلي من الغاز حيث ارتفع من 2.6 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 3.1 مليار متر مكعب عام 2009. ومع تراجع واردات الغاز، تراجع الاستهلاك المحلي حتى وصل إلى 0.71 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالشكل (2-53).

الشكل 2-53: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في المملكة الأردنية الهاشمية خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصادر:

- US. Energy Information Administration, EIA(consumption data)
- Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

2-4-13: سلطنة عمان

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

تساهم عُمان بالنصيب الأكبر في إنتاج الغاز الطبيعي في الدول العربية غير الأعضاء في منظمة أوابك. وقد شهدت الفترة 2007-2012، تطورا ملحوظا في إنتاج الغاز(المسوق)، حيث ارتفع الإنتاج من 24 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 30 مليار متر مكعب عام 2012، محققا نموا سنويا 4.58%. ويمثل الغاز المسوق نحو 83.4% من إجمالي إنتاج الغاز عام 2012، بينما تمثل النسبة المتبقية كميات الغازات المحروقة، والمعاد حقنها في مكامن النفط، والمفقودة في عمليات المعالجة، والتي بلغت مجتمعة نحو 6 مليار متر مكعب كما هو مبين بالجدول (2-19).

الجدول 2-19: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في سلطنة عمان
(مليار متر مكعب)

السنة	2008	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	30.25	31.07	33.3	32.77	35.97
الغاز المسوق	24.06	24.77	27.11	26.52	30.02
الغاز المعاد حقنه	2.89	2.63	2.69	2.96	2.53
الغاز المحروق	1.40	1.44	1.29	0.92	1.30
الفاقد	1.90	2.23	2.22	2.37	2.13

المصدر: Cedigaz natural gas in the world، various issues

يأتي النصيب الأكبر من إنتاج الغاز الطبيعي من الحقول الواقعة ضمن مناطق امتياز شركة تنمية نفط عمان، وهي تضم حقل الكوثر الذي تم وضعه على الإنتاج عام 2007، وحقل سيح نهيده، وحقل سيح بارك، وحقل سيح راول وهو أكبر حقل غاز في عمان. وعلى صعيد آخر، تقوم شركة (PTTEP) التايلندية بتشغيل حقل شمس في القطاع-44، الذي تم وضعه على الإنتاج عام 2006 بمعدل 1.4 مليون متر مكعب/اليوم، ويقدر إنتاجه الحالي بنحو 2-3 مليون متر مكعب/اليوم، ونحو 10 ألف برميل/اليوم من المتكثفات. كما تقوم شركة بترول رأس الخيمة الإماراتية (RAK) بتشغيل حقل بوخا الذي يقدر إنتاجه بنحو 0.3-0.4 مليون متر مكعب/اليوم.

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في عُمان أربعة مجمعات لمعالجة الغاز الطبيعي يبلغ مجموع طاقاتها نحو 96.5 مليون متر مكعب/اليوم، كما هو مبين بالجدول (2-20).

ويعتبر مجمع المعالجة الحكومي في يبال أقدم هذه المجمعات، حيث تم تشغيله منتصف عام 1978 بطاقة 16.5 مليون متر مكعب/اليوم. ويستخدم الغاز المعالج في تلبية احتياجات السوق المحلي من الغاز ومنها محطة كهرباء الغبرة، ومجمع معالجة الماء قرب مدينة مسقط. أما مجمع المعالجة المركزية في سيح راول، فيعد أكبر مجمعات معالجة الغاز في سلطنة عمان، وتم تشغيله عام 1999 بطاقة 40 مليون متر مكعب/اليوم، وهو يقوم بتوفير إمدادات الغاز إلى وحدتي تسييل الغاز في مجمع قلهات للغاز المسيل(خط الإنتاج الأول والثاني). كما يوجد في سيح نهيده، والكوثر مجمعين يبلغ مجموع طاقتهما 40 مليون متر مكعب/اليوم.

الجدول 2-20: مجمعات معالجة الغاز الطبيعي في سلطنة عمان

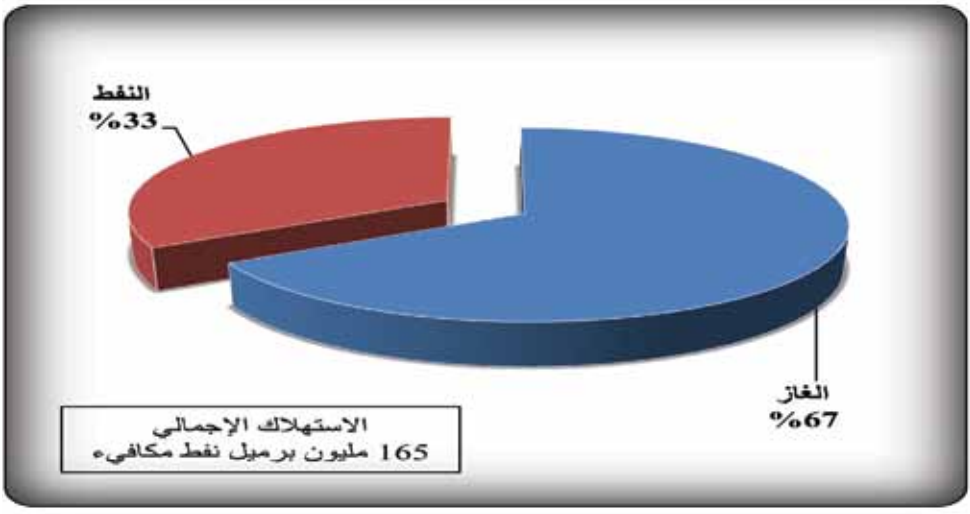
المجمع	الموقع	بداية التشغيل	طاقة المعالجة		وجهة الغاز المسوق
			غاز مليون متر مكعب/اليوم	متكثفات ألف ب/ي	
مجمع المعالجة الحكومي	يبال	1978	16.5	n/a	السوق المحلي
مجمع المعالجة المركزية	سيح راول	1999	40	n/a	مجمع قلهات لتسييل الغاز (خط الإنتاج الأول والثاني)
مجمع سيح نهيده	سيح نهيده	2005	20	80	مجمع قلهات لتسييل الغاز (خط الإنتاج الثالث)
مجمع الكوثر	الكوثر	2007	20	80	السوق المحلي
الإجمالي	-	-	**96.5**	**160**	

- **استهلاك الغاز الطبيعي**

تعتمد عُمان اعتمادا رئيسيا على الغاز الطبيعي في تلبية الطلب المحلي على الطاقة الأولية حيث يشكل نحو 67% من إجمالي الاستهلاك كما هو مبين بالشكل (2-54). وقد تطور استهلاك الغاز الطبيعي بشكل ملحوظ خلال السنوات الأخيرة وبوتيرة أسرع من الإنتاج المحلي، حيث ارتفع الاستهلاك المحلي من 10.9 مليار متر مكعب عام 2007 ليصل إلى 20.25 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالشكل (2-55)، محققا نموا سنويا نسبته 13.25% خلال تلك الفترة. ويعود ذلك إلى التوسع في مشاريع محطات الكهرباء التي تعمل بالغاز، حيث يشهد قطاع الكهرباء نموا سنويا يبلغ 8%، وهو أكثر القطاعات استهلاكا للغاز[1].

1 Natural gas survey, Middle East & North Africa, 2013 edition

الشكل 2-54: توزع استهلاك الطاقة الأولية في سلطنة عمان عام 2012



المصدر: أوابك- التقرير الإحصائي السنوي،2013

الشكل 2-55: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في سلطنة عمان خلال الفترة 2007-2012 (مليار متر مكعب)



المصادر:

- US. Energy Information Adminstration, EIA(consumption data)
- Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

- **مشاريع تطوير الغاز الجاري تنفيذها**

تسعى عُمان لرفع إنتاجها المحلي من الغاز ليصل إلى 44 مليار متر مكعب على المدى المتوسط من خلال تطوير حقول الغاز المكتشفة والتي لم تدخل على الإنتاج بعد. ومن أبرز المشاريع المخطط لها، تطوير حقلي خزان ومكارم للغاز المحكم الواقعان في القاطع-61 غرب حقل سيح راول، والذي يتوقع أن يصل إنتاجهما معا من الغاز إلى 20 مليار متر مكعب سنويا بحلول 2020.

ويتوقع البدء في تنفيذ مشروع تطوير حقل خزان خلال العام الجاري 2014، واستخراج أولى كميات الغاز أواخر 2017. وستقوم شركة BP التي تدير المشروع بحفر نحو 300 بئر على مدار خمسة عشرة عاما للوصول بالإنتاج إلى 1 مليار قدم مكعب غاز يوميا ونحو 25 ألف برميل/اليوم من المتكثفات.

