



منظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول
أوابك

النفط والتعاون العربي



المجلد الثالث والأربعون 2017 - العدد 162

الأبحاث

■ المرافىء العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي

المسال وإعادةته إلى الحالة الغازية الجزء الأول

وائل عبد المعطي

■ تطور امدادات النفط الخام والغاز الطبيعي من بحر

الشمال وانعكاساتها على أمن الطاقة في أوروبا وعلى

الدول الاعضاء في اوابك الطاهر الزيتوني

البييليوغرافيا



النفط والتعاون العربي

الاشتراك السنوي : 4 أعداد (ويشمل أجور البريد)

البلدان العربية

للأفراد : 8 د. ك أو 25 دولاراً أمريكياً

للمؤسسات : 12 د.ك أو 45 دولاراً أمريكياً

البلدان الأخرى

للأفراد : 30 دولاراً أمريكياً

للمؤسسات : 50 دولاراً أمريكياً

الاشتراكات باسم : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

النفط والتعاون العربي



عباس علي النقي

عبد الكريم عايد

رئيس التحرير

نائب رئيس التحرير

هيئة التحرير

د. سعد عكاشة

د. احمد الكواز

عماد مكي

د. سمير القرعيش

عبد الفتاح دندي

د. اسامة الجمالي

قواعد النشر في المجلة

تعريف بالمجلة واهدافها

النفط والتعاون العربي مجلة فصلية محكمة تعني بشؤون النفط والغاز والطاقة حيث تستقطب نخبة من المتخصصين العرب والأجانب لنشر أبحاثهم وتعزيز التعاون العلمي في المجالات التي تغطيها المجلة، كما تقوم على تشجيع الباحثين على إنجاز بحوثهم المبتكرة والأسهام في نشر المعرفة والثقافة البترولية وتلك المتعلقة بالطاقة وتعميمها والعمل على متابعة التطورات العلمية في مجال الصناعة البترولية.

الأبحاث

كافة الأبحاث التي تتعلق بالنفط والغاز والطاقة والتي تهدف إلى الحصول على إضافات جديدة في حقل الفكر الإقتصادي العربي.

مراجعة الأبحاث والكتب

تقوم المجلة بنشر المقالات التي تقدم مراجعة تحليلية لكتب أو دراسات تم نشرها حول صناعة النفط والغاز والطاقة عموماً، بحيث تكون هذه المقالات مرجعاً للباحثين حول أحدث وأهم الإصدارات المتعلقة بالصناعة البترولية.

التقارير

تتناول التقارير وقائع مؤتمر أو ندوة حضرها الكاتب، شريطة أن تكون مواضيعها ذات صلة بالنفط والغاز والطاقة، كما يشترط استئذان الجهة التي أوفدته للمؤتمر أو المؤسسات المشرفة عليه لكي تسمح له بنشرها في مجلتنا. وان لا تزيد عدد صفحات التقرير عن 10 صفحات مع كافة الاشكال والخرائط والجداول ان وجدت.

شروط البحث

- نشر الأبحاث العلمية الأصيلة التي تلتزم بمنهجية البحث العلمي وخطواته المتعارف عليها دولياً ومكتوبة باللغة العربية.
- ان لا يتجاوز البحث العلمي المنشور على 40 صفحة، (متن البحث، الجداول والاشكال) بدون قائمة المراجع، ويرسل إلكترونياً كاملاً إلى المجلة على شكل word document.
- ترسل الاشكال، الخرائط والصور في ملف اضافي على شكل JPEG.
- استخدام خط Times New Roman في الكتابة ويحجم 12، وان تكون المسافة بين الاسطر 1.5. وان تكون تنسيق الهوامش الكلمات بطريقة Justified.
- ان يتم الاشارة الى مصادر المعلومات بطريقة علمية واضحة.

- عند اقتباس اي معلومات من اي مصدر (اذا كانت المعلومات رقميه او رؤية معينة او تحليل ما) يجب ان لا يتم الاقتباس الحرفي وانما يتم اخذ اساس الفكرة واعادة صياغتها بأسلوب الباحث نفسه، والاشارة الى مصدر الإقتباس. أما في حالات الإقتباس الحرفي فتضع المادة المقتبسة بين علامتي الإقتباس ("...").
- يفضل ان تذكر المدن ومراكز الابحاث والشركات والجامعات الاجنبية الواردة في سياق البحث باللغة الانجليزية ولا تكتب باللغة العربية.
- أرفاق نسخة من السيرة العلمية إذا كان الباحث يتعاون مع المجلة للمرة الأولى.
- تعبر جميع الافكار المنشورة في المجلة عن آراء كاتبها ولا تعبر بالضرورة عن وجهة نظر جهة الإصدار ويخضع ترتيب الأبحاث المنشورة وفقا للاعتبارات الفنية.
- البحوث المرفوضة يبلغ اصحابها من دون ابداء الأسباب.
- يمنح لكل كاتب بحث خمسة أعداد من العدد الذي نشر فيه بحثه.

ترسل المقالات والمراجعات باسم رئيس التحرير، مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك،

ص.ب: 20501 الصفاة- الرمز البريدي: 13066 دولة الكويت

الهاتف: 00965- 24959000 أو 00965-24959779

الفاكس: 00965 - 24959755

البريد الالكتروني oapec@oapecorg.org

موقع الأوابك على الانترنت www.oapecorg.org

المحتويات

الأبحاث

- 7 **المرافىء العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية**
الجزء الأول
7 **واتل عبد المعطي ملخص**
- 99 **تطور امدادات النفط الخام والغاز الطبيعي من بحر الشمال وانعكاساتها على أمن الطاقة في أوروبا وعلى الدول الاعضاء في اوابك**
9 **الطاهر الزيتوني ملخص**

البيبليوغرافيا

- 201 **عربية**

البحث الأول

المرافقء العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية

الجزء الأول

وائل حامد عبد المعطي*

الفصل الأول

أنواع مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال ومنظومة عملها

تمهيد

تضم سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال مجموعة من العمليات، تبدأ بعمليات إنتاج الغاز الطبيعي ومعالجته ثم تبريده لتحويله إلى غاز طبيعي مسال ومن ثم يتم نقله بواسطة ناقلات عملاقة حتى يصل إلى البلد المستورد. وتشكل مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال الحلقة الأخيرة من حلقات الصناعة، وهي تتطلب وجود بعض التجهيزات الأساسية لتأمين تفريغ حمولة الناقلات وتخزينها وإعادة ضخ الغاز الطبيعي المسال في صورة غاز طبيعي جاهز للاستخدام في السوق المحلي للبلد المستورد. ومن هذه التجهيزات وجود رصيف بحري لترسو بجواره الناقلات، وأذرع لتفريغ الحمولة ويتم ربطها مع مشعب خطوط الأنابيب على ظهر الناقلات لتبدأ عملية التفريغ. كما يضم المرفأ صهاريج لتخزين الحمولة بعد تفريغها، ومنظومة متكاملة لإعادة تبخير الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية، وأجهزة قياس معدل الغاز الطبيعي قبل الضخ في الشبكة المحلية للبلد المستورد.

ونظراً لارتفاع تكاليف المرافئ البرية (الثابتة)، وطول فترات إنشائها التي قد تستغرق من خمس إلى سبع سنوات، وصعوبة الحصول على الاشتراطات والموافقات البيئية في بعض الأحيان، فقد بدأ التوجه نحو استخدام المرافئ العائمة لاستقبال الغاز الطبيعي المسال، وهي إما في الأصل ناقلات وتم تحويلها إلى مرافئ عائمة بإضافة منظومة تبخير، أو وحدات عائمة صنعت خصيصاً لهذا الغرض. وقد شهد عام 2005 تدشين وتشغيل أول مرفأ عائمة على مستوى العالم في ميناء Gulf Gateway Deepwater بالولايات المتحدة الأمريكية.

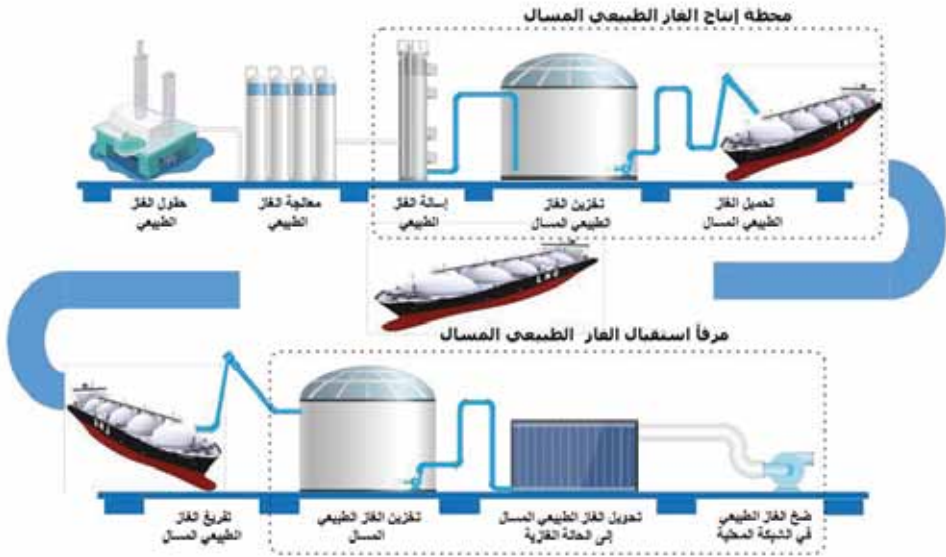
يتناول هذا الفصل أنواع مرافئ الغاز الطبيعي المسال ومنظومة عملها، ويشمل ذلك المرافئ البرية التي تتضمن رصيف رسو الناقلات، وأذرع تفريغ حمولة الناقلات، وصهاريج التخزين، ومضخات تدفيع الغاز الطبيعي المسال من الصهاريج إلى أجهزة التبخير. بالإضافة إلى المرافئ البحرية وأنواعها المختلفة، والتي تشمل المنصات البحرية، والهياكل الخرسانية القائمة بمبدأ الجاذبية، والوحدات (السفن) العائمة، وما تتميز به المرافئ العائمة بالمقارنة مع المرافئ البرية.

1-1: سلسلة القيمة لصناعة الغاز الطبيعي المسال

الغاز الطبيعي المسال (Liquefied Natural Gas, LNG) هو غاز طبيعي تم تحويله من الحالة الغازية إلى الحالة السائلة عن طريق تبريده إلى حرارة -162 درجة مئوية في ظروف الضغط الجوي العادي، ويتكون بشكل أساسي من مركب الميثان (CH_4)، مع نسبة قليلة من مركبات الإيثان (C_2H_6) والبروبان (C_3H_8)، والبيوتان فأعلى ($C_4H_{10}^+$)، كما قد يضم أيضاً نسبة ضئيلة من غاز النيتروجين.

وتتضمن صناعة الغاز الطبيعي المسال عدة مراحل متتالية كما هو مبين بالشكل 1-1، وهي تبدأ بإنتاج الغاز الطبيعي من حقول الإنتاج، ثم مرحلة المعالجة الأولية للتخلص من الشوائب والمركبات الضارة مثل الماء والغازات الحامضية مثل غاز كبريتيد الهيدروجين، وغاز ثاني أكسيد الكربون. ثم يخضع الغاز الطبيعي بعد ذلك لعمليات معالجة إضافية في محطة الإسالة حيث يتم تجفيفه باستخدام المناخل الجزيئية للتخلص من محتوى بخار الماء المتبقي الذي قد يتسبب في حدوث أضرار منها التآكل الكيميائي للأجهزة والمعدات في محطات المعالجة. كما تتضمن محطة إسالة الغاز وحدات لإزالة الزئبق الذي يتسبب عند درجات الحرارة المنخفضة في تآكل الألمونيوم الذي يصنع منه المبادلات الحرارية المستخدمة في تبريد الغاز الطبيعي.

الشكل 1-1: مراحل صناعة الغاز الطبيعي المسال



وبانتهاء عمليات المعالجة، تبدأ مرحلة التبريد التدريجي للغاز الطبيعي حتى يتحول إلى الحالة السائلة عند -162 درجة مئوية، ويتم ضخه بعد ذلك إلى صهاريج التخزين. ونتيجة لعملية التبريد ينخفض الحجم إلى 1/600 تقريباً من حجمه في الحالة الغازية ليسهل نقله باستخدام ناقلات ضخمة إلى البلد المستورد.

وتصمم ناقلات الغاز الطبيعي المسال بحيث تضم بداخل الهيكل، صهاريج معزولة جيداً لتخزين الحمولة والحفاظ على درجة الحرارة عند -162 درجة مئوية لضمان بقائها في الحالة السائلة. ولكن قد يحدث أثناء رحلة الناقل من محطة التصدير إلى محطة الاستقبال، انتقال الحرارة من الوسط الخارجي إلى الصهريج تتسبب في تبخير كمية قليلة من الحمولة يطلق عليها الغاز المتبخر (Boil off Gas)، والذي يمكن استخدامه كوقود لنظام الدفع (Propulsion System) بالناقل.

وطبقاً للتعليمات والاشتراطات الصادرة من المنظمة البحرية الدولية (International Maritime Organization, IMO) فإن الحد الأقصى لتحميل كل صهريج أثناء رحلة الناقله حوالي 98% من حجمه الإجمالي، وذلك لضمان عدم انسداد خطوط التهوية، والحيلولة دون تسرب الغاز الطبيعي المسال على ظهر الناقله. أما عند تفريغ الحمولة في مرفأ الاستقبال، فعادة يتم تفريغ نحو 98.5-99% من الحمولة، وتترك النسبة المتبقية التي يطلق عليها كعب الصهريج (Heil) لضمان الحفاظ على برودة الصهريج أثناء رحلة العودة بالإضافة إلى توفير احتياجات الناقله من وقود الغاز¹.

أما مرفأ الاستقبال أو الاستيراد (ويطلق عليه أيضاً مرفأ إعادة تبخير الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية) فهو يمثل المرحلة الأخيرة من مراحل الصناعة، ويعتبر نقطة الوصل بين الناقله وشبكة الغاز الطبيعي في السوق المستورد التي تقوم بتوصيل الغاز إلى المستهلكين النهائيين. ولتحقيق هذا الغرض، يضم مرفأ الاستقبال بعض التجهيزات اللازمة لاستقبال الناقلات، وتفريغ حمولتها وتخزينها في الصهاريج. ومن ثم يعاد الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية بالتسخين ويتمدد ليصل حجمه مجدداً إلى حوالي 580-600 ضعف حجمه وهو مسال، وهي ما تعرف باسم نسبة التمدد (Expansion Ratio) وهي النسبة بين كثافة الغاز الطبيعي المسال وكثافة الغاز الطبيعي.

2-1: لحة سريعة عن تطورات صناعة الغاز الطبيعي المسال

منذ انطلاق التجارة العالمية للغاز الطبيعي المسال في تشرين الأول/أكتوبر عام 1964 بتصدير أول شحنة من أرزيو بالجزائر إلى جزيرة كانفاي بالمملكة المتحدة، مرت صناعة الغاز الطبيعي المسال بمحطات عدة لعبت دوراً أساسياً في تطورها، وساهمت في رفع حصتها في تجارة الغاز العالمية. وقد بات ملحوظاً في الآونة الأخيرة الأهمية المتزايدة لتجارة الغاز الطبيعي المسال بين الدول المصدرة والمستوردة، فلا يكاد يمر عام واحد حتى يكون شاهداً على

¹ Dobrota et al., Problem of Boil-off Gas in LNG supply Chain, Transactions on Maritime Science (TOMS), 2013.

تشغيل محطة جديدة للتصدير ومرافقاً جديدة للاستيراد، بل ودخول بلد جديد ضمن مجموعة الدول المصدرة أو المستوردة له.

فمن جانب الدول التي ترغب في استغلال مواردها المحلية من الغاز الطبيعي، تساهم مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في تسويق إنتاجها في الأسواق المختلفة، حيث يمكن الوصول إلى أسواق بعيدة محرّكة للطلب لا يمكن الوصول إليها عبر خطوط الأنابيب.

أما من جانب الدول التي تشهد طلباً على الغاز يفوق مستويات إنتاجه محلياً، فيشكل استيراد الغاز الطبيعي المسال حلاً عملياً يمكنها من التغلب على المعوقات التقليدية لاستيراد الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب بسبب أوضاع الجغرافيا أو الجغرافيا السياسية. وبالتالي تحقق تجارة الغاز الطبيعي المسال أمن الطاقة بمفهومه الشامل لكلا الطرفين، وهو أمن الطلب للدول المصدرة وأمن العرض للدول المستوردة.

وقد لعب التطور التكنولوجي دوراً محورياً في تطور الصناعة وازدهارها، وقد شمل ذلك كافة مراحلها بداية من مرحلة إنتاج الغاز الطبيعي المسال مروراً بعملية النقل وانتهاءً بمرحلة الاستقبال وإعادة الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية في بلد الوصول.

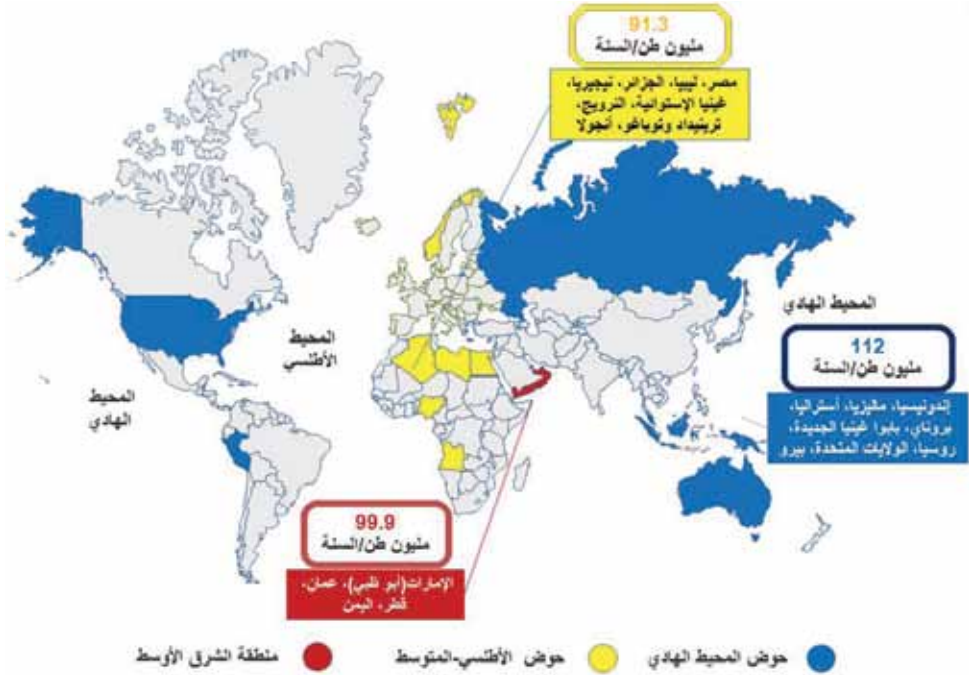
ففي مرحلة الإنتاج، ارتفعت الطاقة الإنتاجية لوحدات الغاز الطبيعي المسال بشكل هائل، وساهم تطبيق التكنولوجيا الحديثة في تخفيض التكاليف الاستثمارية بالدولار لكل طن من الطاقة الإنتاجية خلال فترة التسعينات حتى عام 2008، إلا أن منحنى التكاليف عاود الصعود مرة أخرى لأسباب كثيرة منها ارتفاع تكاليف المهام والأجهزة المستخدمة في محطات الإسالة حيث تشكل وحدها حوالي نصف تكاليف المشروع².

وفي ضوء ما سبق، ارتفعت الطاقة الإنتاجية تدريجياً من 1 مليون طن/السنة فقط عام 1964 ومن دولة واحدة وهي الجزائر لتصل إلى أكثر من 300 مليون طن/السنة عام 2015،

² Songhurst B., "LNG Plants Cost Escalation"; Oxford Institute for Energy Studies; February 2014.