2-4-14: الجمهورية اليمنية

- **إنتاج الغاز الطبيعي**

يعتبر الغاز المصاحب للنفط المصدر الرئيسي لإنتاج الغاز الطبيعي في اليمن، ويعاد حقن الجزء الأكبر منه في مكامن النفط لتحسين الإنتاج. وابتداء من تشرين الثاني/نوفمبر 2008، بدأ استغلال الغاز الطبيعي في اليمن من الحقول الواقعة في القطاع-18، حيث ارتفع إنتاج الغاز المسوق من 0.52 مليار متر مكعب عام 2009 ليصل إلى 9.62 مليار متر مكعب عام 2011. ونظرا للظروف التي تمر بها اليمن في الآونة الأخيرة، تراجع الإنتاج إلى 7.59 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالجدول (2-21).

ويشكل الغاز الطبيعي المسوق نحو 27% من الإنتاج الإجمالي للغاز عام 2012، بينما تمثل كميات الغاز المعاد حقنها في المكامن نحو 70% من الإنتاج الإجمالي للغاز، حيث بلغت نحو 19.6 مليار متر مكعب.

الجدول 2-21: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الجمهورية اليمنية (مليار متر مكعب)

السنة	2009	2010	2011	2012
الإنتاج الإجمالي	14.42	32.64	30.52	27.94
الغاز المسوق	0.52	6.24	9.62	7.59
الغاز المعاد حقنه	12.50	25.2	20.15	19.6
الغاز المحروق	0.5	0.5	0.3	0.3
الفاقد	0.9	0.7	0.45	0.45

المصدر: Cedigaz natural gas in the world. various issues

- **مجمعات معالجة الغاز الطبيعي**

يوجد في اليمن مجمعين لمعالجة إنتاج الغاز الطبيعي من الحقول الواقعة في القطاع-18، هما مجمع المعالجة المركزية ومجمع أسعد الكامل. تبلغ الطاقة الإجمالية للمجمعين نحو 1.8 مليار قدم مكعب/اليوم، حيث يتم فصل المتكثفات واستخلاص غاز البترول، بينما يخصص الغاز المعالج لأغراض التصدير.

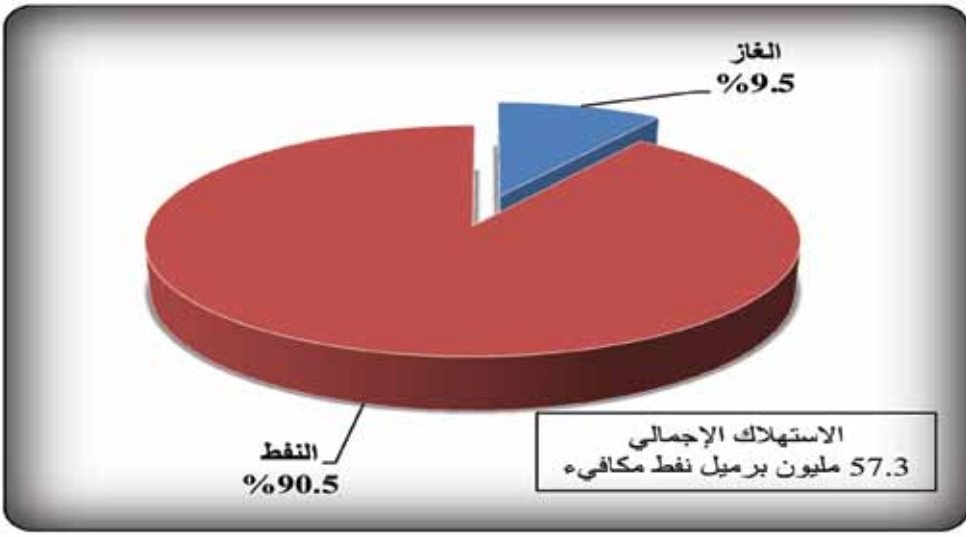
- **استهلاك الغاز الطبيعي**

تعتمد اليمن بشكل أساسي على النفط الخام لتلبية احتياجاتها من الطاقة الأولية، حيث يشكل نحو 90.5% من إجمالي الاستهلاك، ويأتي الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية بنسبة 9.5% كما هو مبين بالشكل (2-56).

ويقتصر استخدام الغاز الطبيعي على توليد الكهرباء، حيث يستخدم الغاز المعالج من منشأة صافر في تغذية محطة كهرباء مأرب (المرحلة الأولى) التي تتكون من ثلاث توربينات غازية بقدرة إجمالية 341 ميجا وات[1]. كما يستخدم جزء من إنتاج الغاز في القطاع-10 (شرق شبوة) التابع لشركة Total الفرنسية لتغذية محطة كهرباء وادي حضر موت. وكما هو مبين بالشكل (2-57)، فقد ارتفع الاستهلاك من 0.36 مليار متر مكعب عام 2009 ليصل إلى 0.9 مليار متر مكعب عام 2012.

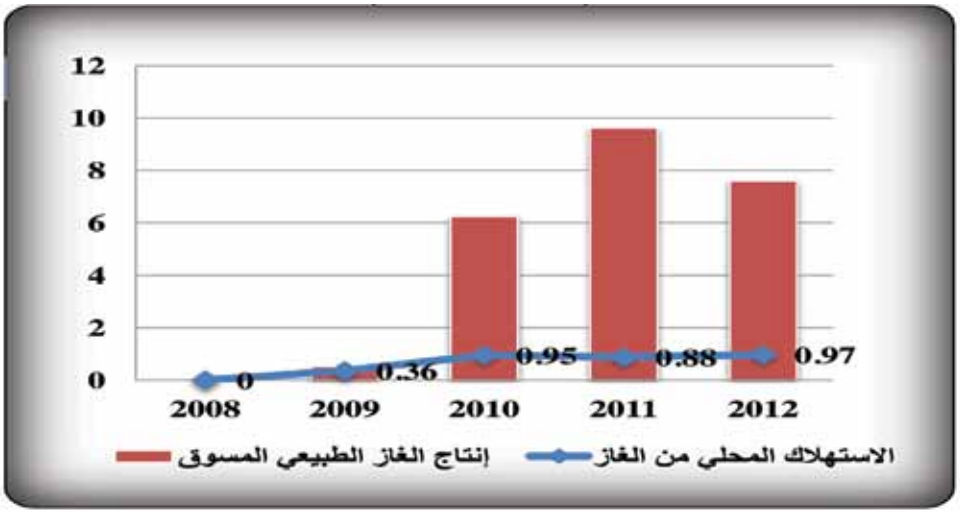
1 موقع وكالة الأنباء اليمنية(سبأ) www.sabanews.net

الشكل 2-56: توزع استهلاك الطاقة الأولية في الجمهورية اليمنية عام 2012



المصدر: أوابك- التقرير الإحصائي السنوي،2013

الشكل 2-57: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الجمهورية اليمنية (مليار متر مكعب)



المصادر:

- US. Energy Information Administration, EIA(consumption data)
- Cedigaz natural gas in the world, various issues (production data)

2-5: الاستنتاجات

2-5-1: تطور إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي خلال الفترة 2002-2012

- شهدت الفترة 2002-2012 تطورا في إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الدول العربية، حيث ارتفع الإنتاج من 288 مليار متر مكعب عام 2002 ليصل إلى 541 مليار متر مكعب عام 2012، محققا نموا سنويا نسبته 6.52%.
- ساهمت الدول العربية بالنصيب الأكبر في الزيادة العالمية في إنتاج الغاز الطبيعي خلال الفترة (2002-2012)، والتي بلغت نحو 796.3 مليار متر مكعب. حيث بلغت الزيادة في إنتاج الغاز في الدول العربية خلال نفس الفترة نحو 253.4 مليار متر مكعب أي ما يعادل 31.8% من إجمالي الزيادة العالمية، وهو ما انعكس على تطور حصة الدول العربية من الإنتاج العالمي لتصل إلى 16.15% عام 2012، مقارنة بنحو 11.26% عام 2002.
- تعد دولة قطر أكبر منتج للغاز الطبيعي على مستوى الدول العربية بنسبة 28.2% من إجمالي إنتاج الدول العربية، ثم تأتي المملكة العربية السعودية في المرتبة الثانية بنسبة 18.4%، ثم الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية في المرتبة الثالثة بنسبة 16%، فجمهورية مصر العربية في المرتبة الرابعة بنسبة 11.2%، ودولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 10%. وتشكل هذه الدول الخمس مجتمعة نحو 83.8% من إجمالي إنتاج الدول العربية عام 2012.
- شهدت الفترة (2002-2012) تطورا في استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية بمعدل نمو سنوي 5.58%، حيث ارتفع الاستهلاك من 203 مليار متر مكعب عام 2002 ليصل إلى قرابة 350 مليار متر مكعب عام 2012. ويعود ذلك إلى التوسع في مشاريع إنشاء محطات الكهرباء التي تعمل بالغاز الطبيعي، ومشاريع البتروكيماويات ومشتقات الغاز، والصناعات كثيفة الاستهلاك كصناعة الأسمدة، وصناعة الأسمنت، وصناعة الحديد والصلب.
- تحتل المملكة العربية السعودية المرتبة الأولى بين الدول العربية من حيث استهلاك الغاز الطبيعي بنسبة 28.4% من إجمالي استهلاك الدول العربية، ثم دولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 18%، ثم جمهورية مصر العربية بنسبة 15.0%، فالجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية بنسبة 8.8%، ودولة قطر بنسبة 7.5%. ويبلغ استهلاك الغاز الطبيعي في هذه الدول الخمس مجتمعة نحو 77.7% من إجمالي استهلاك الدول العربية عام 2012.

- ارتفعت معدلات نمو استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال السنوات الخمس الأخيرة (2007–2012)، حيث بلغ معدل النمو السنوي للاستهلاك في سلطنة عمان نحو 13.25% وهو الأعلى على مستوى الدول العربية، وفي الكويت بلغ نحو 7.29%، وفي مصر 6.5%، بينما بلغ معدل نمو الاستهلاك في قطر نحو 6.25%، وفي السعودية 5.95% وفي الإمارات 5.05%، وهو ما يشير إلى زيادة الاعتماد على الغاز الطبيعي في مختلف القطاعات.
- تتفاوت حصة الغاز الطبيعي من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية من دولة إلى أخرى، حيث يمثل الغاز الطبيعي المصدر الرئيسي للطاقة الأولية في كل من مملكة البحرين بنسبة 89.40%، ودولة قطر بنسبة 74.6%، وسلطنة عمان بنسبة 67%، ودولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 63.4%، والجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية بنسبة 62.3%، وجمهورية مصر العربية بنسبة 54.4% وأخيرا دولة ليبيا بنسبة 50.3%. بينما يحل الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية بعد النفط في عدد من الدول العربية، حيث يشكل الغاز الطبيعي في دولة الكويت نحو 42.5% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، وفي المملكة العربية السعودية (41.6%)، وفي الجمهورية التونسية (40.5%)، وفي جمهورية العراق (16.3%)، أما في الجمهورية اليمنية فتصل هذه النسبة إلى 9.5%.

وإجمالا، يفوق إنتاج الدول العربية من الغاز الطبيعي احتياجات السوق المحلي حيث بلغت نسبة الاستهلاك/الإنتاج نحو 64.7% عام 2012، ويتم تصدير الفائض عبر الأنابيب، أو تسييله وتصديره بواسطة الناقلات. ولكن يختلف هذا الأمر من دولة إلى أخرى، ففي قطر، والجزائر، وليبيا على سبيل المثال، يغطي الإنتاج احتياجات السوق المحلي مع وجود فائض للتصدير. بينما تستهلك السعودية والبحرين، الإنتاج المحلي بالكامل مع عدم وجود أي فائض يمكن تصديره. أما في بعض الدول العربية الأخرى مثل المغرب، وتونس، والأردن، والكويت، والإمارات فيتم استيراد الغاز الطبيعي لسد الفجوة بين الإنتاج والاستهلاك المحلي.

2-5-2: التطورات المستقبلية لإنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية

وفقا لمعدلات نمو الإنتاج والاستهلاك المتوقعة للغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2014–2018)، فإنه يمكن تصنيف الدول العربية حسب قدرة الإنتاج على تلبية الطلب المحلي المتوقع على الغاز الطبيعي إلى ثلاث فئات.

الفئة (أ): الدول المصدرة للغاز بشكل صافي

وهي دول تتميز بارتفاع مستويات الإنتاج المحلي بما يكفي لتلبية الاستهلاك مع وجود فائض للتصدير عبر الأنابيب أو ناقلات الغاز الطبيعي المسيل. وتضم هذه الفئة خمسة دول

هي قطر، والجزائر، وليبيا، عمان، واليمن، وهي دول مصدرة للغاز الطبيعي حاليا. ويشكل إنتاج الغاز (المسوق) في دول هذه الفئة نحو 53.4% من إجمالي إنتاج الدول العربية عام 2012، أي أكثر من نصف إنتاج الدول العربية، بينما يشكل استهلاكها نحو 24% فقط من الإجمالي، حيث بلغ الفائض عن الاستهلاك عام 2012 نحو 205 مليار متر مكعب، كما هو مبين بالجدول (2-22).

الجدول 2-22: إجمالي إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي عام 2012 في دول الفئة-أ (مليار متر مكعب)

الفئة-أ	عام 2012	النسبة من إجمالي الدول العربية
إجمالي الإنتاج	289.01	%53.4
إجمالي الاستهلاك	84.04	%24
الفائض/(العجز) عام 2012	205	

الفئة (ب) : دول مكتفية ذاتيا

وهي الدول التي يتوقع أن يكفي إنتاجها من الغاز متطلبات السوق المحلي مع عدم وجود فائض للتصدير أو الحاجة إلى الاستيراد وتشمل المملكة العربية السعودية ومملكة البحرين، إلا أنه من المتوقع أن تبدأ مملكة البحرين في استيراد الغاز بعد عام 2017 .

وبلغ إجمالي إنتاج الغاز (المسوق) في دول الفئة-ب في عام 2012 نحو 113.1 مليار متر مكعب وهو ما يعادل 20.9% من إجمالي إنتاج الدول العربية، ويعادل أيضا نحو 32.3% من إجمالي استهلاك الغاز في الدول العربية كما هو مبين بالجدول (2-23).

الجدول 2-23: إجمالي إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي عام 2012 في دول الفئة-ب (مليار متر مكعب)

الفئة-ب	عام 2012	النسبة من إجمالي الدول العربية
إجمالي الإنتاج	113.1	%20.9
إجمالي الاستهلاك	113.1	%32.3
الفائض/(العجز) عام 2012	-	

الفئة (ج): الدول المستوردة للغاز بشكل صافي

تعاني دول هذه المجموعة من عدم قدرة مستويات الإنتاج المحلي على تلبية متطلبات الاستهلاك في ضوء التوقعات المستقبلية للطلب على الغاز. وبعض دول المجموعة تعتمد بالفعل في الوقت الراهن على واردات الغاز الطبيعي لسد العجز بين الإنتاج والاستهلاك ومنها تونس، والأردن، والمغرب، والكويت، والإمارات. ويضاف إلى هذه الفئة كل من لبنان الذي يسعى لاستيراد الغاز خلال الفترة المقبلة، والعراق الذي يتوقع أن تصل إليه إمدادات الغاز الإيراني خلال العام الجاري 2014، ومصر، وعلى الرغم من كونها مصدر للغاز إلا أنه من المتوقع أن تتحول إلى مستورد صاف للغاز الطبيعي خلال السنوات المقبلة.

وبلغ إجمالي إنتاج الغاز (المسوق) في دول الفئة-ج نحو 139 مليار متر مكعب عام 2012، وهو ما يعادل 25.7% من إجمالي إنتاج الدول العربية. بينما بلغ استهلاكها من الغاز الطبيعي لنفس العام نحو 152.75 مليار متر مكعب بما يعادل 43.7% من إجمالي الاستهلاك في الدول العربية كما هو مبين بالجدول (2-24).