في 19 دولة موزعة في ثلاث مناطق (أحواض) رئيسية هي منطقة المحيط الهادي، ومنطقة الأطلسي المتوسط، ومنطقة الشرق الأوسط كما يبين الشكل 1-2.

الشكل 1-2: مناطق إنتاج الغاز الطبيعي المسال في العالم، وطاقاتها الإنتاجية الإجمالية نهاية عام 2015



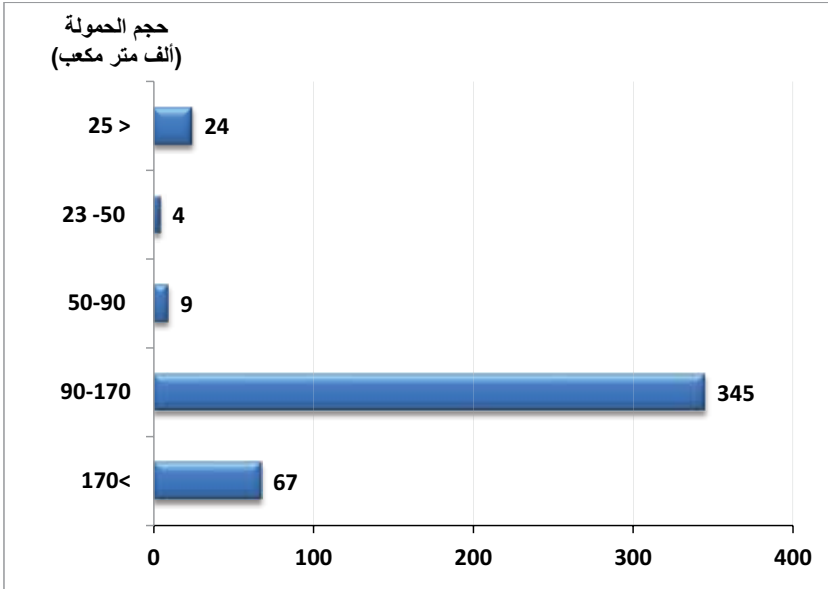
مصدر البيانات: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2016 edition

وفي مرحلة النقل، وصلت حمولة ناقلات الغاز الطبيعي المسال من طراز كيو ماكس Q-max إلى نحو 266 ألف متر مكعب وهو ما يكافئ نحو 5800 مليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي (بعد تحويله إلى الحالة الغازية)، ويعادل ذلك نحو عشرة أضعاف حمولة الناقلات Methane Princess أول ناقلات استخدمت لنقل الغاز الطبيعي المسال من الجزائر إلى جزيرة

كانفاي بالمملكة المتحدة والتي بلغت حينئذ حوالي 27.4 ألف متر مكعب، بما يكافئ نحو 600 مليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي³.

وقد بلغ حجم الأسطول العالمي من ناقلات الغاز الطبيعي المسال مطلع عام 2016 حوالي 449 ناقلة بطاقة نقل إجمالية 64.6 مليون متر مكعب، ويغلب على الأسطول الحالي الناقلات التي تتراوح حمولاتها من 90 إلى 170 ألف متر مكعب كما هو مبين بالشكل 1-3.

الشكل 1-3: تصنيف الأسطول العالمي لناقلات الغاز الطبيعي المسال حسب حجم الحمولة



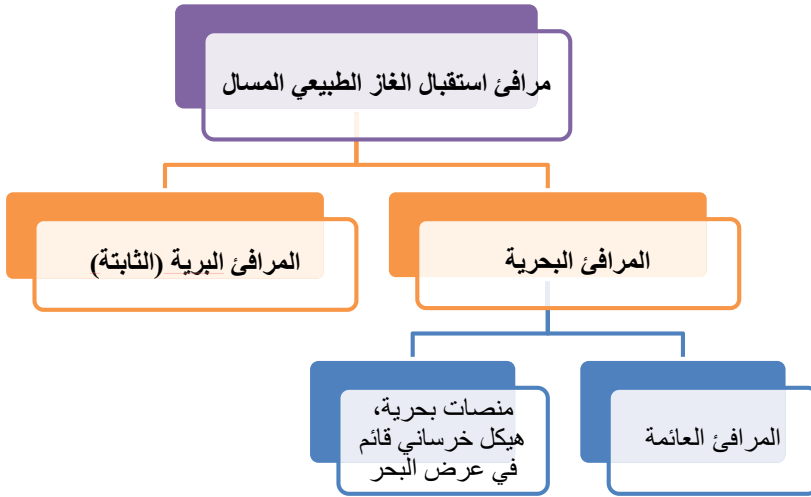
المصدر: GIIGNL, The LNG Industry Annual Report 2016 edition

أما مرافئ الاستقبال سواء كانت مرافئ برية أو بحرية، فقد ارتفعت أيضاً ساعاتها التخزينية بشكل كبير. كما تنوعت التكنولوجيا المستخدمة في عمليات تبخير الغاز الطبيعي

³ أوابك، خمسون عاماً على انطلاق الصناعة والتجارة العالمية للغاز الطبيعي المسال، شباط/فبراير 2015

المسال للوصول بأعلى معدلات تدفيع للغاز الطبيعي في الشبكات لتوزيعه على المستهلكين. كما نجح تطبيق التكنولوجيا الحديثة في إمكانية استخدام ناقلة الغاز الطبيعي المسال نفسها كمرفأ عائم أو ناقلة تغويز وذلك بإضافة منظومة تبخير على ظهر الناقلة وضخ الغاز الطبيعي مباشرة إلى المستهلكين في السوق المحلي. يبين الشكل 1-4، تقسيم أنواع مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال.

الشكل 1-4: أنواع مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال



وتتميز المرافئ البحرية ذات الهيكل العائم (المرافئ العائمة) عن نظيرتها الواقعة على البر بأنها وحدات متحركة (غير ثابتة) يمكن نقلها من موقع لآخر حسب الطلب. ويمكن استئجارها من الشركات المالكة لها بموجب عقود تمتد لمدة خمس أو عشر سنوات حسب حاجة كل سوق ويمكن الاستغناء عنها مستقبلاً إذا لم تكن هناك حاجة إلى الاستيراد، أو حتى يتم الانتهاء من إنشاء المرفأ البري الثابت بكامل تسهيلاته في ضوء توقعات العرض والطلب.

وتعد المرافق العائمة حل عملي وسريع في توفير إمدادات الغاز وتقليل أو سد الفجوة بين معدلات الإنتاج والاستهلاك خاصة في الأسواق الصغيرة. وكذلك في الأسواق الموسمية التي تشهد طلباً متزايداً على الغاز في أوقات معينة من السنة كأشهر الصيف لارتفاع درجات الحرارة وما يصاحبه من تزايد في استهلاك الطاقة الكهربائية التي تعتمد في توليدها على الغاز الطبيعي. كما يمكن استخدامها مرة أخرى كناقلات لنقل الغاز الطبيعي المسال في الأشهر الأخرى المتبقية من العام ذات الطلب المنخفض ولا تتطلب الاستيراد.

كما تنوعت أيضاً طرق إرساء هذه المرافق العائمة بحيث يمكن إرسائها بشكل دائم بمحاذاة ساحل البلد المستورد للغاز أو على بعد عدة كيلومترات والربط مع البنية التحتية المتوافرة في عمق المياه لنقل الغاز عبر خط أنابيب بحري إلى داخل السوق المحلي. وفي ضوء هذه التطورات، ارتفع عدد الدول المستوردة للغاز الطبيعي المسال ليصل إلى 33 دولة مع مطلع عام 2016.

1-3: مرافئ استقبال الغاز الطبيعي المسال البرية، ومكوناتها الأساسية

تعد المرافق البرية أو الثابتة الأوسع انتشاراً في الدول المستوردة للغاز الطبيعي المسال، وهي تقام على مساحة كبيرة من الأرض على ساحل البلد المستورد للغاز ويراعى أن تكون قريبة من البنية التحتية لخطوط الغاز بالسوق المحلي. وتضم المرافق البرية مجموعة من التسهيلات والمرافق الضرورية لقيام المرفأ بثلاث وظائف رئيسية هي⁴:

- استقبال ناقلات الغاز الطبيعي المسال وتفريغ حمولتها.
- تخزين حمولة الغاز الطبيعي المسال في صهاريج التخزين والحفاظ عليها في الحالة السائلة.

⁴ Cédric Andrieu; Small Scale LNG Import Terminal: Not As Simple As A Reduced One; LNG 17 conference, 16-19 April 2013, Texas , USA.

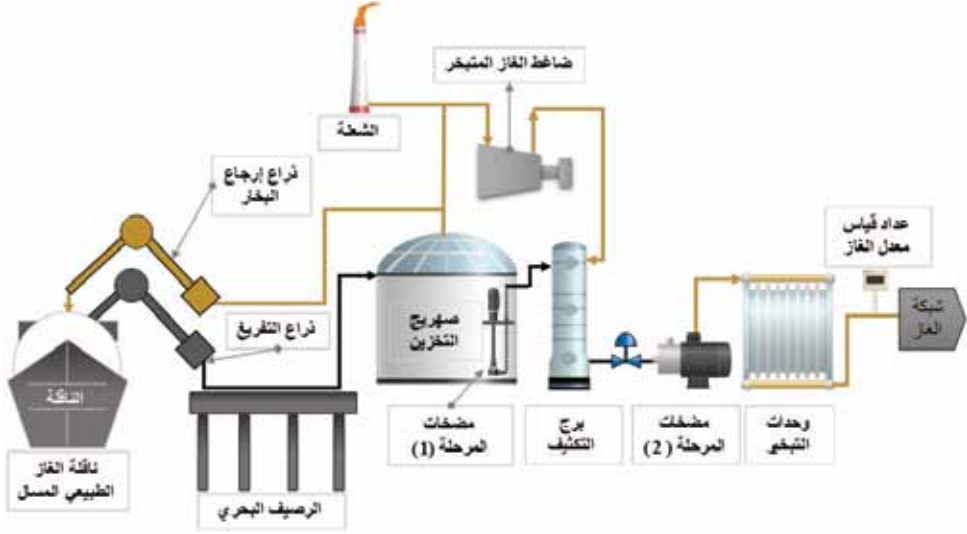
■ تبخير الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية وضخه في شبكة الغاز الرئيسية للوصول إلى المستهلكين.

وتتلخص فكرة عمل المرفأ في أنه يقوم باستقبال ناقلة الغاز الطبيعي المسال التي يتم إرسالها بجانب رصيف بحري داخل المرفأ لضمان ثباتها أثناء عملية التفريغ. ثم يتم تفريغ ونقل الحمولة عبر أذرع التفريغ المثبتة على الرصيف البحري إلى صهاريج التخزين القائمة في المرفأ وهي صهاريج ذات تصميم خاص يسمح بالحفاظ على برودة الغاز الطبيعي المسال، ويوجد منها أنواع مختلفة. وعند تشغيل المرفأ لضخ الغاز إلى شبكة الغاز المحلية تقوم مضخات المرحلة الأولى المثبتة بداخل صهاريج التخزين في عمود اسطواني رأسي (مضخات كهربائية غاطسة داخل الصهريج ذات ضغط طرد منخفض) بنقل الغاز الطبيعي المسال إلى برج إعادة التكثيف. وبداخل البرج، يحدث تلامس مباشر بين الغاز الطبيعي المسال والغازات المتبخرة من أعلى صهاريج التخزين، فتتكثف مجدداً إلى الحالة السائلة.

وبعد تكثيف الغاز المتبخر، تقوم مضخات المرحلة الثانية بتدفع الغاز الطبيعي المسال بضغط مرتفع يصل إلى 70 - 80 بار إلى أجهزة التبخير التي تقوم بإعادة تحويله إلى الحالة الغازية عبر تسخينه. وتتم عملية التسخين إما باستخدام مياه البحر أو الهواء الجوي عبر التبادل الحراري مع الغاز الطبيعي المسال، أو بحرق جزء من الغازات المتبخرة في المرفأ لتوليد الحرارة اللازمة للتبخير، أو باستخدام مائع وسيط للتبادل الحراري وهو ما سيأتي ذكره بالتفصيل لاحقاً.

وبانتهاء عملية التبخير يصبح الغاز جاهزاً للضخ في الشبكة المحلية التي تقوم بدورها بنقل وتوزيع الغاز على المستهلكين. ولكن تقاس كميات الغاز الطبيعي قبل ضخه باستخدام أجهزة قياس عالية الدقة. يبين الشكل 1-5، مخطط توضيحي لطريقة عمل مرفأ استقبال الغاز الطبيعي المسال البري.

الشكل 1-5: مخطط توضيحي لمكونات مرافق استقبال الغاز الطبيعي المسال البري



وفي ضوء ما سبق، فإن المكونات الأساسية لمرافق استقبال الغاز الطبيعي المسال تضم:

- رصيف لرسو وربط الناقل، وذراع لتفريغ حمولتها.
- صهاريج تخزين الغاز الطبيعي المسال.
- مضخات تدفيع الغاز الطبيعي المسال.
- أجهزة تبخير الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية.
- منظومة لاسترجاع الغاز المتبخر.
- أجهزة قياس، وأخرى لإضافة رائحة مميزة بغية الكشف عن أية تسربات.

ولتنفيذ مشروع مرافق بري يتضمن كافة المكونات سالفة الذكر، فإن الجدول الزمني المطلوب يتراوح بين خمس وسبع سنوات حسب موقع المشروع، ومدى إمكانية توفر المهمات والأجهزة، والأيدى العاملة ذات الخبرة. كما أنه يتطلب الحصول على العديد من التصاريح

والتراخيص قبل بدء تنفيذ المشروع، و إجراء العديد من الدراسات لتحديد أفضل موقع للمشروع، وتقييم الأثر البيئي ودراسات الجدوى،....إلخ. كما يحتاج المشروع لمساحة كبيرة من الأرض ليقام عليها المرفأ⁵ (الشكل 1-6) ومساحة كافية لورش العمل وتخزين المعدات والأعمال الميكانيكية المختلفة كاللحام والتقطيع والتصوير الإشعاعي لقياس جودة اللحام وروافع (أوناش) لرفع المعدات والأجهزة. لذا يحتاج المرفأ البري إلى تكلفة رأسمالية كبيرة قد تصل إلى أكثر من واحد مليار دولار.

الشكل 1-6: المنظر العام لمرفأ Futtsu البري لاستقبال الغاز الطبيعي المسال في اليابان



المصدر: Tepco

⁵ Ragnar Wisloff; "Höegh LNG :The floating LNG solutions provider"; Natural Gas Conference, Jakarta, October 5, 2011.

ولكن في النهاية يعتبر المرفأ البري حلاً دائماً بالنسبة للأسواق ذات الطلب المرتفع على الغاز، والتي تعتمد بدرجة كبيرة على الواردات لتلبية الطلب المحلي ومنها على سبيل المثال اليابان وكوريا الجنوبية. كما يتيح المرفأ البري إمكانية تنفيذ مراحل توسعية بإنشاء صهاريج جديدة لزيادة السعة التخزينية الإجمالية أو إضافة رصيف آخر لاستقبال أكثر من ناقلة أو إضافة وحدات وحدات تبخير لرفع طاقة التدفيع Send out Capacity (الطاقة التصميمية للمرفأ). وهو من الصعب تحقيقه مع المرفأ القائمة ذات السعات المحددة سلفاً سواء السعة التخزينية أو الطاقة التصميمية.

1-3-1: رصيف الاستقبال (Jetty)

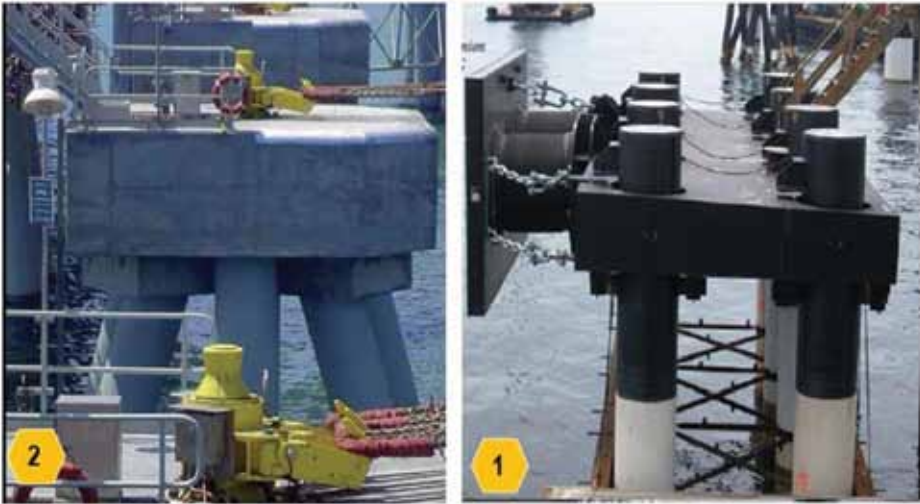
يعتبر رصيف الاستقبال نقطة الاتصال الأولى بين الميناء وناقلة الغاز الطبيعي المسال، ويهدف إلى تأمين عملية تثبيت الناقل (رسو الناقل) باستخدام عدة أربطة لتقييد حركتها أو لمنع الاصطدام بناقله مجاورة، والتي قد تحدث نتيجة وجود رياح، أو أمواج أو حركات المد والجزر. ويتوقف تصميم المرسى على نوع وحجم الناقل التي يستقبلها المرفأ. وبعبارة أخرى، تحدد اتجاهات الطلب على الغاز في السوق المستورد للغاز، ودرجة الاعتماد على الواردات في تلبية احتياجات القطاعات المحلية، سعة المرسى (Berthing Capacity) لتحديد نوع وحجم الناقلات التي يمكن استقبالها. وفي هذا الصدد، تقوم الأسواق التي تشهد طلباً متزايداً على الغاز الطبيعي المسال بإنشاء مراسي ذات سعة عالية يمكنها من استقبال الناقلات من طراز كيو فليكس Q-Flex التي تصل حمولتها إلى 217 ألف متر مكعب وطراز كيو ماكس Q-Max والتي تصل حمولتها إلى 266 ألف متر مكعب. أما الأسواق ذات الطلب المتوسط أو الأسواق الناشئة ذات الطلب المعتدل، فلا توجد حاجة لإنشاء مراسي كبيرة، وبالتالي تكون قادرة فقط على استقبال ناقلات حمولتها من 200 ألف متر مكعب.

يضم المرسى دولفين/قواعد اصطفاف أمامية (Breasting Dolphins) عبارة عن كتل خرسانية مثبتة على مجموعة من الخوازيق، وهي تساهم في عملية ربط الناقل وتثبيتها، وتقييد الحركة الطولية لها، كما تقوم بحماية الرصيف البحري من أية أحمال ناتجة عن ارتطام

الناقلة. ويتم دعم قواعد الاصطفاف بمجموعة من الصدادات (Fenders) والتي تكون في المقدمة كما هو مبين **بالشكل 1-7**. كما يضم المرسى دولفين/قواعد تثبيت (Mooring Dolphins) لإحكام عملية إرساء وتثبيت الناقلة باستخدام خطاطيف الفك/الربط السريع (Quick Release Hooks)⁶، وتجهز أيضاً بأنظمة مراقبة لقياس قوة شد الأربطة المستخدمة في تثبيت الناقلة كما هو مبين **بالشكل 1-8**.

وتتصل قواعد الاصطفاف وقواعد التثبيت ببعضها البعض عبر ممرات سير (Access Walkways) لتسهيل حركة انتقال الأفراد بينها.