الجدول 2-24: إجمالي إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي عام 2012 في دول الفئة-ج (مليار متر مكعب)

الفئة-ج	عام 2012	النسبة من إجمالي الدول العربية
إجمالي الإنتاج	138.96	%25.7
إجمالي الاستهلاك	152.75	%43.7
الفائض/(العجز) عام 2012	(13.79)	



البيبليوغرافيا

إعداد
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

أولًا: الاقتصاد والتنمية

1. الإبراهيم، فهد راشد. مستقبل الاقتصاد العربي: الفرص والتحديات.-- ضمان الاستثمار.-- مج. 33، ع. 1(1-2015/3).-- ص. 3-4.
2. اتساع الفجوة بين الطبقات: عدم المساواة أم المشاكل السياسية والاقتصادية.-- الأهرام الاقتصادي.-- ع. 2399 (2015/5/10).-- ص. 42-43.
3. استشراف الآفاق الاقتصادية العربية في ظل تزاحم التحولات والمتغيرات.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 524 (2015/5).-- ص. 51-54.
4. الأسرج، حسين عبد المطلب. المشروعات الصغيرة والمتوسطة وتحدي البطالة بين الشباب الخليجي.-- بحوث اقتصادية عربية.-- مج. 22، ع. 69-70 (2015) .-- ص. 159-179.
5. آفاق الاقتصادات العربية لعام 2015.-- ضمان الاستثمار.-- مج. 33، ع. 1 (1-2015/3).-- ص. 5-16.
6. آفاق الاقتصادات العربية، لعام 2015.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 525 (2015/6).-- ص. 49-54.
7. الاقتصاد الأمريكي والنتائج المتوقعة بعد تطبيق الميزانية التقشفية الجديدة.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 13 (2015/3/31).-- ص. 24-36.
8. الاقتصادات الخليجية والعام 2015: الآفاق والتحديات.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 18 (2015/5/5).-- ص. 6-17.
9. بعض السمات الأساسية لسكان دولة الكويت وقوة العمل في نهاية عام 2014.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 524 (2015/5).-- ص. 32-35.
10. بعض المؤشرات الإحصائية عن دول مجلس التعاون الخليجي.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 524 (2015/5).-- ص. 45-50.
11. تداعيات تباطؤ نمو الاقتصاد الصيني على الاقتصادات الخليجية.-- تقرير الخليج الاستراتيجي.-- ع. 34)23/ 8/ 2015(.-- ص. 44-56.
12. تحسين إطار الشراكة بين القطاعين العام والخاص في الدول العربية في ضوء انعقاد المنتدى الاقتصادي العالمي.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 21 (2015/5/26).-- ص. 30-39.
13. التداعيات الاقتصادية العالمية للاتفاق النووي الإيراني.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع.29 (2015/7/22).-- ص. 37-43.
14. التعاون التجاري والاستثماري... مؤشر العلاقة الاقتصادية بين تركيا وإيران.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 33 (2015/8/18).-- ص. 28-40.
15. تقييم الدلالات الاقتصادية لأداء الميزانية المصرية خلال العالم 2015.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 25 (2015/6/23).-- ص. 27-38.
16. توجهات وآفاق صناعة الألمنيوم في الإمارات.-- النشرة الاقتصادية.-- مج. 9، ع. 131 (2015/5).-- ص. 6-7.
17. حسن، سحر أحمد. مشكلة البطالة وآليات العلاج: دراسة تطبيقية مقارنة بين حالتي مصر وماليزيا 1991-2013.-- بحوث اقتصادية عربية.-- مج. 22، ع. 69-70 (2015).-- ص. 37-64.
18. رجب، سميرة براهمية. دراسة حول التقارب والتباعد في الاقتصادات النامية: استراتيجيات تنموية وآفاق مستقبلية: حالة البلدان المغاربية وبلدان جنوب شرق آسيا.-- بحوث اقتصادية عربية.-- مج. 22، ع. 69-70 (2015).-- ص. 65-82.
19. رؤية استشرافية لأداء الاقتصاد البريطاني في حالة الاتجاه لتشديد السياسة النقدية.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 10 (2015/3/10).-- ص. 24-33.
20. رؤية استشرافية لأداء الاقتصاد القطري على ضوء سيناريوهات منتدى الاقتصاد الكلي،

2015.-- **تقرير الخليج الاستراتيجي**.-- ع. 19 (2015/5/10).-- ص. 42-56.

21. زكي، قاسم. محاصيل المستقبل في الوطن العربي.-- **التقدم العلمي**.-- ع. 90 (2015/7).-- ص. 44-51.

22. سبل تعزيز العلاقات الاقتصادية السعودية-الروسية.-- **تقرير الخليج الاستراتيجي**.-- ع. 26 (2015/6/29).-- ص. 37-54.

23. سياسات التوظيف في دول مجلس التعاون الخليجي وتأثيرها على سوق العمل.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 24 (2015/6/17).-- ص. 6-16.

24. السيد، زينب توفيق. عدالة توزيع الدخل والنمو الاقتصادي: الحالة المصرية نموذجا.-- **بحوث اقتصادية عربية**.-- مج. 22،ع. 69-70 (2015).-- ص. 7-35.

25. السيولة العقارية في الكويت بين ذروتين 2007-2014.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 525 (2015/6).-- ص. 22-29.

26. الصادرات الخليجية بين التراجع وضرورة النهوض.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال** .-- ع. 28 (2015/7/14).-- ص. 6-17.

27. الطاهر، العزب الطيب. الاقتصادات العربية بين مطرقة الاضطراب السياسي وسندان التدهور الأمني.-- **الأهرام الاقتصادي**.-- ع. 2401 (2015/5/24) .-- ص. 34-35.

28. عاصفة الحزم والاقتصادات الخليجية.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 13 (2015/3/31).-- ص. 6-17.

29. القطاع الصناعي الخليجي: الواقع والطموح.-- **التجارة**.-- مج. 44،ع. 5 (2015/5).-- ص. 20-25.

30. ماذا يعني اقتصاد السوق الحر؟.-- **التجارة**.-- مج. 44، ع. 5 (2015/5).-- ص. 28-29.

31. المركز الوطني للإحصاء والمعلومات. **الخصائص الاجتماعية والاقتصادية لذوي الإعاقة**.-- مسقط، عمان: المركز الوطني للإحصاء والمعلومات، 2015. 84-- ص.

32. المركز الوطني للإحصاء والمعلومات. **خصائص الباحثين عن العمل**.-- مسقط، عمان: المركز الوطني للإحصاء والمعلومات، 2015. 118-- ص.

33. المركز الوطني للإحصاء والمعلومات. **خصائص المشتغلين**.-- مسقط، عمان: المركز الوطني للإحصاء والمعلومات، 2015. 83-- ص.

34. مقابلة، ايهاب. بيئة الأعمال والمنشأت الصغيرة والمتوسطة في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية.-- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**.-- مج. 17، ع. 1 (2015/1).-- ص. 25-73.

35. المناطق الحرة في الاقتصاد الإماراتي: الجدوى والتحديات.-- **تقرير الخليج الاستراتيجي**.-- ع. 33 (2015/8/16).-- ص. 38-55.

36. موازنة الانضباط المالي والنمو الاقتصادي في البحرين: قراءة اقتصادية.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 19 (2015/5/12).-- ص. 7-17.

37. ناقلة، قدور بن: ومريم، محمد بن. أثر النمو الاقتصادي على البطالة في الجزائر: دراسة قياسية وفق نموذج، أوكن/غوردن للفترة 1970/2012.-- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**.-- مج. 17، ع. 1 (2015/1).-- ص. 75-109

38. هل ترتفع معدلات التضخم السعودية خلال العام الجاري2015؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 27 (2015/7/7).-- ص. 6-15.

39. هل تستمر معدلات التضخم في سلطنة عمان بالانخفاض خلال العام الجاري 2015.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 10 (2015/3/10).-- ص. 6-15.

40. هل تنجح الجهود الخليجية في مكافحة الإغراق الاقتصادي؟.-- **تقرير الخليج الاستراتيجي**.-- ع. 22 (2015/5/31).-- ص. 35-54.

ثانياً: البتروكيماويات

1. البتروكيماويات تحقق 190.2 مليون دولار أمريكي أرباحا صافية خلال عام 2014 م والجمعية العامة تقرر توزيع الأرباح على المساهمين.-- **الأسمدة العربية**.-- ع. 71 (1-2015/4).-- ص. 34-35.
2. الصناعات البتروكيماوية من أهم الصناعات الخليجية.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 523 (2015/4).-- ص. 54-5.

ثالثاً: البترول

1. كيف تطورت صناعة النفط الصخري الأمريكية رغم تراجع الأسعار؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 21 (2015/5/26).-- ص. 49-57.
2. منظمة الدول المصدرة للبترول. **أريد أن أعرف: مقدمة عن صناعة البترول ومنظمة الدول المصدرة للبترول**.-- فيينا: منظمة الدول المصدرة للبترول، 2011. 66.-- ص.

البترول - أسعار

1. اقتصاديات الخليج... بين الدولار القوي وانهيار أسعار النفط.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.--ع. 29 (2015/7/22).-- ص. 6-13.
2. بعد الاتفاق النووي الإيراني: إلى أين تتجه أسعار النفط؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 14 (2015/4/7).-- ص. 46-56.
3. تراجع سعر صرف الدينار الكويتي على إثر انخفاض أسعار النفط العالمية: المسببات والنتائج.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 22 (2015/6/2).-- ص. 6-17.
4. زغلول، ماجدة. إيران والأسعار: وماذا بعد إلغاء الحضر؟؟.-- **البترول**.-- مج. 58 (2015/5).- - ص. -38 39.
5. كم خسرت أوبك نتيجة لانهيار أسعار النفط؟؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 18 (2015/5/5).-- ص. 44-51.
6. كيف تواجه سلطنة عمان مخاطر تراجع أسعار النفط؟.-- **تقرير الخليج الاستراتيجي**.-- ع. 13 (2015/3/29).-- ص. 39-53.
7. هل يؤثر الرفع المحتمل لتصدير النفط الأمريكي على الأسعار؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 33 (2015/8/18).-- ص. 47-52.

البترول - الجوانب الاقتصادية

1. مستقبل النفط الإيراني بعد رفع العقوبات الغربية.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 28 (2015/7/14).-- ص. 39-47.

البترول - تسويق

1. تأثيرات محدودة: كيف تؤثر عاصفة الحزم على أسواق النفط العالمية؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 13 (2015/3/31).-- ص. 43-52.
2. قراءة تحليلية في أوضاع سوق النفط العالمية في ضوء تقرير بريتيش بيتروليوم.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 24 (2015/6/17).-- ص. 41-49.
3. هل تدخل أسواق النفط العالمية عصرا جديدا؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 34 (25/ 8 /2015).-- ص. 44-50.

البترول والعلاقات الدولية

1. العلاقات الروسية-السعودية.. هل تحدث جديدا في أسواق النفط.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 25 (2015/6/23).-- ص. 46-53.

البترول - تكرير

1. القرعيش، سمير. تكرير النفط الثقيل2-.-- **البترول**.-- مج. 58 (2015/5).-- ص. 30-31.

البترول - صناعة

1. تطورات صناعة زيوت التزييت في الدول الأعضاء في منظمة أوابك.-- **أوابك**.-- مج. 41، ع. 7 (2015/7).-- ص. 3-4.

2. الصحة والسلامة والبيئة في الصناعة البترولية العربية.-- أوابك.-- مج. 41، ع. 5 (2015/5).-- ص. 4-5.

البترول - شركات

1. مستقبل الإمكانات النفطية العراقية في ضوء التحديات الراهنة.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 27 (2015/7/7).-- ص. 37-44.

2. مكاسب مرحلية من ربح الحرب النفطية.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 19 (2015/5/12).-- ص. 46-53.

رابعاً: التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية

1. التجارة الإلكترونية في العالم العربي.-- النشرة الاقتصادية.-- مج. 9، ع. 131 (2015/5).-- ص. 4-5.

2. التعاون التجاري والاستثماري... مؤشر العلاقة الاقتصادية بين تركيا وإيران.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 33 (2015/8/18).-- ص. 28-40.

3. تقلبات العملات والقوى المحركة للتجارة: الفرص والمهددات.-- النشرة الاقتصادية .-- مج. 9، ع.131(2015/5).-- ص. 1-3.

4. مكافحة الغش التجاري عربيا على ضوء المنتدى العربي الجمركي الرابع.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 19 (2015/5/12).-- ص. 26-38.

5. المناطق الحرة في الاقتصاد الإماراتي: الجدوى والتحديات.-- تقرير الخليج الاستراتيجي.-- ع. 33 (2015/8/16).-- ص. 38-55.

6. مؤتمر الأمم المتحدة للتجارة والتنمية. استعراض النقل البحري،2014.-- نيويورك: الأمم المتحدة، 2014.-- 126 ص.

7. هل تستمر التجارة بين الاتحاد الأوروبي والصين في النمو خلال 2015.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 18(2015/5/5).-- ص. 27-37.

خامساً: الطاقة

1. أدوات ومنهجيات الوكالة الدولية للطاقة الذرية لتخطيط نظم الطاقة وتقييم نظم الطاقة النووية.-- الذرة والتنمية.-- مج. 27، ع. 1 (2015).-- ص. 3-22

2. داغر، نبيلة. آفاق مستقبل الطاقة، 2035.-- البترول.-- مج. 58 (2015/5).-- ص. 40-41.

3. فرص وتحديات منتجي الطاقة في افريقيا، ابريل 2015.-- تقرير الخليج الاستراتيجي.-- ع. 18 (2015/5/3).-- ص. 56-59.

4. هل تنجح أوروبا في إنشاء اتحاد للطاقة.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 10(2015/3/10).-- ص. 40-46.

الطاقة - اقتصاديات

1. سينغ، مايكل. ثلاثة عيوب في اتفاق الإطار النووي الإيراني من شأنها تقويض الاتفاق النهائي.-- تقرير الخليج الاستراتيجي.-- ع. 18(2015/5/3).-- ص. 54-55.

الطاقة - المصادر

1. الاستخدام الآمن للفحم كطاقة بديلة ودوره في دعم الاقتصاد المصري.-- البترول.-- مج. 52، ع. 5 (2015/5).-- ص. 18-19.

2. الربط الكهربائي الخليجي..عوائد اقتصادية مجزية.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 525 (2015/6).-- ص. 43-45.

3. الطاقة المتجددة..وفر في التكلفة ودفع لعجلة التنمية.-- الاقتصادي الكويتي.-- ع. 525 (2015/6).-- ص. 76-77.

4. مدى الاستجابة العالمية لإحلال الطاقة المتجددة محل الوقود الأحفوري.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 26 (2015/6/30).-- ص. 49-55.

5. هل تقود الدول الخليجية ثورة الطاقة الشمسية عالميا؟.-- تقرير الاقتصاد والأعمال.-- ع. 22 (2015/6/2).-- ص. 48-55.

6. الوقود الحيوي كوقود بديل للمحركات.-- **البترول**.-- مج. 52، ع. 5 (2015/5).-- ص. 20-21.

سادساً: الغاز

1. الزياتي، نعمان. طريق المستجدين للطاقة النووية.-- **الأهرام الاقتصادي**.-- ع. 2401 (2015/5/24).-- ص. 26-27.
2. قاسم، أمجد. الهليوم: استخدامات الغاز النبيل.-- **التقدم العلمي**.-- ع. 90 (2015/7).-- ص. 52-57.
3. منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. **واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي غير التقليدي في أمريكا الشمالية وانعكاساتها على الدول الأعضاء**.-- الكويت: منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، 2015. 185.-- ص.

سابعاً: المالية والمالية العامة

1. أدوات سوق الدين وتمويل عجز الموازنة السعودية.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع.33 (2015/8/18).-- ص. 6-18.
2. اجتماعات وزراء المالية العرب والمؤسسات المالية العربية.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 523 (2015/4).-- ص. 57-59.
3. الاستثمارات الخارجية الكويتية ومتطلبات إعادة توطينها.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 26 (2015/6/30).-- ص. 7-19.
4. الاستثمار الأجنبي المباشر الوارد إلى الدول العربية والصادر منها.-- **ضمان الاستثمار**.-- مج. 33، ع. 2 (6/ 2015).-- ص. 6-31.
5. الاقتصاد المالي والاقتصاد الحقيقي.-- **التجارة**.-- مج. 44، ع.5 (2015/5).-- ص. 32-33.
6. الإمارات بيئة مشجعة للاستثمار الأجنبي المباشر.-- **النشرة الاقتصادية**.-- مج. 9، ع. 131 (2015/5).-- ص. 5-6.
7. البديل الإستراتيجي للأجور والرواتب في الكويت: الإيجابيات والسلبيات.-- **تقرير الخليج الاستراتيجي**.-- ع. 18 (2015/5/3).-- ص. 40-53.
8. البيلاوي، حازم. الدولار ودول الفائض المالي.-- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**.-- مج. 17، ع. 1 (2015/1).-- ص. 7-24.
9. تطور التقييمات السيادية في الدول العربية.-- **ضمان الاستثمار**.-- مج. 33، ع. 1 (1-2015/3).-- ص. 17-18.
10. تطور النظام النقدي الدولي.-- **التجارة**.-- مج.44، ع. 4 (2015/4).-- ص. 30-31.
11. تطورات السياسة النقدية والمؤشرات النقدية والمصرفية، 2013.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 523 (2015/4).-- ص. 37-43.
12. الجدل الثائر حول النظام الضريبي المتوقع في الكويت.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 21 (2015/5/26).-- ص. 7-17.
13. علاية، موسى. عدم فاعلية المساعدات الخارجية للدول النامية بين المطرقة والسندان.-- **بحوث اقتصادية عربية**.-- مج. 22، ع. 69-70 (2015).-- ص. 141-157.
14. لوعيل، بلال. تطور الاستثمارات الأجنبية المباشرة العربية البينية.-- **بحوث اقتصادية عربية**.-- مج. 22، ع. 69-70(2015).-- ص. 125-139.
15. ماذا لو رفعت الولايات المتحدة الأمريكية أسعار الفائدة على الدولار؟؟.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 22 (2015/6/2).-- ص. 31-42.
16. مديونية اليونان والنتائج المحتملة لحزمة المساعدات الأوروبية الجديدة.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 29 (2015/7/22).-- ص. 20-30.