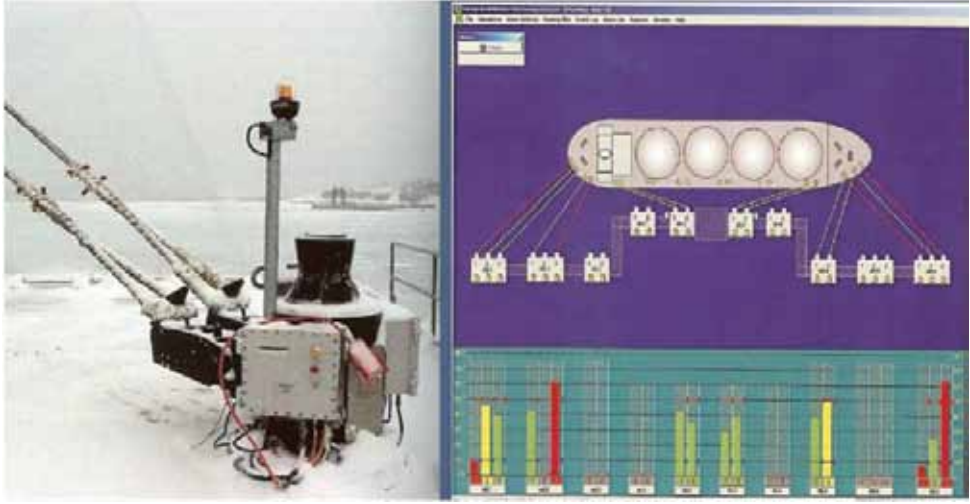
الشكل 1-7: قواعد الاصطفاف الأمامية ومثبت بها الصدادات (1)، وقواعد الربط المستخدمة في تثبيت ناقلات الغاز الطبيعي المسال (2)



المصدر: Trelleborg Marine Systems

⁶ Bon Byres; “ LNG Terminal Configuration and Siting Considerations in Working Ports”; Paper Presented at AAPA Facilities Engineering Conference, Vancouver BC, November 6-8,2013

الشكل 1-8: خطاطيف الفك (الربط) السريع المستخدمة في رسو ناقلات الغاز الطبيعي المسال، ونظام مراقبة قوة شد الأربطة

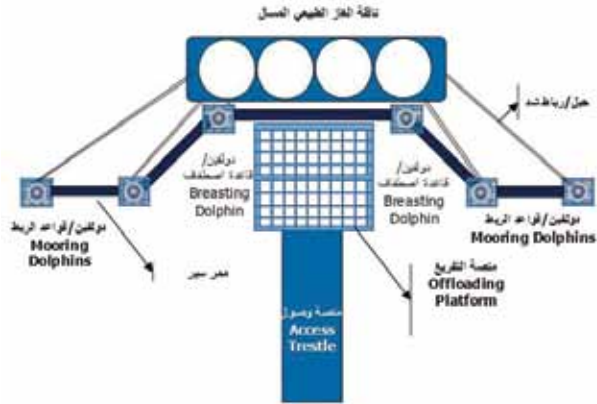


المصدر: Trelleborg Marine Systems

كما يضم رصيف الاستقبال منصة التحميل الرئيسية (Loading Platform) التي يثبت عليها أذرع التفريغ ليتم ربطها مع مشعب خطوط الأنابيب على ظهر الناقلات لتفريغ ونقل الحمولة.

ويراعى عادة أن يكون تصميم الرصيف متماثل لضمان توزيع الأحمال بشكل جيد على مكونات المرسى وتجنب حدوث أحمال زائدة على جانب دون الآخر. كما يضم رصيف الاستقبال برج صعود إلى أعلى الناقلات (Gangway Tower)، وأنظمة الإطفاء المستخدمة في مكافحة الحرائق في حالات الطوارئ؛ وقد يشمل أيضاً منصة وصول (Access Trestle) تمتد من داخل الميناء إلى المرسى كما هو مبين بالشكل 1-9. ويبين الشكل 1-10 رصيف استقبال ناقلات الغاز الطبيعي المسال في مرفأ Sabine Pass LNG بالولايات المتحدة.

الشكل 9-1: مخطط رأسي لرصيف استقبال ناقلة الغاز الطبيعي المسال



الشكل 10-1: رصيف الاستقبال في مرفأ Sabine Pass LNG بالولايات المتحدة

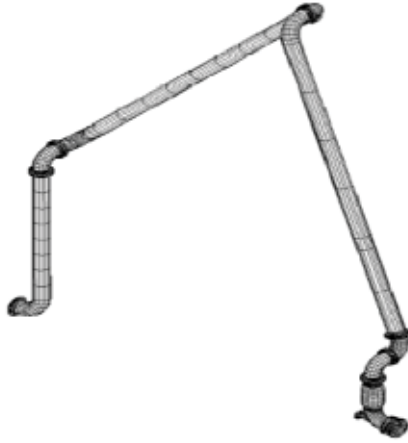


المصدر: Moffatt & Nichol

2-3-1: أذرع التفريغ (Unloading Arms)

تعد أذرع التفريغ بمثابة نقطة الاتصال الفعلية بين ناقلة الغاز الطبيعي المسال والرصيف البحري في مرفأ الاستقبال، حيث يتم تفريغ الحمولة بواسطتها مع ضمان عدم حدوث أي تسريب. ولا بد أن تكون ذات تصميم مرن يسمح بالربط في عدة مواضع ومستويات مختلفة، لتغيير مستوى الناقله بسبب عوامل المد والجزر. وتعد أذرع التفريغ المفصلية (Chiksan) من الأنواع الأكثر شيوعاً في الاستخدام في مرفأى الغاز الطبيعي المسال حيث تتسم بحركة مرنة كما هو مبين بالشكل 11-1.

الشكل 11-1: ذراع التفريغ المفصلي المستخدم في تفريغ (تحميل) الغاز الطبيعي المسال



المصدر: <http://www.lusas.com>

وعادةً يجهز كل مرسى داخل مرفأ الاستقبال بمجموعة مكونة من ثلاثة إلى أربعة أذرع قياس 16 بوصة كما هو مبين بالشكل 12-1، وفي أغلب الحالات يستخدم (ثلاثة أذرع) في نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال من الناقله إلى صهاريج التخزين بالمرفأ. أما الذراع الرابع فيستخدم في إرجاع الغاز المتبخر أثناء عملية التفريغ من تسهيلات المرفأ إلى الناقله مرة أخرى لمعادلة الضغط. وفي بعض الأحيان قد يتواجد ذراع آخر احتياطي (بخار/سائل). ولتجنب

حدوث صدمة حرارية لأذرع التفريغ نتيجة التغير المفاجئ في درجات الحرارة بسبب برودة الغاز الطبيعي المسال، يتم تهيئة الأذرع بتبريدها مسبقاً باستخدام بخار من الغاز الطبيعي المسال أو نيتروجين قبل البدء في تفريغ الحمولة، ويفضل إجراء هذه العملية قبل وصول الناقل لاختصار وقت عملية التفريغ. وتتراوح معدلات التفريغ النموذجية بين 10,000 و 12,000 متر مكعب من الغاز الطبيعي المسال/الساعة، وتصل في الناقلات العملاقة إلى 18,000 متر مكعب/الساعة. وعلى سبيل المثال، فلتفريغ ناقلة ذات حمولة 140,000 متر مكعب، يقدر الوقت المطلوب بنحو 12 ساعة تقريباً وذلك بفرضية التشغيل المستمر لأذرع التفريغ بمعدل 12,000 متر مكعب/الساعة. وعادة تستغرق العملية برمتها منذ لحظة وصول الناقل حتى مغادرتها (رسو السفينة، وربطها وتفريغها، ثم فك ربطها ومغادرتها للميناء) فترة قد تصل إلى 48 ساعة.

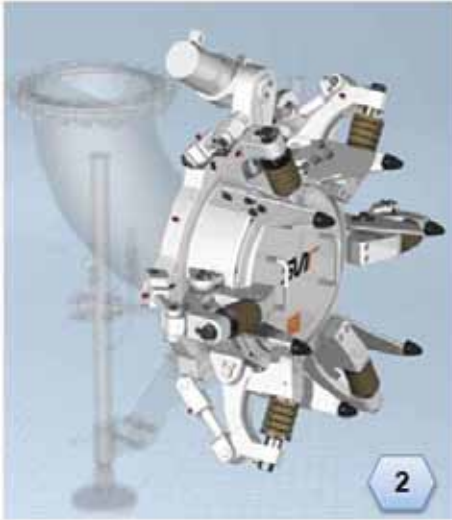
الشكل 1-12: أذرع تفريغ حمولة ناقلة الغاز الطبيعي المسال



المصدر: LIBITCO B.V.

ولإحكام ربط أذرع التفريغ بمشعب خطوط الأنابيب (Manifold) على سطح الناقل، تستخدم وصلات الربط والفك السريع (Quick Connect/Disconnect Coupler)، وهي تساهم بشكل كبير في تقليص الوقت اللازم لربط الناقل بأذرع التفريغ في مرفأ الاستقبال، وهي ذات تصميم يضمن منع أي تسريب للغاز الطبيعي المسال أثناء عملية التفريغ، ومنها ما يعمل يدوياً أو هيدروليكيًا كما هو مبين بالشكل 1-13.

الشكل 1-13: وصلات الربط والفك السريع بين ناقل الغاز الطبيعي المسال وأذرع التفريغ في المرفأ (1) النوع اليدوي، (2) النوع الهيدروليكي



المصدر: SVT GmbH⁷

ونظراً لاحتمالية حدوث تسريب للغاز الطبيعي المسال نتيجة تحرك/جنوح الناقل أثناء عملية التفريغ، فيوجد نظام تحرر في حالة الطوارئ (Emergency Release System, ERS) يقوم بالإيقاف الفوري لعملية التفريغ، وإجراء العزل الكافي بين الناقل وتسهيلات مرفأ الاستقبال. كما يمكن تنشيط نظام الطوارئ يدوياً بالضغط على زر الطوارئ.

⁷ SVT GmbH; "QCQD- Hydraulic and Manual Quick Connect/Disconnect Couplers for Marine Loading Arms".

ولهذا الغرض، تجهز أذرع التفريغ بنظام حماية مكون من صمامين كرويين مربوطين جنباً إلى جنب بواسطة وصلة ربط تتحرر في حالة الطوارئ (Double Ball Valves with Emergency Release Coupler, DDV/ERC). ففي حالة انحراف الناقلية عن المدى المسموح به، سيقوم نظام الحماية بغلق الصمامين الكرويين، بينما تنفصل وصلة الربط Coupler بين الصمامين لتنفصل أذرع التفريغ عن مشعب خطوط الأنابيب على ظهر الناقلية، ويبقى أحد الصمامين (الصمام العلوي) متصلاً بالذراع لمنع حدوث تسريب من جانب المرفأ والآخر (الصمام السفلي) متصلاً بالأنبوب على ظهر الناقلية لمنع حدوث تسريب من جانبها كما هو مبين بالشكل 14-1. ويبين الشكل 15-1 موضع وصلات الربط والفك السريع، ونظام التحرر في حالة الطوارئ على الذراع المفصلي.

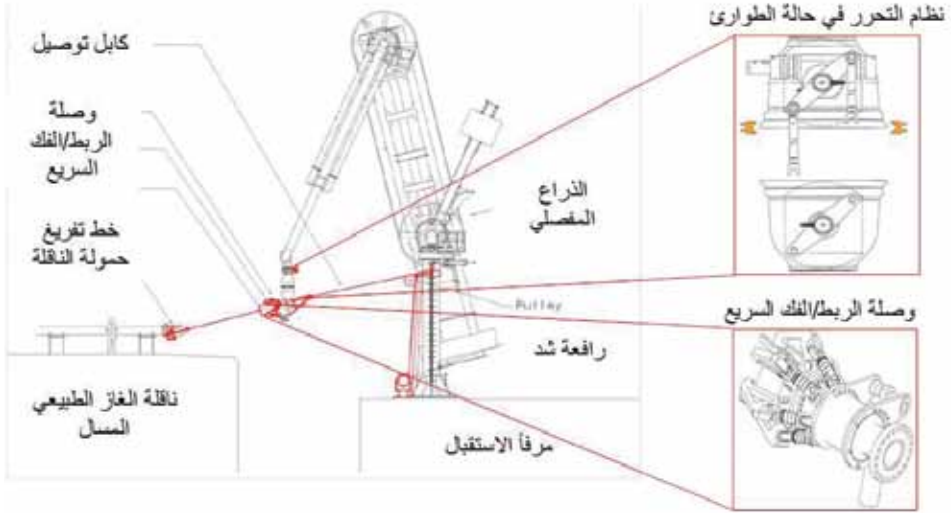
الشكل 14-1: نظام DDV/ERC على أذرع التفريغ بمرفأ استقبال الغاز الطبيعي المسال



المصدر: MIB international Limited⁸

⁸ MIB; "DBV/ERC-Double Ball Valve with Emergency Release Coupling".

الشكل 15-1: موضع وصلات الربط والفك السريع، ونظام التحرر في حالة الطوارئ على ذراع التفريغ بمرفاً الاستقبال



المصدر: Shell Global Solutions Int. et FMC Technologies⁹

3-3-1: صهاريج تخزين الغاز الطبيعي المسال

تعد صهاريج التخزين من أهم مكونات مرفأ الغاز الطبيعي المسال، وتحدد سعتها التخزينية بحيث تضمن القيام بالوظائف الرئيسية التالية:

1. استقبال حمولة ناقلة الغاز الطبيعي المسال دون تأخير.
2. إمداد السوق المحلي بالغاز الطبيعي بشكل متواصل حسب الحاجة، خاصة في حال تأخر وصول الناقلات في مواعيدها لأي سبب طارئ.
3. توفير كميات إضافية من الغاز الطبيعي في أوقات ذروة الطلب والتي قد تحدث نتيجة التغيرات الموسمية أو اليومية.

⁹ Van Der Valk C.A.C & Vreeburg J.J.M (Shell Global Solutions International BV.), Devehat R.Le & Cartereau (FMC Technologies); "Chiksan® LNG Marine Loading Arms Enhanced for Application in Exposed Areas"; 2004.

وكقاعدة عامة، فإن الحد الأدنى المطلوب للسعة التخزينية للصهاريج في المرفأ لضمان التشغيل المستمر وتصدير الغاز الطبيعي إلى المستهلكين يكافئ متوسط حجم حمولة ناقلة الغاز الطبيعي المسال.

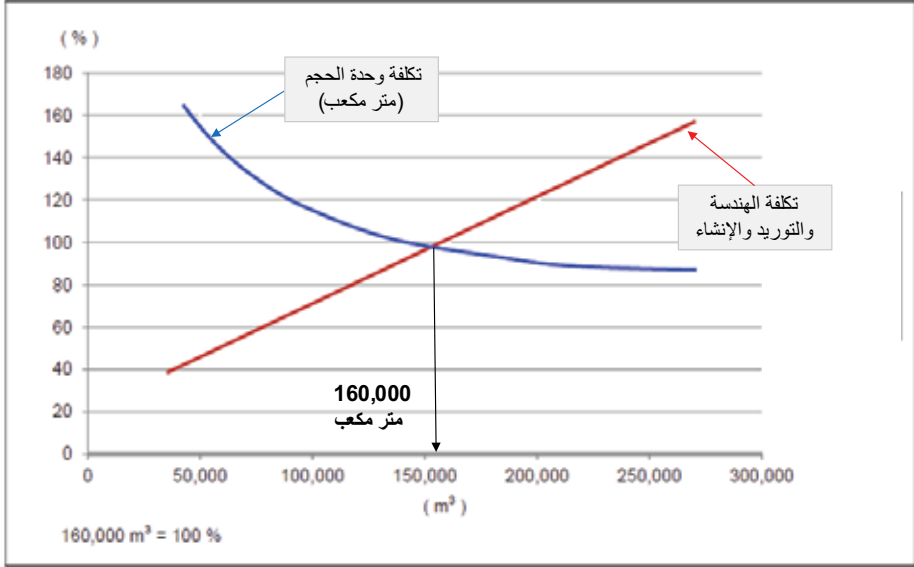
وبالتالي يمكن حساب متوسط الفترة الزمنية الفاصلة بين ناقلة وأخرى وفقاً للمعادلة الآتية:

متوسط الفترة الزمنية بين وصول الناقلات = متوسط حجم الحمولة/طاقة التدفيع من المرفأ

ونظراً لأن ظروف التشغيل الفعلية قد تتضمن أحداث طارئة، أو توقعات مفاجئة لعمليات التشغيل، فلا بد من تأمين سعة تخزينية مناسبة للمرفأ بحيث تأخذ في الاعتبار أمرين رئيسيين، أولهما احتمالية تأخر وصول الناقلات في مواعيدها المقررة، وبالتالي فلا بد من وجود مخزون كاف من الغاز الطبيعي المسال لتأمين احتياجات السوق المحلي وضمان استمرار تشغيل المرفأ، أما الأمر الثاني فهو تجنب أي تأخر محتمل أثناء تفريغ الناقلات بسبب امتلاء الصهاريج، لتجنب دفع غرامات التأخير.

عالمياً يبلغ متوسط السعة التخزينية للصهرج الواحد حوالي 150-160 ألف متر مكعب، ويستغرق إنشاؤه حوالي 30 شهراً حتى يكون جاهز للتشغيل. وقد بدأ مؤخراً إنشاء صهاريج تخزين بسعات تخزينية أعلى من 160 ألف متر مكعب وذلك لتقليل التكلفة النهائية (الهندسة والتوريد والإنشاء) لكل متر مكعب من سعة الصهرج كما يشير الشكل 1-16، وتقليل المساحة اللازمة، واستغلال موقع العمل بالشكل الأمثل.

**الشكل 1-16: تراجع تكلفة إنشاء المتر المكعب لصهرج تخزين
الغاز الطبيعي المسال مع زيادة حجم الصهرج**



ملاحظة: 100 % يكافئ حجم 160 ألف متر مكعب

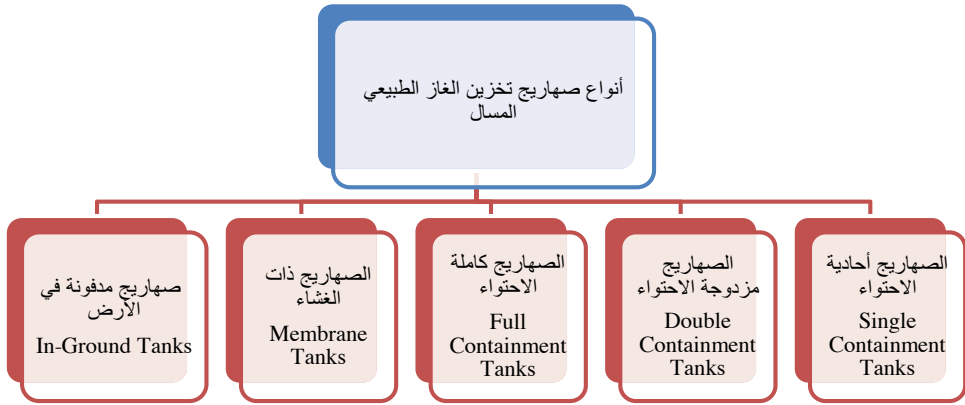
المصدر: Ishikawajima-Harima Heavy Industries (IHI) corp.

■ **أنواع الصهارج¹⁰**

تعد صهارج التخزين أول طبقة من طبقات الحماية ومنع حدوث المخاطر في مرفأ الغاز الطبيعي المسال. وتصمم الصهارج طبقاً للأكواد والمواصفات القياسية والتي تحدد أيضاً نوع المواد المستخدمة في التصنيع، لضمان الحفاظ على الغاز الطبيعي المسال في حالته السائلة، ومنع حدوث أية تسريبات أو انبعاثات. يبين الشكل 1-17، أنواع الصهارج المستخدمة في تخزين الغاز الطبيعي المسال في مرفأ الاستقبال البرية.

¹⁰ GIIGNL, LNG Information Paper.5: Managing LNG Risks-Containment.

الشكل 1-17: أنواع صهاريج تخزين الغاز الطبيعي المسال



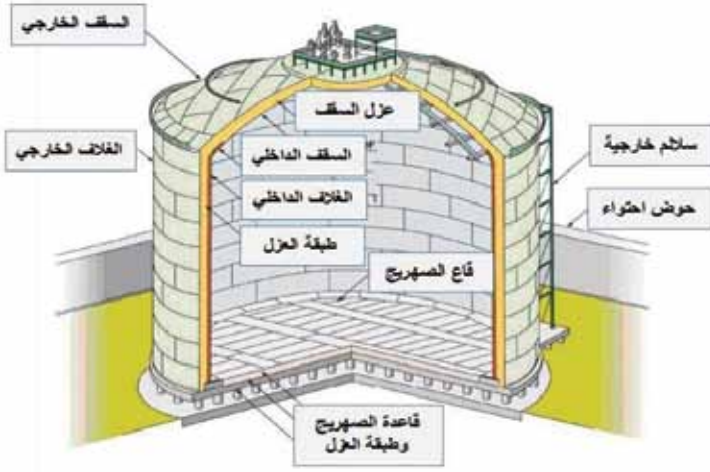
المصدر: GHIGNL

1-3-3-1: الصهاري أحادية الاحتواء (Single Containment Tanks)

تعد الصهاري أحادية الاحتواء الأقل في التكلفة مقارنة بالأنواع الأخرى، ولكنها تتطلب مساحة محيطة كافية لاحتواء مخزون السائل في حال حدوث تسرب كما هو مبين بالشكل 1-19. والصهاري أحادي الاحتواء مكون من وعاء داخلي (غلاف داخلي) مصنوع من الصلب الذي يحتوي على 9% من معدن النيكل، ويكون قادر على احتواء ومنع تسرب الغاز الطبيعي المسال وأبخرته. ويحاط الوعاء الداخلي بأخر خارجي (غلاف خارجي) يصنع من الصلب الكربوني، وهو يقوم بإحكام مادة العزل في التجويف الحلقي بين الغلافين، واحتواء أية أبخرة متصاعدة من الغاز الطبيعي المسال. أما في حال حدوث تسرب/كسر في الوعاء الداخلي، فلا يمكنه احتواء/منع تسرب السائل الذي يتجمع في حوض/سد الاحتواء (Dike) في المساحة المحيطة بالصهاري، ومن هنا جاءت تسميته "أحادي الاحتواء". لذلك يتطلب هذا النوع مساحة كبيرة مقارنة بالأنواع الأخرى.

يبين الشكل 18-1، شكل الصهريج أحادي الاحتواء المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال. كما يبين الشكل 19-1، مرفأ CovePoint بالولايات المتحدة، ويضم مجموعة من الصهاريج أحادية الاحتواء.

الشكل 18-1: الصهريج أحادي الاحتواء المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال



المصدر: GIIGNL

الشكل 19-1: مرفأ CovePoint بالولايات المتحدة، ويضم مجموعة من الصهاريج أحادية الاحتواء

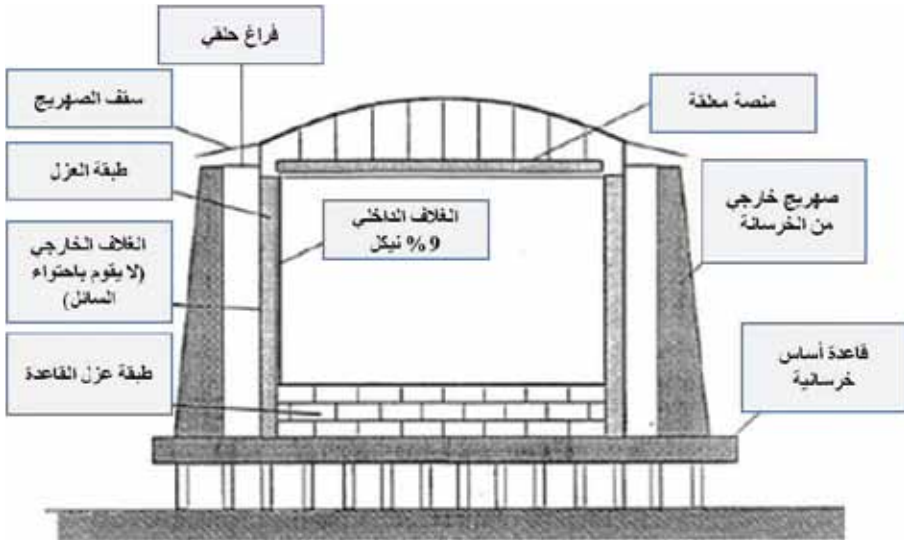


المصدر: Dominion Resources

2-3-3-1: الصهاريج مزدوجة الاحتواء (Double Containment Tanks)

يعتبر الصهريج المزدوج الاحتواء، صهريج أحادي الاحتواء مع استبدال حوض الاحتواء الخارجي بصهريج خارجي مصنوع من الخرسانة لاحقة الإجهاد (Post-Stressed Concrete). ليقوم باحتواء السائل المبرد في حال حدوث تسرب من الصهريج الداخلي، ومن ثم يقلل بشكل كبير من مساحة انتشار الغاز الطبيعي المسال وأبخرته. لكن يظل غير قادراً على احتواء الأبخرة التي تتصاعد في الفراغ الحلقي بين الصهريج الداخلي والصهريج الخارجي كما هو مبين بالشكل 1-20. والصهريج مزدوج الاحتواء أعلى في التكلفة من الصهريج أحادي الاحتواء نتيجة التكلفة الزائدة للصهريج الخرساني، إلا أنه يتطلب مساحة أقل مقارنة به.

الشكل 1-20: الصهريج مزدوج الاحتواء المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال

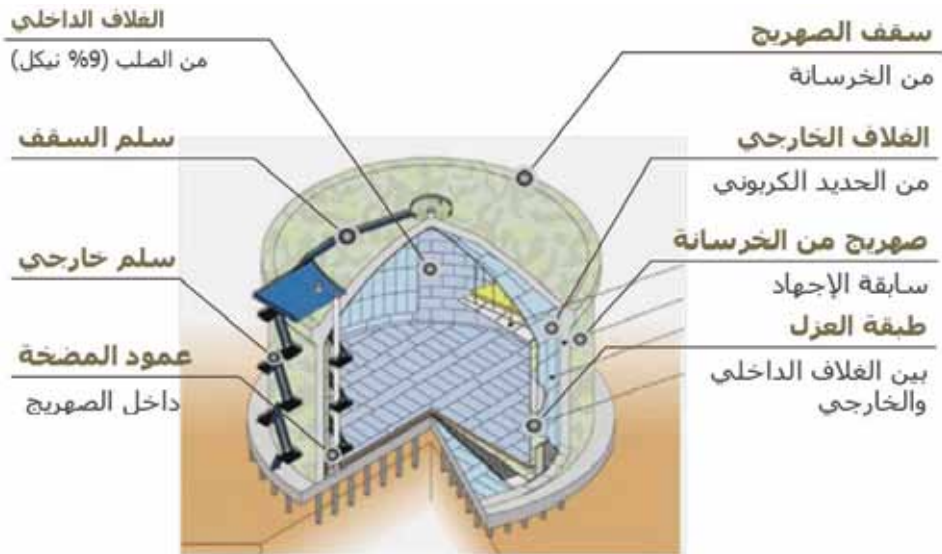


المصدر: GIIGNL

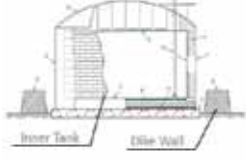
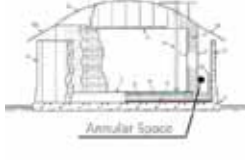
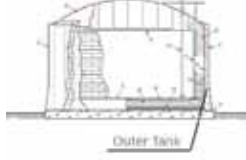
3-3-3-1: الصهاريج كاملة الاحتواء (Full Containment Tanks)

الصهريج كامل الاحتواء هو صهريج مزدوج الاحتواء ولكن يتم تغطية الفراغ الحلقي بين الصهريج الداخلي والخارجي وغطاء من الخرسانة المسلحة لمنع هروب الغازات المتبخرة من السائل في حال حدوث تسرب كما هو مبين **بالشكل 1-21**، وعادة يصنع جدار الصهريج الخارجي من الخرسانة سابقة الإجهاد (Pre-Stressed Concrete)، وبالتالي فهو يوفر الاحتواء الكامل لكل من السائل والغاز المتبخر في حال حدوث تسرب أو كسر في الصهريج الداخلي. وخلال السنوات العشر الأخيرة، أصبحت الصهاريج كاملة الاحتواء النوع الغالب في التنفيذ في مشاريع مرافئ الغاز الطبيعي المسال. ويُلخص **الجدول 1-1** السمات الرئيسية للصهاريج أحادية ومزدوجة وكاملة الاحتواء.

الشكل 1-21: الصهريج كامل الاحتواء المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال



الجدول 1-1: أهم نقاط المقارنة بين الصهاريج أحادية ومزدوجة وكاملة الاحتواء المستخدمة في تخزين الغاز الطبيعي المسال

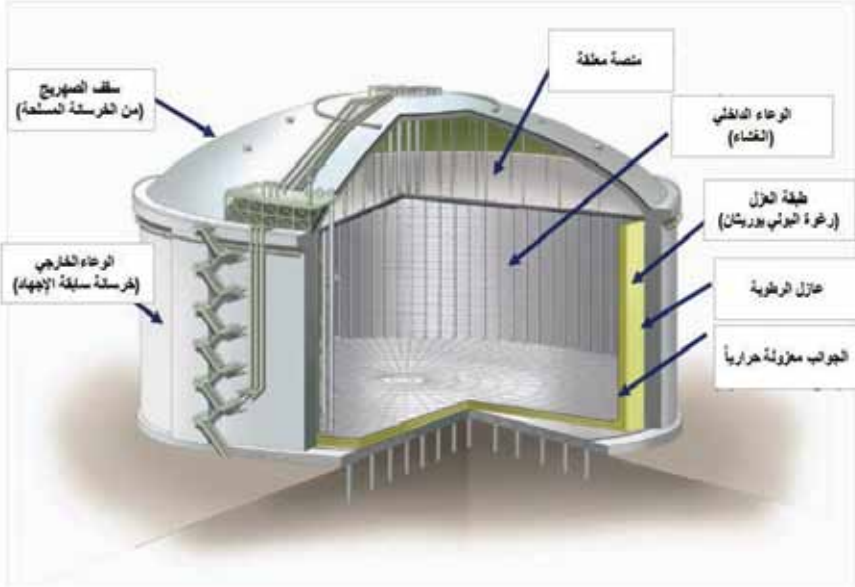
نوع الصهريج	أحادي الاحتواء	مزدوج الاحتواء	كامل الاحتواء
شكل الصهريج			
السمة الرئيسية	الصهريج الداخلي فقط يمكنه احتواء السائل	<ul style="list-style-type: none"> • كلا من الصهريج الداخلي والخارجي يمكنه احتواء السائل الفراغ الحلقي بين الصهريجين لا يزيد عن 6 متر 	كلا من الصهريج الداخلي والخارجي يمكنه احتواء السائل
الصهريج الداخلي	يقوم باحتواء السائل	يقوم باحتواء السائل والبخار	يقوم باحتواء السائل
الصهريج الخارجي	الغلاف الخارجي يقوم باحتواء البخار فقط	يقوم باحتواء السائل	يقوم باحتواء السائل والبخار
حوض احتواء خارجي	يوجد	لا يوجد	لا يوجد

المصدر: Ishikawajima-Harima Heavy Industries (IHI) corp.

4-3-3-1: الصهاريج ذات الغشاء (Membrane Tanks)

هي صهاريج مصنوعة من الخرسانة سابقة الإجهاد مع طبقة عزل داخلية تتحمل الأحمال ومغطاة بطبقة رقيقة مموجة من الصلب المقاوم للصدأ كأنها غشاء وتكون في تلامس مباشر مع الغاز الطبيعي المسال. كما يمكن أن تتمدد وتنكمش طبقاً لظروف درجة الحرارة. ويتحمل الصهريج الخارجي (الخرساني) فقط كافة الأحمال الناتجة عن وزن السائل عبر غشاء الصلب المقاوم للصدأ وطبقة العزل، وذلك لأن الصهريج الداخلي غير مثبت ذاتياً. وقد بدأ إنشاء

هذا النوع من الصهاريج في فرنسا وكوريا الجنوبية خلال حقبة السبعينات والثمانينات. يبين الشكل 1-22، شكل الصهريج ذو الغشاء الرقيق المصنوع من الصلب المقاوم للصدأ. الشكل 1-22: الصهريج ذو الغشاء (طبقة رقيقة موجة من الصلب المقاوم للصدأ)

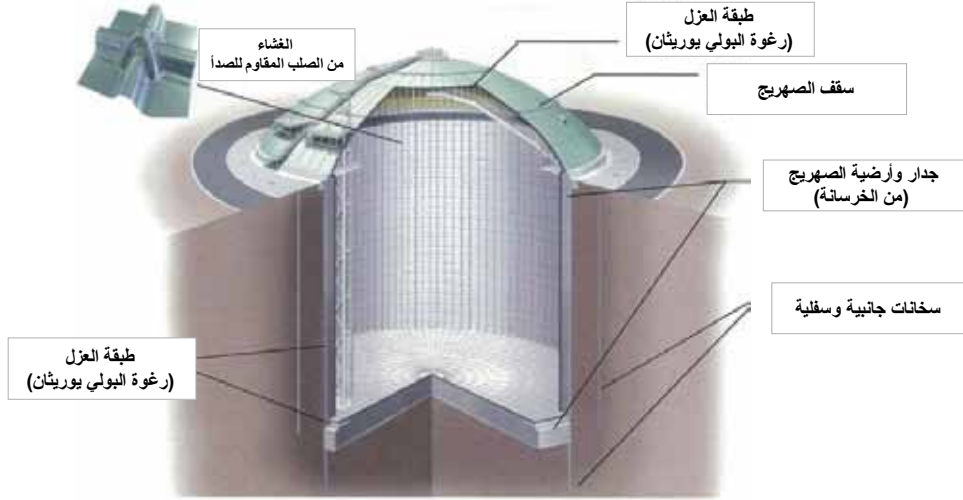


المصدر: Ishikawajima-Harima Heavy Industries (IHI) corp.

1-3-3-5: الصهاريج المدفونة في الأرض (In-ground Tanks)

ينتشر هذا النوع من الصهاريج (الشكل 1-23) في منطقة آسيا وخاصة في اليابان، حيث قامت شركة Tokyo-Gas Engineering ببناء هذا النوع في مطلع السبعينات، وكانت السعة التخزينية للصهريج حوالي 10,000 متر مكعب. ومنذ ذلك الحين قامت الشركة بالتوسع في هذا النوع، حتى بلغ العدد الإجمالي لها في اليابان نحو 76 صهريج.

الشكل 1-23: الصهاريج المدفونة في الأرض



المصدر: Ishikawajima-Harima Heavy Industries (IHI) corp.

ويصلح هذا النوع من الصهاريج في المناطق التي تعاني من الهزات الأرضية مثل اليابان، حيث أنها تتميز بارتفاع معدلات الأمان، ففي حالة حدوث كسر، لا يتسرب الغاز الطبيعي المسال إلى أعلى بل ينساب داخل باطن الأرض. كما أنها تتميز باستغلالها لمساحة صغيرة من سطح الأرض والتي يبقى بارزاً منها سقف الصهريج كما هو مبين بالشكل 1-24. لكن من أبرز التحديات المرتبطة بهذا النوع هو ارتفاع تكاليف إنشائها، كما أنها تحتاج إلى وقت أطول في الإنشاء، فالأعمال المدنية وحدها تستغرق نحو 30 شهراً مقارنة بنحو 15 شهراً للصهاريج التي يتم بناؤها فوق الأرض. ويستغرق إنشاء الصهريج الواحد من هذا النوع نحو 5-4 سنوات مقارنة بحوالي 3 سنوات للأنواع الأخرى.

الشكل 1-24: المشهد العام لصهاريج تخزين الغاز الطبيعي المسال المدفونة في الأرض

المصدر: Tokyo-Gas Engineering

وفي تطور آخر من هذا النوع، قامت شركة Tokyo-Gas Engineering بإنشاء صهاريج مدفونة بالكامل تحت سطح الأرض، بحيث يُغطى سقف الصهريج بحوالي واحد متر من التربة كما هو مبين بالشكل 1-25.

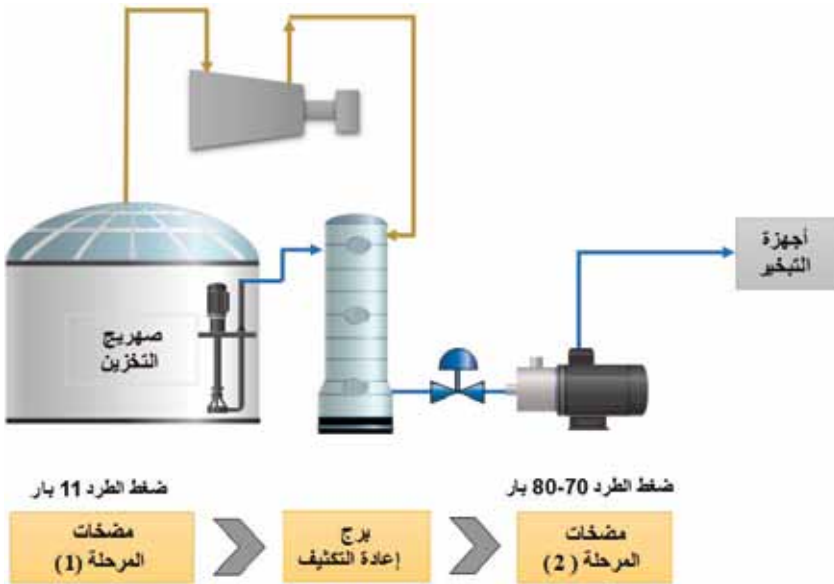
الشكل 1-25: المشهد العام لصهاريج تخزين الغاز الطبيعي المسال تحت سطح الأرض

المصدر: Tokyo-Gas Engineering

1-3-4: مضخات تدفيع الغاز الطبيعي المسال

بعد الانتهاء من عملية تفرغ حمولة ناقلة الغاز الطبيعي المسال في صهاريج التخزين داخل مرفأ الاستقبال، تبدأ بعد ذلك المرحلة التالية وهي ضخ الغاز الطبيعي المسال إلى وحدات التبخير لتحويله إلى الحالة الغازية، وتتم هذه العملية على مرحلتين كما هو مبين بالشكل 1-26.

الشكل 1-26: مراحل ضخ الغاز الطبيعي المسال من صهاريج التخزين إلى وحدات التبخير في مرفأ الاستقبال

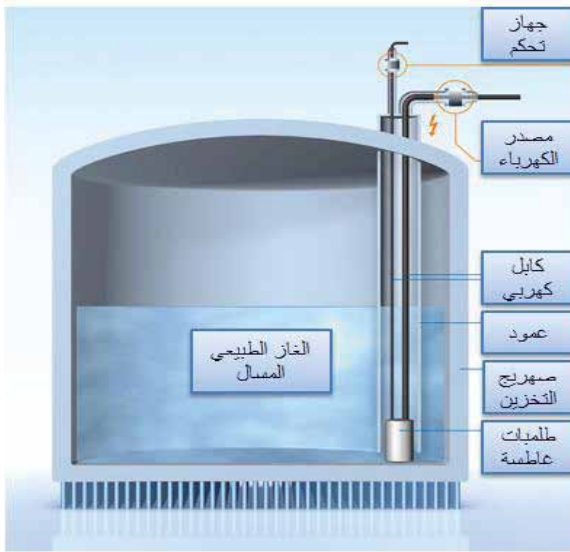


1-3-4-1: مضخات المرحلة الأولى (ذات الضغط المنخفض)

وهي مضخات كهربائية غاطسة داخل صهاريج التخزين وتوضع في عمود خاص يسمى بئر المضخة (Pump Well) كما هو مبين بالشكل 1-27، لتسهيل عملية الفك، والصيانة والتركيب، وهو أيضا بمثابة خط أنابيب الطرد الخاص بالمضخة. وتقوم هذه المضخات بنقل الغاز الطبيعي المسال إلى برج إعادة التكثيف

الذي يضخ إليه أيضا الغاز المتبخر من صهاريج التخزين بغية التلامس المباشر مع الغاز الطبيعي المسال لتكثيفه وضخه إلى أجهزة التبخير. يبلغ ضغط الطرد لمضخات المرحلة الأولى نحو 11 بار، أي نحو عشرة أضعاف ضغط تخزين الغاز الطبيعي المسال داخل الصهاريج.