17. الوضع المالي في البحرين وتأثيره على النمو الاقتصادي.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 34 (25/ 8/ 2015).-- ص. 6-16.

18. هل تتجه معدلات التضخم في منطقة اليورو للارتفاع خلال 2015.-- **تقرير الاقتصاد والأعمال**.-- ع. 34 (25/ 8/ 2015).-- ص. 28-38

ثامناً: تلوث البيئة وحمايتها

1. أفكار جريئة لمواجهة التغير المناخي.-- **نشرة البيئة البحرية**.-- ع. 102 (1-2015/3).-- ص. 18-20.

2. تدمير آبار النفط الكويتية: كارثة بيئية ليس لها مثيل.-- **أخبار المؤسسة**.-- مج. 14، ع. 163 (2015/8).-- ص. 8-9.

3. العازمي، هدى سالم. **تأثير العوامل الطبيعية والبشرية على تباين كمية الأكسجين المذاب في جون الكويت زمانيا ومكانيا**.-- الكويت: مركز دراسات الخليج والجزيرة العربية، 2015.-- 88 ص.

4. المندعي، محمد. الكربون الأزرق وتغير المناخ.-- **التقدم العلمي**.-- ع. 90 (2015/7).-- ص. 80-83.

5. اجتماع للخبراء بشأن مراقبة التلوث البحري الناجم عن الأنشطة البرية.-- **نشرة البيئة البحرية**.-- ع. 104 (4-2015/8/6).-- ص. 12-15.

6. أثر الكربون الأسود في تغير المناخ أسوأ مما يعتقد.-- **نشرة البيئة البحرية**.-- ع. 104 (4-2015/8/6).-- ص. 39.

7. دور الاقتصاد الأخضر في التنمية المستدامة في الوطن العربي.-- **نشرة البيئة البحرية**.-- ع. 104 (4-2015/8/6).-- ص. 32-38.

8. التخطيط البيئي.-- **نشرة البيئة البحرية**.-- ع. 102(1-2015/3).-- ص. 12-17.

9. النانو تكنولوجيا والتطبيقات.-- **الذرة والتنمية**.-- مج. 27، ع. 1 (2015).-- ص. 23-45.

تاسعاً: موضوعات أخرى

1. الاجتماع التنسيقي الرابع لضباط اتصال الدول الأعضاء في مجال بنك المعلومات لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، 19-20 أبريل 2015.-- **أوابك**.-- مج. 41، ع. 5 (2015/5).-- ص. 16-17.

2. الأمن المائي.-- **نشرة البيئة البحرية**.-- ع. 104 (4-2015/8/6).-- ص. 19-22.

3. الخلف، سلطان إبراهيم. فيزياء الكم وانبثاق العصر الرقمي.-- **التقدم العلمي**.-- ع. 90 (2015/7).-- ص. 64-67.

4. سحنون، فطيمة الزهرة. نحو تعزيز قطاع تكنولوجيا المعلومات والاتصالات في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية.-- **التعاون**.-- مج. 29، ع. 86 (2015/1).-- ص. 61-91.

5. الكندري، هيفاء يوسف. **الرضا الوظيفي لدى المرأة العاملة في قطاع الخدمات الاجتماعية بالكويت**.-- الكويت: مركز دراسات الخليج والجزيرة العربية، 2015.-- 130 ص.

6. المغرب: أنبوب نقل الفوسفاط .. رؤية بيئية جديدة لتعزيز القدرات الإنتاجية للفوسفاط.-- **الأسمدة العربية**.-- ع. 71 (1-2015/4).-- ص. 30-33.

7. وثيقة المنامة للنظام: القانون الموحد للسلطة القضائية لدول مجلس التعاون.-- **التعاون**.-- مج. 29، ع. 86 (2015/1).-- ص. 129-152.

8. وقف هدر المياه: مطلب متجدد.-- **الاقتصادي الكويتي**.-- ع. 523 (2015/4).-- ص. 27-36.



Bibliograply

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

I: COMMERCE & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATIONS:

1. Couillard, Catherine and Turkina, E. Trade liberalization: The effects of free trade agreements on the competitiveness of the dairy sector.-- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 6 (6/2015).-- p. 1015-1032.
2. Demedts, Valerie. Which future for competition in the global trade system: Competition chapters in FTAs.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 49, no. 3 (6/2015).-- p. 407-436.
3. Johansson, Borje (et al). Internal and external knowledge and introduction of export varieties.-- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 4 (4/2015).-- p. 629-654.
4. Johnston, Lauren A(et al). The gravity of China's African export promise.-- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 6 (6/2015).-- p. 913-934.
5. Mavroidis, Petros C. and Sapir, Andre. Dial PTAs for peace.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 49, no. 3 (6/2015).-- p. 351-372.
6. Sowinski, Cezary. WCO immediate release guidelines: State of application in the eve of the ATF adoption.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 49, no. 3 (6/2015).-- p. 373-405.
7. Turksen, Umut and Holder, Ruth. Contemporary problem with the GATS and internet gambling.-- **Journal of World Trade**.-- Vol. 49, no. 3 (6/2015).-- p. 457-493.

II: ECONOMICS & DEVELOPMENT:

1. Arab League, Arab Fund, Arab Monetary and Organization of Arab Petroleum, Exporting Countries (OAPEC). **The joint Arab economic report 2013**.-- Abu Dhabi: Arab Monetary Fund, 2015.--192 p.
2. Cebeci, Tolga and Fernandes, M. Microdynamics of Turkey's export boom in the 2000s.-- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 5 (5/2015).-- p. 825-855.
3. Egypt's economy: Still a long road to recovery.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015).-- p. 20-21.
4. MEED. **Middle East economic review 2015**.-- London: MEED .-- p. 66.
5. Saudi Arabia a year of change.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 24-25 (17/6/2015).-- p. 20-23.
6. Seidel, Tobias. Foreign market entry under incomplete contracts.-- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 6 (6/2015) .-- p. 899-912.
7. Special report: Construction.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 18 (6/5/2015).-- p. 27-37.
8. Special report: Gaza & West Bank.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 13 (1/4/2015).-- p. 27-37.
9. Special report: Kuwait.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 24-25 (17/6/2015).-- p. 35-45.
10. Special report: Mexico.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 4 (5/2015).-- p. 29-39.
11. Special report: Rail.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 22 (3/6/2015).-- p. 27-37.

12. Special report: Saudi Arabia.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 14 (8/4/2015).-- p. 27-37.
13. Special report: UAE.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 16 (22/4/2015).-- p. 27- 37.

III:ENERGY:

1. Bater, Stephen. Energy management in the hot seat.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 30-31.
2. Cope, Gordon. Unconventional: Hunkering down.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 819 (4/2015).-- p. 24-25.
3. Davis, B. Offshore: Improved energy efficiency opportunities.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 34-35.
4. International Energy Agency. **Energy technology perspectives 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.-- 686 p.
5. Walker, Ian and Tempest, Paul. Fifty shades of black: Summary of discussions of the annual WEG consultation, March 6-8, 2015.-- **Geopolitics of Energy** .-- Vol. 37, no. 5 (5/2015).-- p. 2-4.
6. Williams, Dave. Upstream: Reducing energy intensity .-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 32-33.

ENERGY - ECONOMIC ASPECTS:

1. Abu Dhabi prepares energy overhaul.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 24-25 (17/6/2015).-- p. 32-33.
2. International Energy Agency. **Energy balances of OECD countries 2015**.-- Paris: OECD/ IEA, 2015.
3. International Energy Agency. **Energy statistics of OECD countries 2015**.-- Paris: OECD/ IEA, 2015 .--304 p.
4. OAPEC. **Energy data for international groups: Based on BP Statistical review of world energy 2014** .-- Kuwait: OAPEC, 2014.--218 p.
5. Oman's forecasts 85% power demand rise to 2021: Gas shortage a worry.--**MEES**.-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015).-- p. 10-11.
6. Ruiz, P. (et al). Reducing energy costs while improving efficiency.-- **Hydrocarbon Processing**.-- Vol. 94, no. 6(6/2015).-- p. 57-60.
7. Vidakis, Loannis. Security aspects of "geoenergeia" and the significance of energy resources management in international politics.-- **Geopolitics of Energy**.--Vol. 37, no. 3 (3/2015).-- p. 2-15.

ENERGY – RESOURCES

1. Ellis, Stephen and Futter, Andrew. Iranian nuclear aspirations and strategic balancing in the Middle East.-- **Middle East Policy**.-- Vol. xxii, no. 2 (Summer/2015) .-- p. 80-93.
2. Iran readies upstream opening in anticipation of nuclear deal.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 18 (1/5/2015).-- p. 2-3.
3. International Energy Agency. **Renewable information 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.--500 p.

4. Bakr, Amena. Saudi Arabia poised to kick-start solar program.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 32 (13/8/2015) .-- p. 6-7.

IV: FINANCE & PUBLIC FINANCE:

1. Aikman, D. (et al). Curbing the credit cycle.-- **The Economic Journal**.-- Vol. 125, no. 585 (6/2015).-- p. 1072-1109.
2. Alvarez, Roberto and Lopez, Ricardo A. Foreign technology acquisition and changes in the real exchange rate.-- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 4 (4/2015).-- p. 613-628.
3. Chen, Kang and Kwan, Chang Yee. How are exchange rates managed? Evidence of an Anchor-based heuristic. -- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 6 (6/2015).-- p. 1006-1014.
4. Edwards, Sebastian. Monetary policy independence under flexible exchange rates: An Illusion?.-- **The World Economy**.-- Vol. 38, no. 5 (5/2015).-- p. 773-787.
5. Egypt squeezes spending in bid to tame deficit.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015).-- p. 14-15.
6. Kuwait post first deficit in 15 years.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015).-- p. 13-14
7. Wang, Tianxi. Competition and increasing returns to scale: A model of bank size.-- **The Economic Journal**.-- Vol. 125, no. 585 (6/2015).-- p. 989-1014.

V: GAS:

1. Babali, Tuncay. The geopolitical impact of the shale gas revolution and a new world order: Opportunity for North America.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 37, no. 6-7 (6-7/2015).-- p. 2-15.
2. Basbali, Tuncay. The shale gas revolution and its impacts over global energy geopolitics: A case for a single North American energy market.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 37, no. 5 (5/2015).-- p. 5-16.
3. Chandra, A. How technology is opening up new markets for shale gas and GTL.-- **Gas Processing**.-- (5-6/2015).-- p. 37-40.
4. Chevron warns of Gorgon delays.-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxvi, no. 31 (5/8/2015).-- p. 3-4.
5. Chipperfield, Simon. Unconventional resources.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 7 (7/2015).-- p. 102-113.
6. Dyson, Jonathan. Shale gas: Europe edges closer to commercial production.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 819 (4/2015).-- p. 26-27.
7. Egypt on road to gas recovery after years of stagnation.-- MEES.-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015).-- p. 6-7.
8. Gas needs to get fitter, for the planet's sake.-- **World Gas Intelligence**.-- Vol. xxvi, no. 31 (5/8/2015).-- p. 1-2.
9. Houshisadat, Mohammad. The impacts of US shale gas on the geopolitics of the Middle East.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 37, no. 6-7 (6-7/2015).-- p. 16-24.
10. International Energy Agency. **Gas medium-term market report 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.-

-207 p.

11. LNG demand outlooks bearish as Japan restarts nuclear plant.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 33 (14/8/2015).-- p. 8-9.
12. LNG market faces considerable demand upside amid low prices.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015).-- p. 10-11.
13. New initiative aims to end wasteful flaring: Turning gas into cash.-- **OPEC bulletin**.-- (5/2015).-- p. 30-37.
14. Oil output declines as gas production eases down.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 26-28.
15. Oman faces uncertain LNG supply future.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 34 (21/8/2015).-- p. 10-11.
16. Petroleum Economist and BG Group. **World LNG map, 2015**.-- London: Petroleum Economist, 2015.--V.p.
17. Qatari LNG faces up to uncertain global climate.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015).-- p. 4-5.
18. Roos, Philippe. Natural gas, renewables, efficiency: Proven trio for carbon cuts.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 31 (6/8/2015) .-- p. 4-5.
19. Shata, A.K. and Abdelwaly, A. Retrofit an LPG plant for improved output and ethane recovery.-- **Gas Processing**.-- (5-6/2015).-- p. 31-36.
20. Vengateson, U. Retool heat exchanger design for different operating scenarios.-- **Gas Processing**.-- (5-6/2015).-- p. 23-28.

VI: PETROLEUM:

1. Gilles Valentin. **The oil & gas year: The who's who of the global energy industry: Kurdistan region of Iraq, 2014**.-- Seine, France: Wildcat Publishing Inc., 2014.--188 p.
2. Gilles Valentin. **The oil & gas year: The who's who of the global energy industry: Iraq, 2014**.-- Seine, France: Wildcat Publishing Inc., 2014.--192 p.
3. Gilles Valentin. **The oil & gas year: The who's who of the global energy industry: Kuwait, 2014**.-- Seine, France: Wildcat Publishing Inc., 2014.--156 p.
4. International Energy Agency. **Oil information, 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.--581 p.
5. OPEC. **World oil outlook**.-- Vienna: OPEC, 2014.--367 p.
6. Saudi reshuffle: Is the stage set for an oil change?.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 18 (1/5/2015).-- p. 12-13.
7. Special report: Oil & gas.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 19 (13/5/2015).-- p. 27-37.

PETROLEUM - MARKETING

1. Crude oil markets.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 8 (8/2015).-- p. 6-7.
2. Dahl, Carol. **International energy markets: Understanding, pricing, policies and profits.**-- Tulsa, OK: Penn Well, 2012.--586 p.
3. El-Badri, Abdalla Salem. Oil market should return to balance in second half of 2015.-- **OPEC**

Bulletin.-- (3/2015).-- p. 8-9.

4. Global oil inventories.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 6 (5/2015).-- p. 4-5.
5. International Energy Agency. **Oil medium - term market report 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.--162 p.
6. OPEC sees oversupply easing: Output at 31mn+for third month.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015).-- p. 13-15.
7. OPEC's market strategy shrinks spare capacity.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 23 (5/6/2015).-- p. 13-14.
8. Supply adjustment process stretches into 2016.-- **Oil Market Intelligence-Special supplement**.--Vol. xx, no. 8 (8/2015) .-- p. 1-4.
9. Weber, Fabian. **Eastward shifting oil markets and the future of Middle East benchmarks**.-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2015.--15 p.

PETROLEUM – ECONOMIC ASPECTS

1. Iraq to slash 2016 investment budget.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 29 (17/7/2015).-- p. 16-17
2. Iraq: Payment arrears stall investment.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 19 (13/5/2015).-- p. 20-21.
3. Kielmas, Maria. North Africa: Disillusioned investors and security threats.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 819 (4/2015).-- p. 16-18.
4. Mitchell, Beth. Upstream investment climate unstable, forecast: More of the same.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 29 (17/7/2015).-- p. 18-20.

PETROLEUM - COMPANIES

1. Chevron on verge of quitting neutral zone.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 18 (1/5/2015).-- p. 15-16.
2. Egypt receivables hit $6.3bn, up almost $1bn from start of 2015.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 33 (14/8/2015).-- p. 2-3.
3. Energy: Trouble in the divided zone.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 17 (29/4/2015).-- p. 18-19.
4. Iran: Domestic companies seek assurances ahead of oil opening .-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 34 (21/8/2015).-- p. 2-3.
5. Kavanagh, Ronan. Shell, Total are early betters on hydrogen fuel.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 31(6/8/2015).-- p. 2-3.
6. Oil firms circle as Iran nuclear deadline nears.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 23 (5/6/2015).-- p. 2-3.
7. Oil service companies bear brunt of downturn.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 3 (4/2015).-- p. 4-6.
8. Shell's cost cutting hits UAE gas, Iraq oil.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 33 (14/8/2015).-- p. 16-17.

PETROLEUM - GEOLOGY

1. Alkhafaji, M. (et al). Hydrocarbon potential of Ordovician -silurian successions in Akkas field, western desert of Iraq.-- **AAPG Bulletin**.--

Vol. 99, no. 4 (4/2015).-- p. 617-638.