الشكل 1-27: عمود مضخة الغاز الطبيعي المسال داخل صهريج التخزين



1-3-4-2: مضخات المرحلة الثانية (ذات الضغط العالي)

تقوم مضخات المرحلة الثانية بتدفع الغاز الطبيعي المسال من أسفل برج إعادة التكثيف إلى وحدات التبخير، وهي مضخات متعددة المراحل تقوم برفع الضغط إلى 70-80 بار (وقد يصل في بعض الأحيان إلى 100 بار حسب ظروف التشغيل داخل المرفأ)، حتى يتسنى ضخ الغاز الطبيعي المسال بعد تبخيره في الشبكة المحلية التي لا يقل ضغطها في الظروف العادية عن 60 بار.

1-3-5: أجهزة تبخير الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية^{11، 12، 13}

تعد أجهزة التبخير المكون الرئيسي الثاني لمرافق الغاز الطبيعي المسال، وهي تقوم بإعادة تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى حالته الغازية. وتختلف أجهزة التبخير من نوع لآخر حسب نوع الوسيط المستخدم في التسخين، فمنها ما يعتمد على استخدام مياه البحر أو الهواء كمصدر حراري للتبخير. ومنها ما يقوم بحرق جزء من الغاز المتبخر لتوليد الحرارة اللازمة للتبخير، بينما يعتمد البعض الآخر على استخدام مائع وسيط للحرارة. وتعتبر كمية الطاقة الحرارية اللازمة للتبخير كبيرة. فعلى سبيل المثال، يتطلب توليد نحو 1 مليار قدم مكعب من الغاز الطبيعي يومياً نحو 20,400 مليون وحدة حرارية بريطانية/اليوم. وهو ما يعادل نحو 1.3-2.5% من المحتوى الحراري لكمية الغاز الطبيعي المصدرة من المرفأ.

1-3-5-1: أجهزة تبخير الرف المفتوح (Open Rack Vaporizers)

● التركيب، وآلية التبخير

يعتمد جهاز تبخير الرف المفتوح على استخدام مياه البحر كوسيط للتبادل الحراري مع الغاز الطبيعي المسال. وكما يبين الشكل 1-28، يدخل الغاز الطبيعي المسال عبر فوهة دخول أسفل جهاز التبخير ويمر عبر مشعب خطوط الأنابيب إلى مجموعة من الألواح الرأسية يضم كل منها حزمة من أنابيب الانتقال الحراري مصنوعة من الألمونيوم الذي يتميز بارتفاع خاصية التوصيل الحراري. ويمر الغاز الطبيعي عبر حزمة الأنابيب ويتصاعد إلى أعلى، بينما تنساب مياه البحر من الخارج على أسطح الأنابيب من أعلى إلى أسفل ومن هنا يحدث الانتقال الحراري بين الغاز الطبيعي المسال (البارد) والماء (الساخن)، حتى يتحول إلى الحالة الغازية بدرجة حرارة مناسبة ويخرج بعد مروره عبر مجمع خطوط الأنابيب من فوهة الخروج. أما مياه البحر فيتم تجميعها بالأسفل ويتم التخلص منها بتصريفها في البحر مجدداً. وهذا النوع من

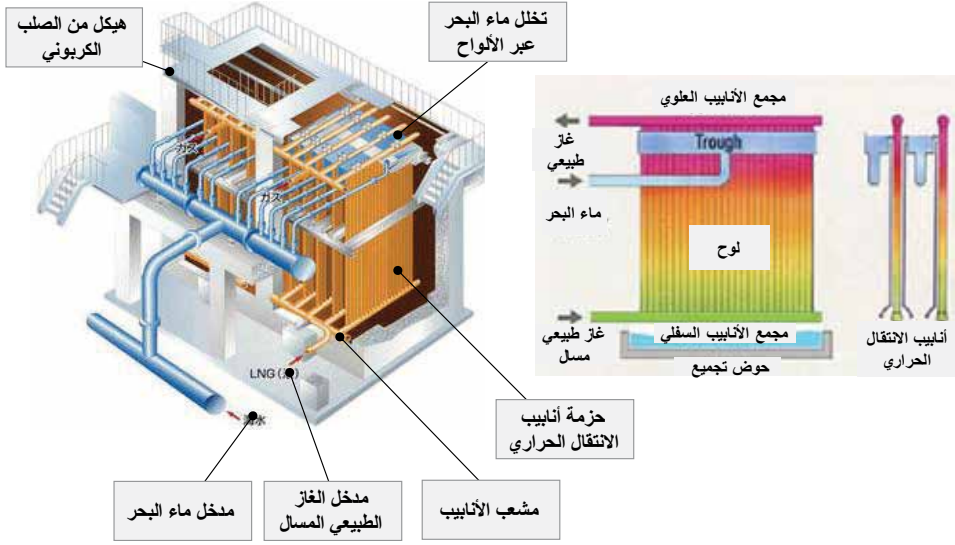
¹¹ GIIGNL, "LNG Information paper No.2: The LNG Process chain".

¹² Shinji EGASHIRA, "LNG Vaporizer for LNG Re-gasification Terminal", KOBLECO Technology Review No.32 December, 2013.

¹³ Dhirav et al., "LNG Vaporizer Selection Based on Site Ambient Conditions", LNG 17 conference Proceedings , 16-19 April 2013, Texas, USA.

أجهزة التبخير الأكثر شيوعاً في الاستخدام في اليابان، بينما يستخدم على نطاق محدود في الولايات المتحدة وأوروبا بسبب الاعتبارات والاشتراطات البيئية.

الشكل 1-28: جهاز تبخير الرف المفتوح (Open Rack Vaporizer)



المصدر: GIIGNL

وعادة يضم جهاز التبخير من 3 إلى 8 ألواح رأسية، وتكون معلقة من أعلى بواسطة هيكل من الصلب الكربوني، وتثبت في مكانها بالمرافأ على قاعدة من الخرسانة. ويتم رشها بطبقة معدن من سبيكة الألمونيوم-الزنك، لحمايتها من التآكل بسبب ملوحة مياه البحر.

● السمات الرئيسية

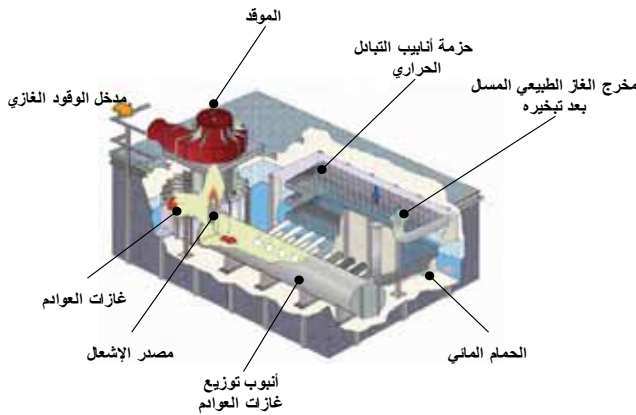
- انخفاض تكاليف التشغيل لاستخدام مياه البحر كمصدر حراري.
- فكرة العمل بسيطة، ويمكن ملاحظة العملية برمتها من الخارج.
- إمكانية زيادة أو تقليل عدد الألواح المستخدمة على حسب طاقة التبخير المطلوبة.

1-3-5-2: أجهزة تبخير الحرق الغاطسة (Submerged Combustion Vaporizers)

● التركيب، وآلية التبخير

يعتمد جهاز تبخير الحرق الغاطس على إشعال كمية من الوقود الغازي تقوم بتوليد الحرارة الكافية للتبخير، ولكن عبر حمام من الماء الساخن الذي يمر من خلاله الغاز الطبيعي المسال. ويضم جهاز التبخير جهازاً للتحكم في معدل الوقود الغازي، والموقد، وحزمة من أنابيب التبادل الحراري، وتغمر هذه المكونات في الحمام المائي كما هو مبين بالشكل 1-29. وتعتمد فكرة الجهاز على إشعال كمية من الغاز الطبيعي التي تقوم بتوليد غازات الاحتراق بحرارة مرتفعة ليتم استغلالها في تسخين الماء المحيط بأنبوب الاشتعال المغمور. وفي المقابل، يمر الغاز الطبيعي المسال عبر حزمة من الأنابيب مغمورة أيضاً داخل الحمام المائي الساخن. ومن هنا يحدث الانتقال الحراري، حتى يتحول الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية. وبمرور الوقت، ترتفع حموضة الماء المستخدم كوسيط، وهو ما يتطلب إضافة مواد كيميائية بشكل دوري للحفاظ على درجة التعادل للماء لمنع حدوث التآكل، وهي عملية ينتج عنها بمرور الوقت ترسب أملاح، لذا يجب أيضاً إزالتها دورياً لتجنب حدوث مشاكل في التشغيل.

الشكل 1-29: جهاز تبخير الحرق الغاطس (Submerged Combustion Vaporizer)



المصدر: GHIGNL

● السمات الرئيسية

- أصغر في الحجم مقارنة بأجهزة التبخير الأخرى بذات الطاقة التصميمية، ويعود ذلك إلى الاعتماد على وقود في التسخين.
- في حال توقف مصدر الوقود، يمكن لعملية التبخير أن تستمر لفترة زمنية قصيرة، باستغلال الحرارة الكامنة للماء الساخن.
- التكاليف الإنشائية أقل مقارنة بالأنواع الأخرى، حيث لا يستلزم وجود وحدات لتخزين الماء أو التخلص منه.
- ارتفاع التكاليف التشغيلية، وهي تمثل في المتوسط نحو 1.5% من الغاز الطبيعي المسال الذي يتم تبخيره بالمرافأ.
- عملية الاحتراق تطلق انبعاثات غازات الاحتباس الحراري، وهو الأمر الذي يتطلب مراعاة الامتثال للتشريعات والقوانين المنظمة في هذا الشأن.

1-3-5-3: أجهزة تبخير باستخدام مائع وسيط (Intermediate Fluid Vaporizers)

● التركيب، وآلية التبخير

يعتمد هذا النوع من أجهزة التبخير على استخدام مائع وسيط (البروبان في أغلب الحالات) ومياه البحر كمصدر حراري. حيث يتم التبادل الحراري على مستويين:

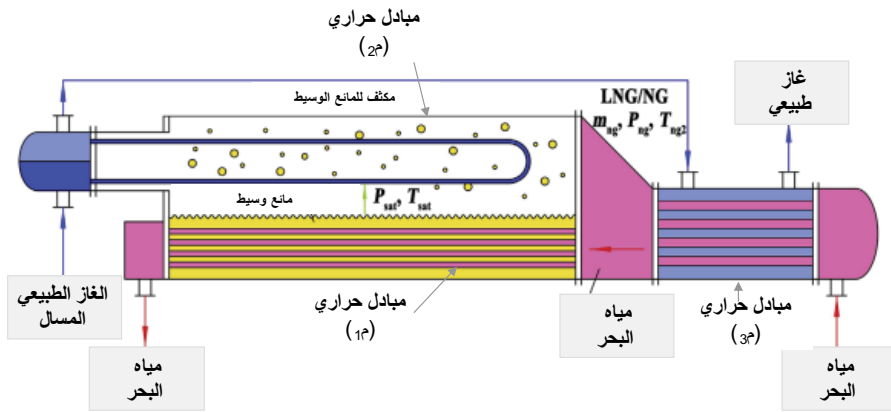
➤ التبادل الحراري بين الغاز الطبيعي المسال والمائع الوسيط (البروبان)

➤ التبادل الحراري بين المائع الوسيط (البروبان) ومياه البحر.

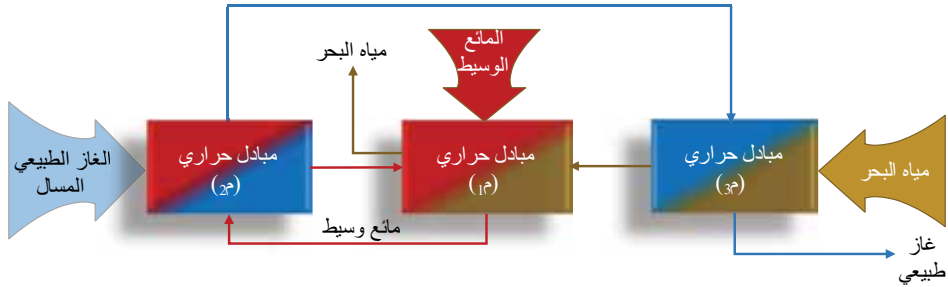
ويضم جهاز التبخير من هذا النوع ثلاثة مبادلات حرارية من نوع الغلاف والأنبوب (Shell & Tube)، الأول لتبخير المائع الوسيط (م₁)، والثاني لتبخير الغاز الطبيعي المسال (م₂)، والثالث لتسخين الغاز الطبيعي (م₃) كما هو مبين بالشكل 1-30. في البداية، يمر الغاز الطبيعي المسال في أنابيب المبادل الثاني (م₂) حيث يحدث انتقال للحرارة مع المائع الوسيط (غالباً البروبان) الذي يلامس سطح الأنابيب من الخارج. ونتيجة لهذا التلامس ترتفع درجة

حرارة الغاز الطبيعي المسال، ويتبخر الجزء الأكبر منه إلى الحالة الغازية ليمر عبر أنبوب واصل إلى غلاف المبادل الحراري (3م) ، ليحدث انتقال حراري بينه وبين مياه البحر التي تمر عبر حزمة الأنابيب داخل المبادل، ومن ثم يسخن في حالته الغازية بدرجة حرارة مناسبة.

الشكل 1-30: جهاز تبخير باستخدام مائع وسيط (Intermediate Fluid Vaporizer)



المصدر: GIIGNL



على الجانب الآخر، يتكثف البروبان إلى الحالة السائلة نتيجة ملامسته للغاز الطبيعي المسال، ويمر عبر غلاف المبادل الحراري (1م) على سطح الأنابيب التي يمر خلالها ماء البحر البارد القادم من المبادل (3م) ومن ثم يتحول البروبان إلى حالته الغازية ليستخدم مجدداً في تسخين الغاز الطبيعي المسال الداخل إلى المبادل.

وتصنع الأنابيب التي يمر عبرها مياه البحر (في المبادل الحراري م₁، م₂) من مادة التيتانيوم وذلك لمقاومة التآكل الذي قد يحدث بسبب ملوحة المياه.

■ السمات الرئيسية

- انخفاض تكاليف التشغيل كما هو الحال مع أجهزة الرف المفتوح لاستخدام مياه البحر كمصدر حراري رئيسي.
- يحول استخدام المائع الوسيط دون حدوث تجمد للمصدر الحراري الرئيسي (مياه البحر)، وانسداد الأنابيب.
- يحد استخدام حزم الأنابيب المصنوعة من التيتانيوم من فرص حدوث التآكل الكيميائي، حتى وإن استخدمت مياه ذات خصائص غير جيدة كارتفاع محتوى الأملاح.

1-3-4: أجهزة تبخير باستخدام الهواء الجوي (Ambient Air Vaporizers)

■ التركيب، وآلية التبخير

يعتمد هذا النوع من أجهزة التبخير على استخدام الهواء الجوي كمصدر حراري لتبخير الغاز الطبيعي المسال. ولكن ينحصر استخدام هذا النوع في المواقع صغيرة الحجم، أو البعيدة والتي يتم نقل الغاز الطبيعي المسال إليها بواسطة الشاحنات. ومن أبرز عيوبها أنها تتوقف على ظروف الجو في موقع العمل، وفي حالة ارتفاع الرطوبة فهناك إمكانية لتكون ضباب إذا انخفضت درجة حرارة الهواء عن نقطة الندى. ويتوافر هذا النوع في فئتين:

-الفئة الأولى: تعتمد على التسخين المباشر باستخدام الهواء، ويكون سحب الهواء اللازم

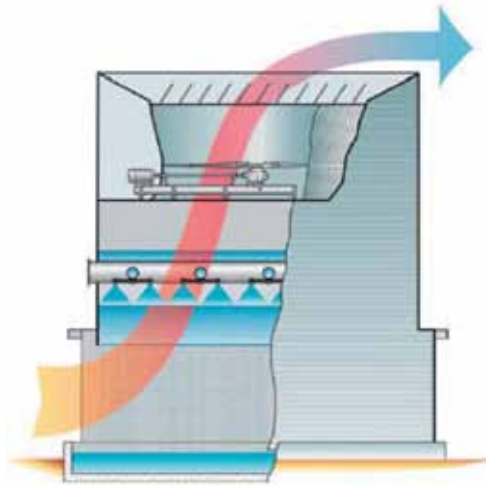
لإتمام عملية التبخير إما طبيعياً أو باستخدام مروحة.

-الفئة الثانية: تعتمد على التسخين غير المباشر، وفي هذه الحالة يتم استخدام مائع وسيط

كالجليكول لتحمل درجات الحرارة المنخفضة وتكون فكرة العمل مشابهة لتلك المستخدمة في

أجهزة التبخير باستخدام مائع وسيط. حيث يتم تسخين الغاز الطبيعي المسال باستخدام الجليكول الذي يتم تسخينه بواسطة الهواء الجوي. يبين الشكل 1-31، نموذج لجهاز تبخير الغاز الطبيعي المسال باستخدام الهواء الجوي.

الشكل 1-31: جهاز تبخير الغاز الطبيعي المسال باستخدام الهواء الجوي



المصدر: Center for Energy Economics (CEE), Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin -

● السمات الرئيسية

- تكنولوجيا مطبقة ومناسبة للمواقع ذات الأجواء الساخنة.
- انخفاض تكاليف التشغيل لاستخدام الهواء كمصدر حراري رئيسي.
- غير ضارة بالبيئة.
- تحتاج إلى مساحة كبيرة، والوزن (الحمولة) أكبر من الأنواع الأخرى.

1-3-5-5: المقارنة بين أنواع أجهزة التبخير المستخدمة في مرفأ الغاز الطبيعي المسال

يتوقف اختيار النوع الأمثل لأجهزة التبخير في مرفأ الغاز الطبيعي المسال على عدة عوامل أهمها موقع المرفأ، والمساحة المتوفرة، والظروف المناخية المحيطة، والاشتراطات

البيئية، ومعدلات الغاز الطبيعي المطلوبة بالإضافة إلى بعض الاعتبارات الخاصة بعمليات التشغيل. ويُلخص الجدول 1-2 أهم السمات الرئيسية لأنواع أجهزة التبخير سالفة الذكر.

الجدول 1-2: أهم السمات الرئيسية لأجهزة التبخير المستخدمة في مرافق الغاز الطبيعي المسال

وجه المقارنة	أجهزة تبخير الرف المفتوح	أجهزة تبخير الحرق الغاطسة	أجهزة تبخير باستخدام مانع وسيط	أجهزة تبخير الهواء الجوي
فكرة العمل	تبخير الغاز الطبيعي المسال مباشرة بواسطة مياه البحر	تبخير الغاز الطبيعي المسال باستخدام حمام مائي الذي يتم تسخينه بحرق كمية من الغاز	تبخير الغاز الطبيعي المسال الذي يتم تسخينه بواسطة مياه البحر	تبخير الغاز الطبيعي المسال مباشرة بواسطة الهواء الجوي
تكاليف التشغيل	منخفضة	مرتفعة	متوسطة	منخفضة
الكيمائيات المستخدمة	يستخدم الكلور لمعالجة المياه المستخدمة	تستخدم بعض الكيمائيات في ضبط درجة الحموضة/القلوية للماء	يستخدم الكلور لمعالجة المياه المستخدمة ولكن بمعدل أقل	لا يوجد
المتطلبات	- مصدر للكهرباء - ظلمة لسحب مياه البحر	- مصدر للكهرباء - مصدر وقود (غاز)	- مصدر للكهرباء - ظلمة لسحب مياه البحر	مصدر للكهرباء
الأثار البيئية	الأثار المترتبة على الحياة البحرية من تصريف الماء البارد، ومحتوى الكلور المتبقي	الانبعاثات الناتجة عن حرق الوقود المستخدم	الأثار المترتبة على الحياة البحرية من تصريف الماء البارد، ومحتوى الكلور المتبقي	لا يوجد أثار مباشرة على البيئة باستثناء احتمالية تكون ضباب
مخاطر الأمن والسلامة	حدوث تسرب للغاز الطبيعي المسال من جهاز التبخير على الأرض	حدوث تسرب للغاز الطبيعي المسال داخل الحمام المائي	حدوث تسرب للغاز الطبيعي المسال من جهاز التبخير على الأرض	حدوث تسرب للغاز الطبيعي المسال من جهاز التبخير على الأرض
المساحة المطلوبة	متوسطة	صغيرة	متوسطة	كبيرة
التطبيق الأمثل	المواقع ذات الأجواء المعتدلة	المواقع ذات المساحة المحدودة	المواقع ذات الأجواء الباردة، لتجنب تجمد مياه البحر	المواقع ذات الأجواء الساخنة

1-3-6: منظومة استرجاع الغاز المتبخر في مرفأ الاستقبال

يخزن الغاز الطبيعي المسال في صهاريج التخزين التي تحافظ على برودة الغاز الطبيعي المسال عند -162 درجة مئوية، تحت ظروف الضغط الجوي العادي. وبالرغم من أن صهاريج التخزين معزولة جيداً، فقد يحدث انتقال للحرارة من الوسط المحيط إلى داخل الصهريج عبر الجدران أو السقف أو من الأسفل كما هو مبين **بالشكل 1-32**، مما يؤدي إلى حدوث ارتفاع طفيف في درجة الحرارة وبالتالي تبخر جزء من المخزون وهو ما يعرف باسم بالغاز المتبخر (Boil off Gas, BOG). لذا يضم أي مرفأ استقبال منظومة لاسترجاع الغاز المتبخر بغية استخدامه كوقود في الموقع، أو تكثيفه في برج إعادة التكتيف و إعادة ضخه مع الغاز الطبيعي المسال إلى وحدات التخزين.

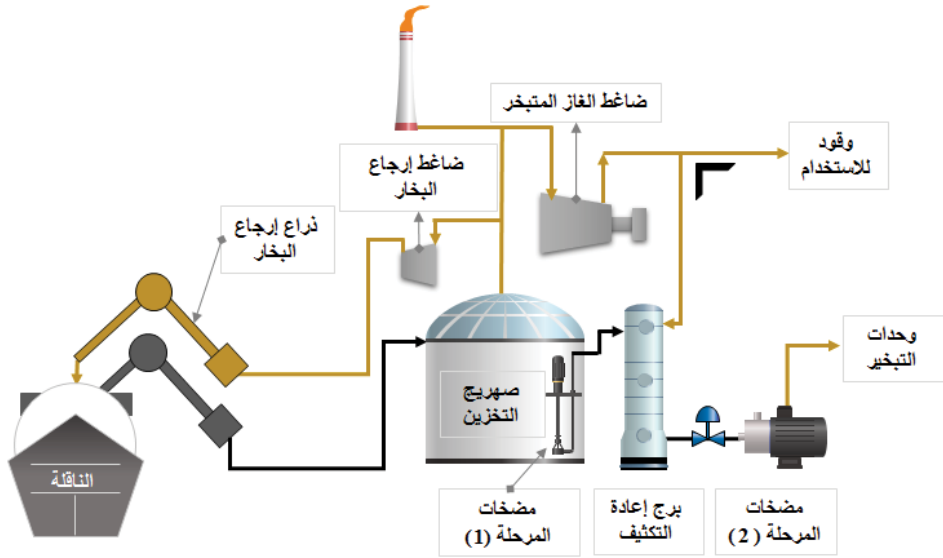
الشكل 1-32: انتقال الحرارة من الوسط الخارجي إلى صهريج تخزين الغاز الطبيعي المسال



أما أثناء تفريغ ناقلة الغاز الطبيعي المسال، فقد يحدث انتقال للحرارة أثناء عملية التفريغ باستخدام مضخات الناقلة، وذلك عبر خطوط الأنابيب أو أثناء تبريد أذرع التفريغ في المرفأ قبل بدء عملية التفريغ، ويؤدي ذلك إلى زيادة كميات الغاز المتبخر.

وفي هذا السياق، تعمل منظومة استرجاع الغاز المتبخر وفق حالات التشغيل المختلفة لمرفأ الغاز الطبيعي المسال¹⁴ سواء أثناء التوقف (Holding Mode) بلا أي عمليات تفريغ أو أثناء تفريغ حمولة الناقل (Unloading Mode)، أو حتى أثناء توقف المرفأ نفسه عن العمل، ويبين الشكل 33-1 منظومة استرجاع الغاز المتبخر في مرفأ استقبال الغاز الطبيعي المسال.

الشكل 33-1: منظومة استرجاع الغاز المتبخر بمرفأ استقبال الغاز الطبيعي المسال



ففي حالة التوقف وهي الفترة التي يعمل خلالها المرفأ أثناء عدم وجود تفريغ، فيمكن ضخ الغاز المتبخر من صهاريج التخزين بالمرفأ (Tankage BOG) بواسطة ضاغط (BOG compressor) إلى برج إعادة التكثيف لتكثيفه إلى الحالة السائلة ومن ثم دمج مع الغاز الطبيعي المسال والضح إلى أجهزة التبخير، أو يمكن ضخه مباشرة مع الغاز الطبيعي الخارج من وحدات التبخير ومنه إلى الشبكة المحلية.

¹⁴ Dobrota et al., "Problem of Boil-off Gas in LNG supply Chain"; Transactions on Maritime Science (TOMS), 2013.

أما في حالة التفريغ، والتي يتم فيها تفريغ حمولة الغاز الطبيعي المسال، ونقلها إلى صهاريج التخزين بالمرفأ، فيقوم ضاغط إرجاع البخار (Vapour Return Blower) بإعادة الجزء الأكبر من الغاز المتبخر إلى منظومة التخزين بالناقلة عبر خط إرجاع البخار، لتعويض نقص السائل وتوفير ضغط كاف لاستكمال عملية التفريغ، أما الكمية المتبقية فتعاد إلى برج التكثيف¹⁵.

وتتلخص فكرة عمل برج إعادة التكثيف¹⁶ في إيجاد تلامس مباشر بين الغاز الطبيعي المسال والغاز المتبخر، لتقليل درجة حرارته وتكثيفه. وهو مكون من جزأين، الجزء العلوي هو عبارة عن وعاء يتم تعبئته بمجموعة من الحلقات المعدنية المصنوعة من الصلب المقاوم للصدأ (Stainless Steel Pall Rings) **المبينة بالشكل 1-34**، يمر خلالها كل من الغاز الطبيعي المسال والغاز المتبخر في نفس الاتجاه (Co Current)، ونتيجة لهذا التلامس المباشر يتكثف الغاز المتبخر إلى الحالة السائلة. أما الجزء السفلي فهو بمثابة وعاء لتخزين السائل لتوفير مستوى السحب الكافي لمضخات الضغط العالي.

الشكل 1-34: الحلقات المعدنية المستخدمة لعملية التلامس بين الغاز الطبيعي المسال والغاز المتبخر في برج إعادة التكثيف



¹⁵ S. P. B. Lemmers; "Simplify BOG recondenser design and operation—Part 1"; Gas processing Magazine, May/June 2014.

¹⁶Environmental Protection Department (EPD)/ Government of Hong Kong, "Terminal Design and Operating Details: EIA Report Part 2/ Section 13/ Annex A1".

أما في حالة توقف المرفأ نفسه، لعدم وجود حاجة لضخ الغاز إلى السوق المحلي في بعض الأوقات، فيمكن التخلص من الغاز المتبخر بالتفريغ مباشرة في الهواء الجوي أو بالحرق على الشعلة. وتمثل كميات الغاز المتبخر في مرفأ الاستقبال أقل من 1%/اليوم¹⁷.

1-3-7: إضافة مركبات ذات رائحة مميزة، وأجهزة قياس كميات الغاز الطبيعي

نظراً لأن الغاز الطبيعي عديم اللون والرائحة، فيضاف إلى الغاز مركبات كيميائية ذات رائحة مميزة مثل المركبتات وذلك لتسهيل كشف تسرب الغاز في شبكة النقل والتوزيع، ويمكن إضافة هذه المركبات في مرفأ الغاز الطبيعي المسال أو على بعد عدة كيلومترات، وعادة لا يتم إضافة هذه المركبات في المرفأ التي تقوم بضخ الغاز إلى الشبكة ذات الضغط المرتفع. وتبقي المرحلة الأخيرة في مرفأ الغاز الطبيعي المسال هي قياس كميات الغاز الطبيعي قبل نقلها إلى المستهلكين. ويستخدم لذلك أجهزة قياس عالية الدقة بنسبة خطأ صغيرة جداً.

1-4: مرفأ الغاز الطبيعي المسال البحرية

بدأ التحول نحو استخدام مرفأ استقبال الغاز الطبيعي المسال البحرية بسبب ارتفاع تكاليف المرفأ الثابتة، وطول فترات إنشائها التي قد تستغرق من خمس إلى سبع سنوات، وصعوبة الحصول على الاشتراطات والموافقات البيئية في بعض الأحيان. وهي تعد حلاً سريعاً وفعالاً خاصة للأسواق الصغيرة أو الأسواق الناشئة التي لا تحتاج إلى استيراد كميات كبيرة من الغاز الطبيعي المسال. وتوجد تصميمات وأنواع مختلفة من المرفأ البحرية فمنها ما يقوم بتفريغ حمولة الغاز الطبيعي المسال دون تخزينها وتحويلها مباشرة إلى غاز طبيعي وضخه عبر خطوط الأنابيب من المرفأ البحري إلى السوق المحلي. ومنها ما يتم ربطه وإرساءه بجوار الساحل أو على بعد عدة أميال من ساحل البلد المستورد للغاز.

¹⁷ UNECE, Working Party On Gas (WPG); "LNG Industry: Chapter 2", 2014

ولا تختلف منظومة عمل المرفأ البحري عن المرفأ الثابت، فهو يضم صهاريج تخزين، ومضخات لضخ الغاز الطبيعي المسال من الصهاريج إلى وحدات التبخير، ومنظومة لاسترجاع الغاز المتبخر من الصهاريج. ولكن يبقى هيكل المرفأ هو ما يميز المرفأ البحري عن نظيره البري، وهو إما يكون مثبتاً بقاع البحر مثل الهيكل القائم بمبدأ الجاذبية (Gravity Based Structure, GBS) والمنصات البحرية (Offshore Platforms) أو عائماً مثل المرفأ العائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادةه إلى الحالة الغازية (FSRU) أو وحدة عائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسال (Floating Storage Unit, FSU)¹⁸. ويعد عمق المياه المتغير الرئيسي في تحديد موقع إرساء المرفأ البحري. وكقاعدة عامة فإن الحد الأدنى لعمق المياه في موقع إرساء المرفأ البحري هو غاطس ناقلة الغاز الطبيعي المسال والذي يبلغ نحو 38 قدم بالإضافة إلى 5 قدم كحد أمان لتسهيل عملية الإرساء والمناورة وضمان عدم الاصطدام بقاع البحر أي نحو 43 قدم.

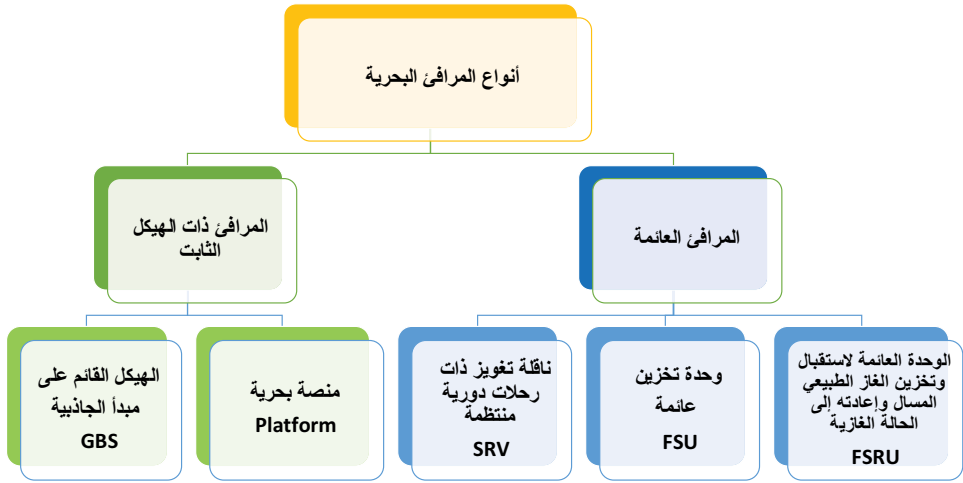
ومن العوامل الأخرى المؤثرة في تحديد موقع المرفأ هي المسافة من خط الساحل للبلد المستورد، لضمان عدم رؤية المرفأ أو تشويه المنظر خاصة في المناطق الغير معتادة على وجود منصات بترولية. ولكن لذلك أيضاً بعد اقتصادي فكلما زادت المسافة بين المرفأ والساحل ارتفعت تكاليف المرفأ بسبب طول خط الأنابيب المستخدم في نقل الغاز من المرفأ إلى السوق المحلي.

وفي ضوء ما سبق، فإنه يمكن تقسيم أنواع المرفأ البحرية استناداً إلى طريقة تثبيت الهيكل الرئيسي إلى نوعين الأول ثابت وهو الأقل في الانتشار عالمياً حيث لا يوجد منه سوى مرفأ واحد فقط بإيطاليا، أما النوع الثاني فهو العائم وهو السائد والأوسع في الانتشار على مستوى العالم.

¹⁸ Foss M.M.; "LNG Receiving Terminals: A briefing Paper From the Guide to Commercial Frameworks for LNG in North America"; Center for Energy Economics (CEE), Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin, November 7, 2006.

وقد يكون المرفأ العائم وحدة متكاملة للتخزين والتغويز (أي تقوم بتخزين وتحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية) أو وحدة جزئية للتخزين فقط أو لإجراء عملية التغويز فقط، كما يبين الشكل 1-35.

الشكل 1-35: تقسيم مرافئ الغاز الطبيعي المسال البحرية وفق طريقة تثبيت الهيكل الرئيسي



المصدر: استناداً إلى:

- Center for Energy Economics (CEE), Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin

1-4-1: المرافئ البحرية ذات الهيكل الثابت

1-1-4-1: الهيكل القائم على مبدأ الجاذبية

يعتمد هذا النوع على إنشاء هيكل من الصلب أو الخرسانة المسلحة ويكون مرتكزاً مباشرة على أرضية قاع البحر، والفكرة مطبقة بالفعل في صناعة النفط منذ أكثر من ثلاثين عاماً. ويضم المرفأ كافة الوحدات والتسهيلات اللازمة لاستقبال حمولة الغاز الطبيعي المسال، وتخزينها في صهاريج كبيرة تصل سعة الصهريج الواحد إلى 125 ألف متر مكعب، بالإضافة

إلى أجهزة التبخير ومضخات لتدفع الغاز الطبيعي إلى السوق المحلي. وعادة تكون صهاريج التخزين في هذا المرفأ مزدوجة الاحتواء التي تمت الإشارة إليها سابقاً مع وجود طبقة غشاء رقيقة من الصلب المقاوم للصدأ، ويتم إنشائها بداخل الهيكل الخرساني.

عالمياً، يوجد مرفأ واحد من هذا النوع وهو مرفأ Adriatic LNG في إيطاليا المبين بالشكل 1-36، ويقع في شمال البحر الأدرياتيكي على بعد 15 كم قبالة سواحل Porto Vero وتم تشغيله في آب/أغسطس عام 2009.

الشكل 1-36: مرفأ Adriatic LNG في إيطاليا أثناء استقبال أول ناقلة للغاز الطبيعي المسال عام 2009



المصدر: Adriatic LNG

ويضم مرفأ Adriatic LNG، الهيكل الخرساني القائم بمبدأ الجاذبية وبداخله 2 صهريج من الصلب الذي يحتوي على 9% من معدن النيكل لتحمل درجات الحرارة المنخفضة، وتقدر سعة كل صهريج بنحو 125 ألف متر مكعب، ولتسهيل عملية نقل

الصهريجين إلى ورشة تجميع المرفأ، فقد تم تصنيع كل صهريج من ثلاثة أجزاء كما هو مبين بالشكل 1-37.

الشكل 1-37: صهاريج تخزين الغاز الطبيعي المسال بداخل الهيكل الخرساني لمرفأ Adriatic LNG أثناء مرحلة النقل والتكريب



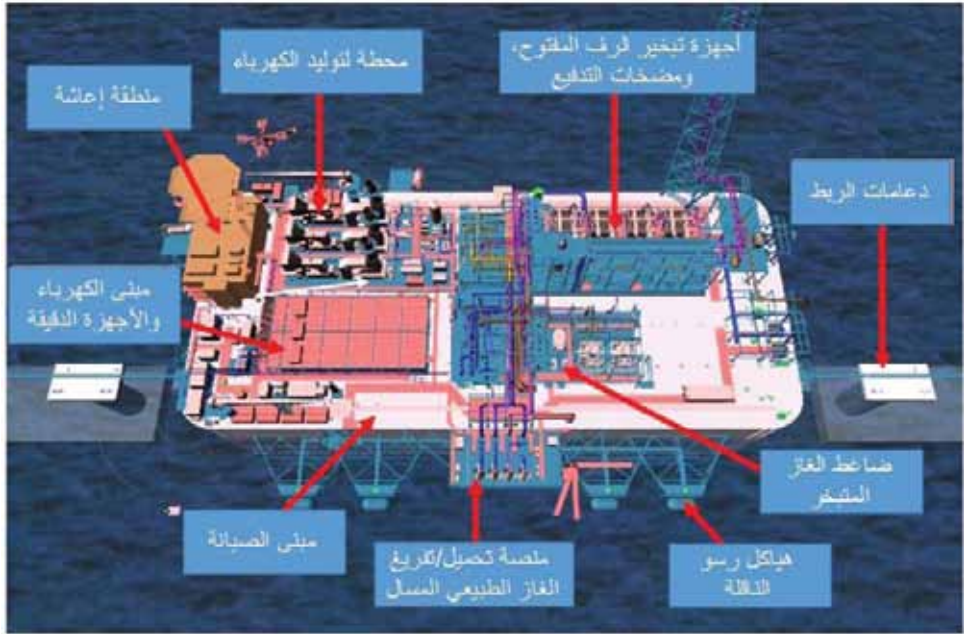
المصدر: Adriatic LNG

كما يضم مرفأ Adriatic LNG وحدات تبخير وهي من نوع الرف المفتوح، ومرافق لرسو الناقلات وتفريغ حمولتها، ومنظومة لتجميع الغاز المتبخر واسترجاعه، ومحطة لتوليد الكهرباء اللازمة في موقع العمل، ومنطقة إعاشة كما هو مبين بالشكل 1-38. ويقع الهيكل الخرساني على أرضية قاع البحر على عمق 29 متر، واستلزم تشييده نحو 90,000 متر مكعب من الأسمنت، و30,000 طن من الحديد، ويمتد الهيكل بطول 180 متر وعرض 88 متر وارتفاع 47 متر، بينما يبلغ طول كل صهريج نحو 155 متر، وعرض 33 متر، وارتفاع 28 متر¹⁹.