2. Hao, Fang (et al). Factors controlling petroleum accumulation and leakage in overpressured reservoirs.-- **AAPG Bulletin**.-- Vol. 99, no. 5 (5/2015).-- p. 831-858.
3. Lommatzsch, Marco (et al). Structural and chemical controls of deformation bands on fluid flow: Interplay between cataclasis and diagenetic alteration.-- **AAPG Bulletin**.-- Vol. 99, no. 4 (4/2015).-- p. 689-710.
4. Peters, Kenneth (et al). Petroleum generation kinetics: Single versus multiple heating- ramp open-system pyrolysis.-- **AAPG Bulletin**.-- Vol. 99, no. 4 (4/2015).-- p. 591-616.

PETROLEUM - INDUSTRY

1. Banerjee, Dwijen K. **Oil sands, heavy oil & bitumen from recovery to refinery**.-- Tulsa, OK: PennWell, 2012 .--185 p.
2. Brower, Derek. The oil sands dig in.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 3 (4/2015).-- p. 30-32.
3. Goodyear, Stephen. Pilot steam generator uses solar energy successfully for EOR operations in Oman.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 6 (6/2015).-- p. 110-122.

PETROLEUM & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATION

1. Le Billon, P. Oil, secession and future of Iraqi federalism.-- **Middle East Policy**.--Vol. xxii, no.1(Spring/2015).-- p. 68-76.
2. Naimi, Ali. Saudi Arabia fully supports OPEC's international role: Talk of organization's weakening "unfound, politicized, untrue".-- **OPEC Bulletin**.-- (4/2015).-- p. 4-7.
3. Oil, secession and future of Iraqi federalism.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 16 (11/3/2015).-- p. 68-76.
4. Special report: Finance.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 3 (4/2015).-- p. 35-52.
5. Iran's oil and gas sector: The post-Sanctions opportunities.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015).-- p. 16-17.

PETROLEUM - PRICES

1. Jacobs, J. US shale output stalls on lower prices.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 3 (4/2015).-- p. 29-30.
2. MEOS 2015: Innovation, collaboration keys to navigating downturn in oil price, Bahrain, 8-11 March 2015.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 5 (5/2015).-- p. 78- 80.
3. OPEC's low-price policy bearing fruit, market balance looming in 2018.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 8 (8/2015).-- p. 18-19.
4. Parshall, Joel. OTC highlights technical challenges, effects of oil price volatility.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 7 (7/2015).-- p. 64-71.
5. Roos, Philippe. Green energy eyed to tame oil price volatility.-- **New Energy**.-- Vol. IV, no. 20 (21/5/2015).-- p. 1-2.

PETROLEUM - PRODUCTION

1. Ali Naimi defends OPEC's actions on production, sees prices stabilizing.-- **OPEC Bulletin**.-- (3/2015).-- p. 4-5.
2. Iraq lowers sights on capacity as reality sets in.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015).-- p. 2-4.
3. Iraq targets 9mn b/d 2022 export capacity.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015).-- p. 2-3
4. PDO accepts Oman oil ministry challenge to drive push to 1mn b/d.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015).-- p. 2-3.
5. Saudi Arabia flexes oil muscle ahead of Iran coming out party.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 29 (17/7/2015).-- p. 9-11.
6. Sharma, Hemant K. New generation inflow control device to maximize well productivity during every phase of a well's life.-- **Journal of Technology**.-- (Spring/2015).-- p. 24-33.
7. US output rise to continue to 2020.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015).-- p. 12-13.
8. Woods, Joe d.; Lea, James F and Winkler, Herald W. Special focus production technology: What's new in artificial lift?.-- **World Oil**.-- Vol. 236, no. 5 (5/2015).-- p. 35-48.

PETROLEUM - REFINING

1. Enerdata. **World refinery database, 2015**.-- London: Enerdata, 2015.--V.p.
2. Mideast refineries pose no threat, for now.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 6 (5/2015).-- p. 8-9.
3. Migliavacca, J (et al). Refining: Special report.-- **Hydrocarbon Processing**.-- Vol. 94, no. 6 (6/2015).-- p. 33-56.
4. Refining: Chasing margins, global runs move ever higher.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 8 (8/2015).-- p. 1-3.
5. Refining: First headwinds, but summer helps margins.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 6 (5/2015).-- p. 1-3
6. Refining: Maximizing diesel fuel yields.-- **Petroleum Review** .-- Vol. 69, no. 819 (4/2015).-- p. 28-29
7. Saudi Arabia sticks to Jazan plans in face of Yemen war, oil price collapse.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 34 (21/8/2015).-- p. 4-5.

PETROLEUM - SUPPLY AND DEMAND

1. China's new normal will hit oil demand.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 4 (5/2015).-- p. 8-12.
2. Is bullish Indian gas demand just a mirage?.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 4 (5/2015).-- p. 4-6.

PETROLEUM- EXPLORATION

1. Algeria to drill first offshore oil well, committed to expanding

capacity.-- **OPEC Bulletin**.-- (3/2015).-- p. 14-15.

2. Amamullah, MD (et al). Nanotechnology can overcome the critical issues of extremely challenging drilling and production environments.-- **Journal of Technology**.-- (Spring/2015).-- p. 2-12.
3. Jacobs, J. Automated drilling technologies showing promise.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 6 (6/2015).-- p. 50-57.
4. Rassenfoss, Stephen. Offshore operators shed costs, but can they keep them off?.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 7 (7/2015).-- p. 42-44.
5. Sanni, Modiu (et al). Technology test site: Value proposition for a "Live Field laboratory".-- **Journal of Technology**.-- (Spring/2015).-- p. 34-45.

VIII: POLLUTION & ENVIRNMENTAL PROTECTION

1. Craft, Lauren. North American carbon trading builds muscle.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 17(30/4/2015).-- p. 1-2.
2. Jacobs, T. Going underbalanced in unconventional reservoirs.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 5 (5/2015).-- p. 50-58.
3. Kavanagh, R. CCS eyed as long-term bet, shell an early leader.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 33 (20/8/2015).-- p. 1-2.
4. Kavanagh, Ronan. Latest Paris climate text sidelines carbon pricing.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 30 (30/7/2015).-- p. 2-3.
5. Lin, Rosa. Chevron bets on efficiency in green energy transition .-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 32 (13/8/2015).-- p. 4-5.
6. Lin, Rosa. Weak links exposed in US clean power rule.-- **New Energy**.-- Vol. IV, no. 20 (21/5/2015).-- p. 3-4.
7. Meredith, Emily. US methane rules take aim at oil, gas emissions.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 33 (20/8/2015).-- p. 2-3.
8. Millner, A. and Dietz, S. Adaptation to climate change and economic growth in developing countries.-- **Environment and Development Economics**.-- Vol. 20, no. 3 (6/2015).-- p. 380-406.
9. Packham, Iain. UAE still eyed as green energy leader.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 30 (30/7/2015).-- p. 1-2.
10. Roos, Philippe. Early debate simmers on global carbon pricing .--**New Energy**.-- Vol. iv, no. 33 (20/8/2015).-- p. 4-5.

VIIII: MISCELLANEOUS

1. Legrenzi, Matteo and Lawson, Fred H. China's Gulf policy: Existing theories, new perspectives.-- **Middle East Policy**.-- Vol. xxii, no. 2 (Summer/2015).-- p. 58-71.
2. Arab Fertilizers Association. **Fertilizers statistical yearbook, 2014**.-- Cairo: Arab Fertilizers Association, 2014 . --92 p.

OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 40 **Issue 150**

Editor - in - Chief

Abbas Ali Al-Naqi

Deputy Editor - in - Chief

Abdul Kareem Kh. Ayed

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) 24959779
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 24959779
Fax: (00965) 24959755
E-mail: oapec@oapecorg.org
Website: www.oapecorg.org

OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 40 Issue 150

Contents

Articles

WORLD OIL REFINING INDUSTRY (Part 1) 7

Imad Makki

CURRENT AND PROSPECTS OF NATURAL GAS INDUSTRY AND TRADE IN THE ARAB COUNTRIES (Part 1) 109

Wael Hamed A.Moati

Bibliograpy

Arabic 249

English 7

OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 40 - 2014 Issue 150

Articles

WORLD OIL REFINING INDUSTRY (Part 1)

Imad Makki

CURRENT AND PROSPECTS OF NATURAL GAS INDUSTRY AND TRADE IN THE ARAB COUNTRIES (Part 1)

Wael Hamed A.Moati

Bibliography: Arabic & English

Refereed Journal Published Quarterly by the Organization of Arab Petroleum Exporting Countries (OAPEC)