¹⁹ B.Waters, V.Mueller, C.Hellen and L.Hurst; "Design and Construction of Gravity Based Structure and Modularized LNG Tanks for the Adriatic LNG Terminal"; 2007.

أما المرفأ نفسه فيمتد بطول 375 متر و عرض 115 متر، وترتفع المنصة الرئيسية بحوالي 18 متر عن سطح البحر. وتبلغ طاقة المرفأ حوالي 8 مليار متر مكعب/السنة، وهو ما يغطي نحو 10% من إجمالي الطلب على الغاز بإيطاليا، ويتم نقل الغاز من المرفأ عبر خط أنابيب بحري قطره 30 بوصة، ويمتد بطول 15 كم في الجزء البحري، وطول 25 كم في الجزء البري حتى يصل إلى محطة لقياس معدل سريان الغاز قبل الربط مع شبكة الغاز المحلية.

الشكل 1-38: مرافق وتسهيلات الغاز على الهيكل الخرساني لمرفأ Adriatic LNG



المصدر: Adriatic LNG

2-1-4-1: مرفأ بحري على شكل منصة بحرية

يشبه هذا المرفأ الهيكل القائم بمبدأ الجاذبية كونه عبارة عن منصة بحرية غير عائمة أي مثبتة على قاع البحر، وتتواجد كافة التسهيلات والمرافق على الجانب العلوي من المنصة. وفي حالة عدم وجود صهاريج لتخزين الغاز الطبيعي المسال على المنصة، فسيتم تحويل الغاز

الطبيعي المسال مباشرة من الناقل إلى الحالة الغازية ومن ثم ضخه في الخط البحري ونقله إلى المستهلكين. وهو ما يتطلب وجود سعة كافية داخل الشبكة المحلية للغاز لضمان عدم حدوث اضطرابات أثناء عملية تفريغ الناقل. ولا يوجد عالمياً أي مرفأ من هذا النوع قيد التشغيل في الوقت الراهن، وقد كانت شركة Crystal Energy بالولايات المتحدة أول من أقترح إنشاء مرفأ بحري من هذا النوع، حيث تقدمت في عام 2004 بطلب للإدارة البحرية الأمريكية لإنشاء مرفأ Clear Water Port قبالة سواحل كاليفورنيا عبر تحويل منصة حفر بحرية قائمة كما هو مبين بالشكل 1-39، وبدأ العمل في إعداد الدراسات البيئية إلا أن السلطات المحلية في كاليفورنيا قامت بسحب الترخيص الممنوح للشركة، وتوقف تنفيذ المشروع²⁰.

الشكل 1-39: مرفأ Clear Water Port للغاز الطبيعي المسال، الذي كان من المزمع تنفيذه قبالة سواحل ولاية كاليفورنيا



المصدر: Center for Energy Economics (CEE), Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin

²⁰ MARAM (Unites States Maritime Administration); "Withdrawn Applications: Clearwater Port (NorthernStar Natural Gas Inc. [Formerly Crystal Energy]).

2-4-1: المرفأى العائمة

تعتبر المرفأى العائمة أحد أبرز ملامح التطور التكنولوجي في صناعة الغاز الطبيعي المسال، ويعود ظهورها الفعلي إلى عام 2005 الذي شهد تدشين وتشغيل أول مرفأ عائم على مستوى العالم في ميناء Gulf Gateway Deepwater بالولايات المتحدة بطاقة 500 مليون قدم مكعب/اليوم، ليبدأ انطلاق مرحلة جديدة في صناعة الغاز الطبيعي المسال، بدخول المرفأى العائمة والاعتماد عليها في تلبية الطلب على الغاز في الأسواق العالمية. وقد تم إرساء المرفأ الذي حمل اسم Excelsior (الشكل 1-40) على بعد 116 ميل قبالة سواحل لويزيانا في خليج المكسيك²¹، في مياه عمقها 85 متر وكانت شركة Exceleerate Energy الأميركية هي الشركة المنفذة والمالكة والقائمة بعمليات التشغيل للمرفأ العائم.

الشكل 1-40: مرفأ Excelsior أول مرفأ عائم لاستقبال الغاز الطبيعي المسال في العالم



المصدر: Exceleerate Energy

²¹ <http://exceleerateenergy.com/project/gulf-gateway-deepwater-port-2/>

واستمر مرفأ Gulf Gateway Deepwater في التشغيل لسنوات، إلى أن قامت شركة Exceleerate Energy في شهر شباط/فبراير من عام 2012 بإخطار الإدارة البحرية الأمريكية وخفر السواحل برغبتها في إيقاف وتفكيك المرفأ، لسببين رئيسيين أولهما حدوث كسر في خطي أنابيب نقل الغاز من المرفأ إلى البر بسبب إعصار كاترينا، وثانيهما التغير الهائل في مؤشرات العرض والطلب بالولايات المتحدة نتيجة طفرة إنتاج غاز السجيل، وتراجع الحاجة إلى واردات الغاز الطبيعي المسال. وبالفعل وافقت الإدارة البحرية الأمريكية على إيقاف وتفكيك المرفأ وسحب الترخيص منتصف عام 2013²².

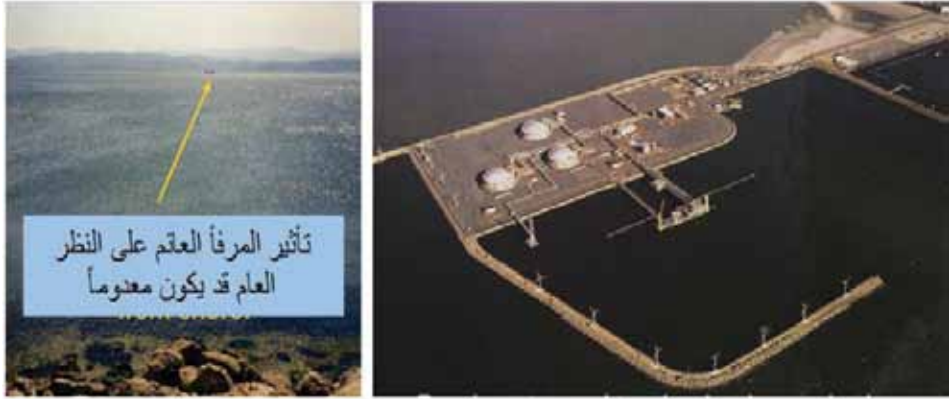
وانطلاقاً من عام 2005 وفي ظل تنامي الطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال، اتجهت بعض الدول الراغبة في استيراد الغاز الطبيعي المسال لتلبية احتياجاتها نحو مشاريع المرفأ العائمة، لما توفره من مزايا بالمقارنة مع المرفأ البرية الثابتة أو حتى المرفأ البحرية الثابتة من نوع الهيكل القائم بمبدأ الجاذبية، ومن أبرز تلك المزايا:

- انخفاض الوقت اللازم للإنشاء حيث تستغرق من سنة إلى ثلاث سنوات تقريباً أي حوالي نصف الوقت المستغرق لإنشاء المرفأ البرية الثابتة.
- انخفاض التكاليف الرأسمالية، فتكلفتها تقدر بنحو 300 مليون دولار، بينما تصل تكلفة المرفأ البري إلى 1 مليار دولار أو أكثر.
- إمكانية استئجارها، حيث تتيح الشركات المالكة للمرفأ العائمة إمكانية تأجيرها بموجب عقود تتراوح فتراتها الزمنية بين خمس وعشر سنوات بقيمة سنوية تبلغ في المتوسط نحو 40 مليون دولار.
- المرونة في التشغيل والاستخدام، حيث يمكن إعادة استخدام المرفأ العائم كناقلة للغاز الطبيعي المسال في الفترات التي لا تتطلب الاستيراد.
- لا تتطلب العديد من الاشتراطات والموافقات البيئية والتنظيمية.

²² <http://www.marad.dot.gov/ports/office-of-deepwater-ports-and-offshore-activities/approved-applications-and-operational-facilities/>

- سرعة إصدار التراخيص اللازمة، ففي الولايات المتحدة على سبيل المثال، يقع إصدار التراخيص اللازمة للمنشآت البحرية ضمن اختصاصات خفر السواحل التي لا تتطلب أكثر من عام واحد.
- إمكانية إرساء المرفأ بجانب ساحل البلد المستورد أو على بعد عدة أميال في المياه العميقة.
- المخاطر أقل لوجودها بعيداً نوعاً ما عن التجمعات السكنية.
- المساحة المطلوبة أقل بكثير مقارنة بالمرفأ البرية الثابتة، وتأثيرها على المنظر العام قد يكون غير مرئي تماماً كما هو مبين بالشكل 1-41.

الشكل 1-41: المنظر العام للمرفأ البري الثابت والمرفأ العائم لاستيراد الغاز الطبيعي المسال



المصدر: Moss Maritime

مرت المرفأ العائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسال وتحويله إلى الحالة الغازية بعدة مراحل كما هو مبين بالشكل 1-42، حيث بدأ الجيل الأول منها باستخدام ناقلة التغويز ذات الرحلات الدورية المنتظمة (Shuttle Regasification Vessel, SRV) وهي ناقلة غاز طبيعي مسال ذات حمولة قليلة نسبياً، ومزودة بمنظومة لتبخير الغاز الطبيعي المسال، وهي تقوم بتفريغ حمولتها عبر تبخيرها إلى غاز طبيعي وضخه مباشرة إلى البنية التحتية للغاز

الطبيعي في البلد المستورد، ثم تغادر لتحميل حمولة جديدة من محطات التصدير. بينما بدأت المرحلة التالية من تكنولوجيا المرافئ العائمة بتحويل ناقلات الغاز الطبيعي المسال (Converted LNG Carrier) إلى وحدات عائمة للتخزين وإعادة الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية بإضافة منظومة التبخير على سطح الناقلات وإرسائها بشكل شبه دائم بمحاذاة ساحل السوق المستورد للغاز.

أما المرحلة الثالثة فبدأت بتصنيع وحدات عائمة جديدة تلبية للطلب المتنامي عليها عالمياً حيث تتسم بأنها ذات كفاءة تشغيلية عالية وأقل في استهلاك الوقود، وبسعات تخزينية أكبر لضمان تشغيل المرفأ لفترة أطول في السوق المستورد.

الشكل 1-42: مراحل تطور المرافئ العائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية



1-4-2-1: ناقلات التغويز ذات الرحلات الدورية المنتظمة (Shuttle Regasification Vessel)

تعد ناقلات التغويز بداية انطلاق المرافئ العائمة وقامت بتطويرها شركة Excelebrate Energy الأمريكية لاستخدامها قبالة سواحل لويزيانا في عام 2005، وهي عبارة عن ناقلات غاز طبيعي مسال مزودة بمحطة لإعادة تبخير الغاز الطبيعي

المسال إلى حالته الغازية، ليتم نقله عبر خط أنابيب بحري يمتد من موقع رسو الناقلية إلى شبكة الغاز المحلية ومنها إلى المستهلكين. وقد عرفت في البداية باسم سفينة تغويز جسر الطاقة (Energy Bridge Regasification Vessel, EBRV).

و تعتمد ناقلية التغويز بشكل أساسي على استغلال البنية التحتية المتاحة لنقل الغاز الطبيعي من البحر إلى البر. وفور انتهاء تفريغ حمولة الناقلية من الغاز الطبيعي المسال بعد تحويله إلى الحالة الغازية، تغادر لتحميل حمولة جديدة من الغاز الطبيعي المسال، ثم تعود مجدداً إلى الموقع لتفريغ الحمولة الجديدة²³.

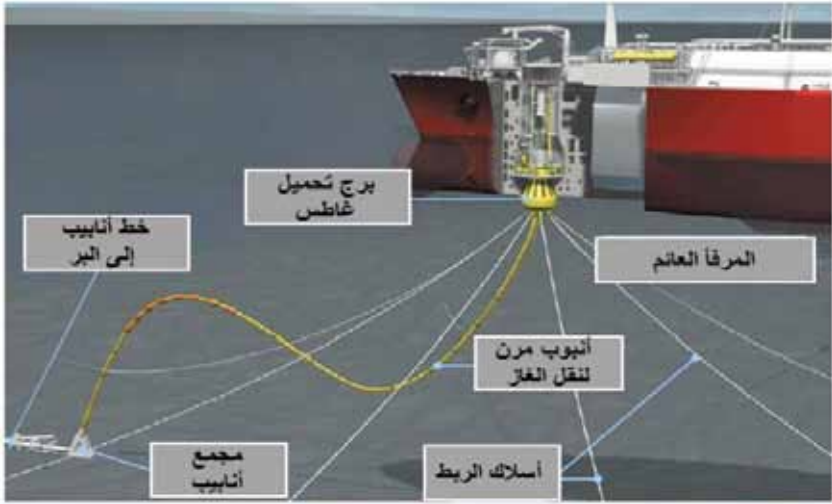
وتتطلب ناقلية التغويز أربعة مكونات رئيسية:

- منظومة إرساء وتفريغ، وذلك لإرساء ناقلية التغويز في الموقع وتثبيتها جيداً، والقيام بتصريف الغاز الطبيعي من السفينة إلى خط الغاز البحري.
- أنبوب مرن يتحمل الضغط العالي ويقوم بنقل الغاز عبر المرساة إلى مجمع أنابيب تحت سطح البحر.
- منصة تحت سطح البحر لقياس كميات الغاز قبل تصريفها في شبكة الغاز المحلية.
- خط أنابيب يمتد من مجمع الأنابيب القائم في قاع البحر إلى منصة قياس كميات الغاز الطبيعي.

يبين الشكل 1-43، منظومة عمل ناقلية التغويز ومكوناتها الأساسية سالفة الذكر لنقل

الغاز الطبيعي المسال بعد تبخيره إلى البر.

²³ DNV, "Floating Liquefied Gas Terminals: Offshore Technical Guidance (OTG-02)", March 2011.

الشكل 1-43: منظومة عمل ناقلة التغويز لنقل الغاز الطبيعي المسال بعد تبخيره إلى البر

المصدر: APL

2-2-4-1: وحدة تخزين عائمة (Floating Storage Unit, FSU)

وحدة التخزين العائمة هي عبارة عن ناقلة تقليدية للغاز الطبيعي المسال، ولكن يتم إرسائها بشكل دائم بجوار الرصيف البحري في ميناء البلد المستورد للغاز، حيث تعرض بعض الشركات المالكة للناقلات إمكانية تأجير ناقلة ضمن أسطولها البحري كوحدة تخزين عائمة لفترة زمنية محددة، خاصة في ظل تنامي الأسطول العالمي لناقلات الغاز الطبيعي المسال²⁴. وتقوم الوحدة العائمة باستقبال ناقلات الغاز الطبيعي المسال لتفريغ حمولتها وتخزينها في الصهاريج ومن ثم يتم نقلها بواسطة المضخات من داخل الصهاريج إلى أجهزة التبخير المتواجدة على البر لتبخير الغاز الطبيعي المسال وضخه في الشبكة المحلية.

²⁴ Sandeep Gupta, Latest trends FSU and FSRU.

<http://www.petrotechsociety.org/Presentations/LNG%20Programme%20Presentations/Latest%20Trends%20-%20FSRU%20and%20FSU.pdf>

وتعد الميزة الوحيدة لهذا النوع هي أنها تقوم بتوفير السعة التخزينية اللازمة لاستقبال الناقلات، دون الحاجة إلى بناء صهاريج تخزين داخل الميناء التي يتطلب إنشاؤها تكاليف رأسمالية عالية بالإضافة إلى طول الفترة الزمنية اللازمة لتنفيذها (من ثلاث إلى خمس سنوات). ولكن عادة يقتصر استخدامها على الأسواق الصغيرة والموسمية التي لا تحتاج إلى كميات كبيرة. وهي تتطلب إنشاء رصيف بحري لرسو وحدة التخزين العائمة، ولإستقبال ناقلات الغاز الطبيعي المسال، ووحدات تبخير على البر، وخط أنابيب لنقل الغاز الطبيعي من المحطة البرية إلى الشبكة المحلية.

يبين الشكل 1-44، وحدة تخزين عائمة ترسو بجوار الرصيف البحري، وعلى الجانب الآخر من الرصيف ترسو ناقلة غاز طبيعي مسال أثناء تفرغ حمولتها.

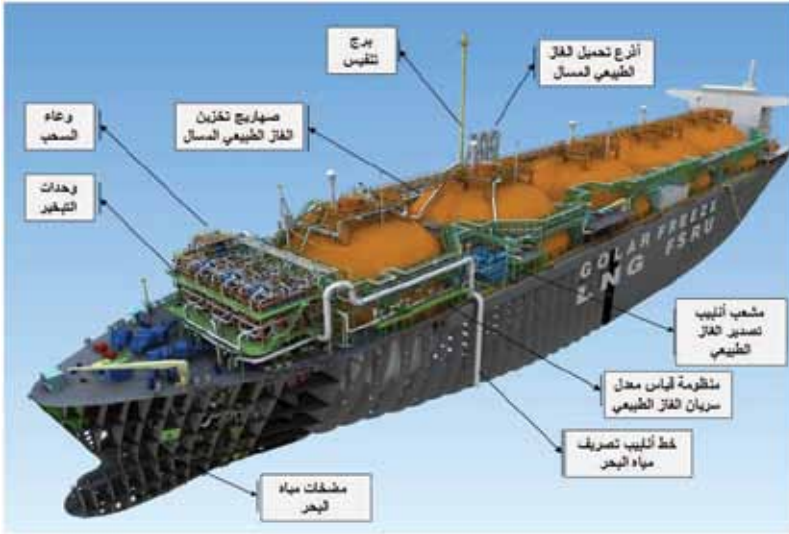
الشكل 1-44: وحدة تخزين عائمة ترسو بجوار الرصيف البحري



3-2-4-1: الوحدة العائمة لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU)

يعد هذا النوع الأوسع انتشاراً بين جميع أنواع المرافئ البحرية، فهو يتيح استقبال حمولة الغاز الطبيعي المسال وتخزينها ومن ثم إعادة تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية بواسطة وحدات التبخير المتواجدة على سطح المرفأ كما هو مبين **بالشكل 1-45**. وهي أسهل في طريقة عملها من ناقلة التغويز، كما أنها ترسو بشكل دائم بالقرب من ساحل البلد المستورد، وهو ما أدى إلى الاعتماد عليها في كثير من الأسواق المستهلكة للغاز.

الشكل 1-45: المرفأ العائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته للحالة الغازية

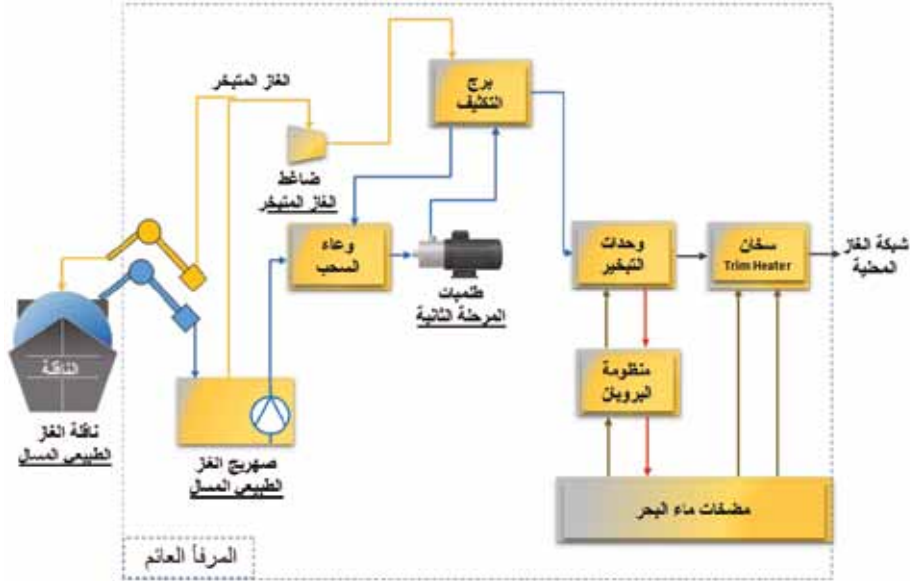


المصدر: Golar LNG

وتتلخص فكرة عمل هذا النوع (الشكل 1-46) في استقبال وتفريغ حمولة الغاز الطبيعي المسال من الناقلية بواسطة أذرع التفريغ التي يتم تركيبها على ظهر المرفأ العائم، ثم تخزينها داخل جسم المرفأ العائم، وهي صهاريج ذات تصميم خاص مختلف عن صهاريج المرفأ البري

الثابت، يسمح بالحفاظ على برودة الغاز الطبيعي المسال، ويوجد منها أنواع مختلفة عديدة طبقاً لتصنيف المنظمة البحرية الدولية.

الشكل 1-46: مخطط سريان العمليات بالمرفاً العام لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية



وعند تشغيل المرفاً لضخ الغاز إلى شبكة الغاز المحلي تقوم مضخات المرحلة الأولى المثبتة بداخل صهاريج التخزين في عمود اسطواني رأسي (مضخات كهربائية غاطسة داخل الصهريج ذات ضغط طرد منخفض) بنقل الغاز الطبيعي المسال إلى وعاء السحب (Suction Drum). ثم تقوم مضخات المرحلة الثانية بضخ الغاز الطبيعي المسال من وعاء السحب بضغط 70-80 بار إلى برج إعادة التكثيف للتلامس المباشر مع الغاز المتبخر من صهاريج المرفاً ومن ثم تبريده وتكثيفه إلى الحالة السائلة، ثم يصل إلى وحدات التبخير (من ثلاث إلى أربع وحدات حسب التصميم) التي تقوم بإعادة تحويله إلى الحالة الغازية. ثم يضخ

الغاز الطبيعي في الشبكة المحلية التي تقوم بدورها بنقل وتوزيع الغاز على المستهلكين، ولكن تقاس كميات الغاز الطبيعي قبل ضخه باستخدام أجهزة قياس عالية الدقة.

5-1: المكونات الأساسية للمرافق العائمة للغاز الطبيعي المسال، ومنظومة عملها

تبدأ عملية تشغيل المرفأ العائم كما يبين الشكل 1-47، برسو المرفأ بشكل شبه دائم سواء بجوار رصيف بحري أو في عرض البحر، في نقطة قريبة من شبكة الغاز المحلية حتى يكون جاهزاً لاستقبال ناقلة الغاز الطبيعي المسال، لتبدأ المرحلة التالية وهي تفريغ حمولة الناقلة ونقلها إلى منظومة احتواء الغاز الطبيعي المسال بالمرفأ العائم، وهي بشكل عام أقل في السعة التخزينية الإجمالية مقارنة بالمرافئ البرية بسبب محدودية المساحة. أما عملية التبخير فتعد أساس عمل المرفأ العائم، وتحدد طاقة المرفأ الإجمالية (الطاقة التصميمية الإجمالية مقدرة بوحدة مليون قدم مكعب/اليوم أو مليار متر مكعب/السنة من الغاز الطبيعي) على أساس عدد وحدات التبخير المثبتة على ظهر المرفأ.

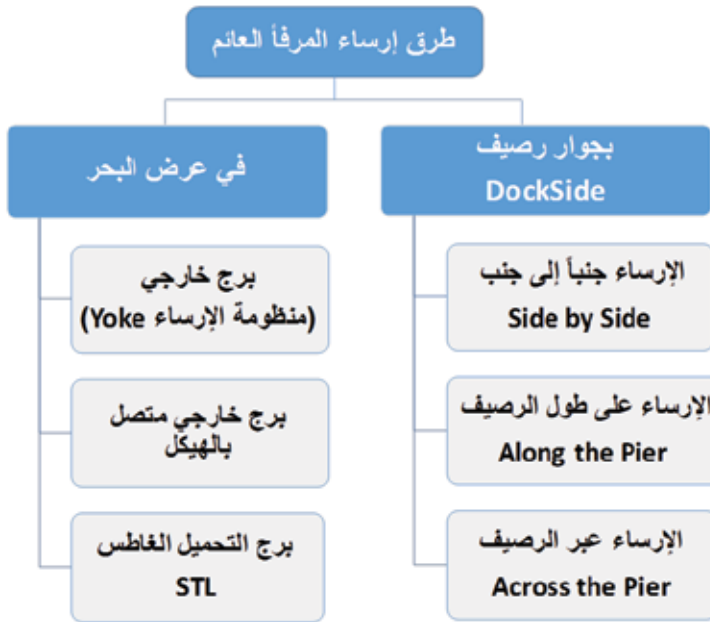
الشكل 1-47: سير عمليات المرافق العائمة



1-5-1: منظومة إرساء المرفأى العامة 2.1

توجد أنماط متعددة لطريقة إرساء المرفأى العائم وتأمين الربط مع ناقلة الغاز الطبيعي المسال لتفريغ حمولتها، وهي تستند بشكل أساسي إلى موقع إرساء المرفأى العائم وبعده عن خط الساحل، وعمق المياه في موقع المرفأى، بالإضافة إلى المساحة المتوفرة ونوع وحجم حمولة ناقلة الغاز الطبيعي المسال. ويمكن تقسيم أنواع طرق الإرساء إلى نوعين وهما إما الإرساء بجوار رصيف أو الإرساء باستخدام برج كما هو مبين بالشكل 1-48.

الشكل 1-48: تقسيم طرق إرساء المرفأى العائم لاستقبال الغاز الطبيعي المسال



¹ A.Harsema, "LNG FS(R)U Arrangements Around the World, LNG Malaysia Forum 2013, Kuala Lumpur, March 21st 2013.

² Vikas Singh; "Latest Trends-FSRU and FSU"; Paper Presented at Petrotech Society/2nd LNG Sessions; November 28, 2013.

1-5-1: إرساء جنباً إلى جنب بجوار الرصيف (Side by Side)

تعتمد هذه الطريقة على إرساء المرفأ العائم بجوار رصيف الميناء الذي تمت الإشارة إليه سابقاً بشكل دائم، حيث يتم ربطه وتثبيتته بإحكام باستخدام أربطة شد لتقييد حركة المرفأ أثناء عمليات التشغيل الاعتيادية، بينما يتم تفريغ ونقل حمولة ناقلية الغاز الطبيعي المسال إلى المرفأ العائم عن طريق النقل المباشر/ سفينة إلى سفينة (Ship to Ship Transfer, STS). وتتميز هذه الطريقة بأنها لا تتطلب العديد من التجهيزات والإنشاءات، وهي مطبقة في العديد من الموانئ، بالإضافة إلى سهولة حركة دخول وخروج الناقلات، كما يمكن استغلال رصيف الميناء في التوسعات المستقبلية إن وجدت. **الشكل 1-49**، إرساء مرفأ عائم جنباً إلى جنب بجوار رصيف الميناء، بينما تقوم ناقلية الغاز الطبيعي المسال بتفريغ حمولتها في المرفأ العائم.

الشكل 1-49: طريقة إرساء المرفأ العائم جنباً إلى جنب بجوار رصيف الميناء



المصدر: Hoegh LNG

2-1-5-1: الإرساء على امتداد الرصيف (Along the Pier)

من الطرق المستخدمة أيضاً في الإرساء هو ربط المرفأ العائم وناقلة الغاز الطبيعي المسال بترتيب واحد تلو الآخر على امتداد الرصيف البحري للميناء، وهذه الطريقة تمنع حدوث الاتصال/الاصطدام المباشر بين هيكل الناقلة وهيكل المرفأ العائم كما يبين الشكل 1-50. ولكن تتطلب رصيف أطول يكفي لاستيعاب المرفأ العائم والناقلة.

الشكل 1-50: طريقة إرساء المرفأ العائم وناقلة الغاز الطبيعي المسال على امتداد الرصيف



المصدر: Google Earth

3-1-5-1: عبر الرصيف (Across the Pier)

تعد طريقة الإرساء عبر رصيف الميناء الطريقة الأكثر أمناً حيث يتم ربط وتثبيت المرفأ العائم على أحد جانبي الرصيف، بينما يتم ربط وإرساء ناقلة الغاز الطبيعي المسال على الجانب الآخر كما هو مبين بالشكل 1-51، وبذلك يتم منع مخاطر حدوث ارتطام بين الناقة والمرفأ. وهي لا تتطلب العديد من التجهيزات والإنشاءات، ومطبقة في العديد من الموانئ،

بالإضافة إلى سهولة حركة دخول وخروج الناقلات، كما يمكن استغلال رصيف الميناء في التوسعات المستقبلية إن وجدت.

الشكل 1-51: طريقة إرساء المرفأ العائم وناقلة الغاز الطبيعي المسال عبر رصيف الميناء



المصدر: Golar LNG

1-5-1-4: مرسة البرج الخارجي / منظومة يوك (External Turret Yoke Mooring)

يستخدم برج الإرساء في حال رسو المرفأ بعيداً عن خط الساحل، حيث يقوم البرج بربط وتثبيت المرفأ العائم بقاع البحر. وهذه الطريقة مناسبة تماماً في الأجواء البحرية السيئة، حيث يتم تصميم البرج بحيث يسمح بدوران المرفأ حوله حتى 360 درجة مئوية، وبالتالي الحد من تأثير التقلبات الجوية والتيارات البحرية العالية. وقد يكون البرج هيكل خارجي منفصل ويتم ربط المرفأ به وهو ما يطلق عليه Yoke، أو جزء ثابت خارجي متصل بهيكل السفينة أو داخلي. وقد تم استخدام منظومة الإرساء Yoke لأول مرة عام 2014، وذلك لإرساء المرفأ العائم PGN Lampurg قبالة سواحل إندونيسيا بتكلفة بلغت نحو 100 مليون دولار³.

³ Maritime Executive; "New Technology FSRU Mooring Now Operational"; August 20, 2014.

يبين الشكل 1-52، مرفأ PGN Lampurg العائم ومتصل بمنظومة الإرساء Yoke التي تتصل بأنبوب مرن يمر من خلاله الغاز الطبيعي المسال بعد تبخيره ومنه إلى خط أنابيب بحري لنقل الغاز إلى المستهلكين.

الشكل 1-52: مرفأ PGN Lampurg العائم بإندونيسيا ومتصل ببرج الإرساء الخارجي Yoke



المصدر: MODEC inc.

5-1-5-1: مرساة البرج الخارجي (External Turret)

في بعض الحالات يكون برج الإرساء الخارجي جزء من هيكل المرفأ العائم ومتصل بالمقدمة ومن ثم يمكن إرساء المرفأ في أي موقع دون الحاجة إلى تجهيزات خارجية كما هو الحال مع منظومة الإرساء Yoke. وفي حالة تحويل ناقلية تقليدية للغاز الطبيعي المسال إلى مرفأ عائم بمرساة برج خارجي، فإن ذلك يتطلب تجهيزات إضافية لتركيب البرج في المقدمة أو المؤخرة. يبين الشكل 1-53 مرساة برج خارجي تم تركيبها لناقلية تقليدية لتحويلها إلى مرفأ عائم، ويجوار المرفأ ناقلية الغاز الطبيعي المسال أثناء عملية التفريغ.

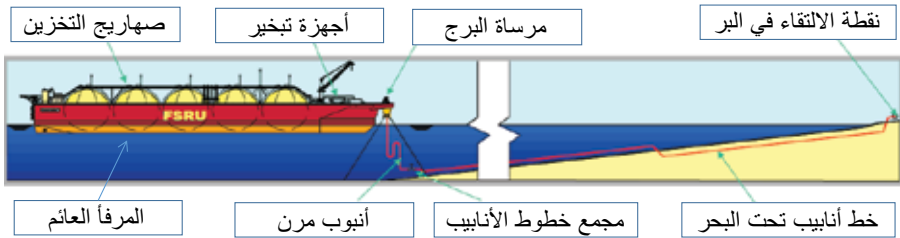
الشكل 1-53: مرسة برج خارجي تم تركيبها لناقلة تقليدية لتحويلها إلى مرفا عائم



المصدر: OLT Offshore Toscana

ويوجد بداخل البرج أنبوب ينقل من خلاله الغاز الطبيعي المسال بعد تبخيره ليمر عبر أنبوب مرن (Flexible Riser) متصل في نهايته بخط أنابيب تحت سطح البحر ليقوم بنقل الغاز إلى شبكة الغاز في السوق المحلي ومنها إلى المستهلكين. يبين الشكل 1-54، كيفية نقل الغاز الطبيعي المسال من المرفا العائم إلى داخل السوق المحلي عبر مرسة البرج.

الشكل 1-54: نقل الغاز الطبيعي المسال من المرفا العائم إلى الشبكة المحلية عبر مرسة البرج الخارجي

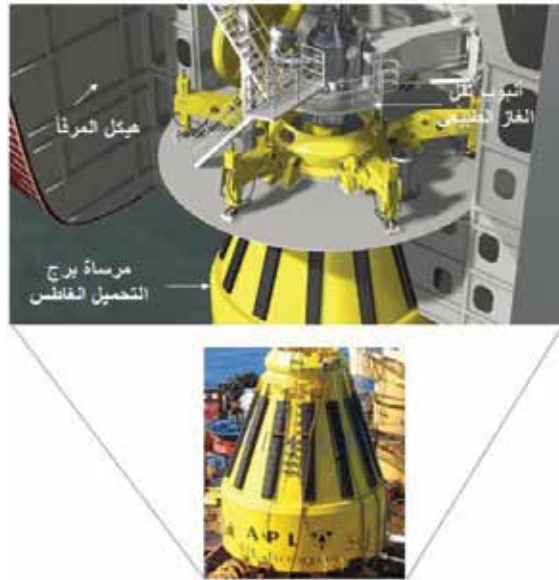


المصدر: Moss Maritime

6-1-5-1: مرساة برج التحميل الغاطس (Submerged Turret Loading, STL)

في بعض المرفأى العائمة، قد تكون منظومة الإرساء مصممة بداخل هيكل المرفأ، وهي تتطلب في هذه الحالة مرساة برج التحميل الغاطس القابلة للانفصال، وهي عبارة عن مرساة مخروطية الشكل تتصل بعدة سلاسل حديدية في نهايتها خطاطيف ترسو على قاع البحر، وتضمن ثبات المرفأ العائم أثناء عملية التبخير. أما الجزء العلوي من المرساة فهو يتصل بهيكل المرفأ بداخل تجويف مخروطي⁴، ويسمح بدوران المرفأ للحد من تأثيرات التقلبات الجوية، والتيارات البحرية العالية. يبين الشكل 1-55، مرساة برج التحميل الغاطس القابلة للانفصال، وموقعها داخل هيكل المرفأ العائم.

الشكل 1-55: مرساة برج التحميل الغاطس القابلة للانفصال، ومكان تركيبها داخل هيكل المرفأ العائم

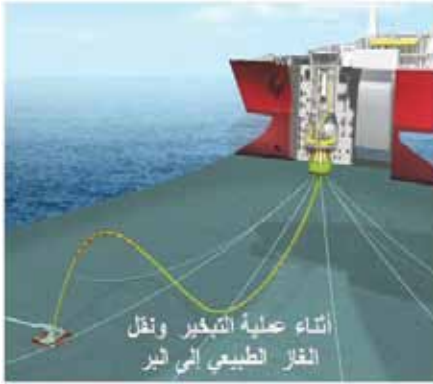


المصدر: National Oilwell Varco(NOV).

⁴ NOV; APL Mooring and Loading Systems; "Submerged Turret Loading". Available At: https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Floating_Production_Systems/APL_Mooring_and>Loading_Systems/Submerged_Turret>Loading.aspx

وتعتبر مرصاة برج التحميل الغاطس مرصاة ونظام تفريغ في آن واحد⁵، فأثناء عملية تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية، تقوم المرصاة بتصريف الغاز الطبيعي بضغط عال من المرفأ العائم ليمر عبر أنبوب مرن يتصل بخط الأنابيب الذي يقوم بنقل الغاز إلى داخل السوق المحلي. وبانتهاء عملية التبخير والتجهيز لمغادرة المرفأ العائم إلى موقع آخر، تنفصل مرصاة برج التحميل الغاطس إلى أسفل لتصل إلى عمق حوالي 35 متر، وهو أكبر من غاطس أي سفينة مارة، مما يضمن عدم حدوث أية حوادث. يبين الشكل 1-56، منظومة إرساء برج التحميل الغاطس للمرفأ العائم للغاز الطبيعي المسال، وذلك أثناء عملية تبخير الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية ونقله إلى المستهلكين، وأيضاً بعد انتهاء عملية التبخير ومغادرة المرفأ العائم للموقع حيث تنفصل المرصاة وتبقى غاطسة.

الشكل 1-56: منظومة إرساء برج التحميل الغاطس للمرفأ العائم للغاز الطبيعي المسال



المصدر: APL.

⁵ مجموعة البنك الدولي، الإرشادات بشأن البيئة والصحة والسلامة الخاصة بمنشآت الغاز الطبيعي المسال (LNG)، 2007.

⁶ Vidar Aanesland & Jens P Kaalstad; "Disconnectable FPSO Technology to Reduce Risk and Add Flexibility"; FPSO Forum 2007 – Houston, TX, April 25, 2007.

1-5-2: منظومة تفريغ الغاز الطبيعي المسال من الناقل إلى المرفأ

تعتبر منظومة تفريغ حمولة ناقلة الغاز الطبيعي المسال ونقلها إلى المرفأ العائم أحد المكونات الرئيسية اللازمة لضمان تشغيل المرفأ العائم.

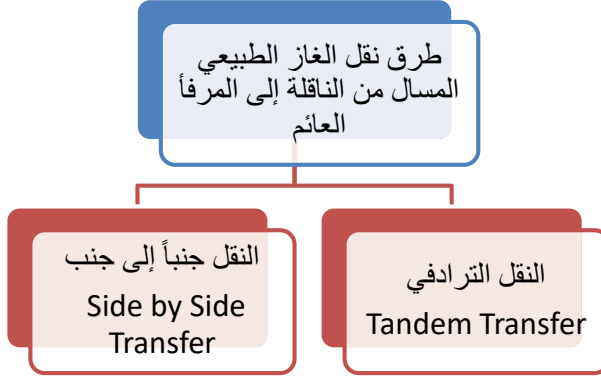
وتتألف عملية نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال من الناقل للمرفأ العائم من أربع خطوات رئيسية هي:

1. إرساء ناقلة الغاز الطبيعي المسال بجوار المرفأ العائم.
2. توصيل الناقل بالمرفأ العائم لبدء عملية نقل الحمولة.
3. نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال.
4. فك وصلات نقل الغاز الطبيعي المسال بين الناقل والمرفأ العائم، وإنهاء رسو الناقل والمغادرة.

وتنقسم الطرق المستخدمة في عملية نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال إلى طريقتين كما هو موضح بالشكل 1-57. ويراعى عند اختيار التقنية المستخدمة في عملية النقل الأخذ في الاعتبار عدة نقاط أهمها⁷:

- القدرة على العمل في كافة الظروف المناخية المتوقعة في البيئة المحيطة للمرفأ.
- الثبات أثناء نقل الغاز الطبيعي المسال، وإرجاع الغاز المتبخر من صهاريج المرفأ إلى الناقل.
- وجود منظومة أمان تسمح بالتكامل بين أنظمة التحكم في المرفأ العائم والناقل، وتقليل العمليات اليدوية قدر الإمكان والاعتماد على الأنظمة الأوتوماتيكية.
- ضمان التشغيل الآمن أثناء مرحلة التبريد الأولي، والنقل، والإيقاف.
- التحرير الآمن للناقل بعد انتهاء عملية التفريغ.
- سهولة عملية الصيانة، لضمان عدم توقف المرفأ لفترات أطول من اللازم.

⁷ DNV;" Floating Liquefied Gas Terminals: Offshore Technical Guidance (OTG-02)"; March 2011.

الشكل 1-57: طرق نقل الغاز الطبيعي المسال من الناقل إلى المرفأ العائم

المصدر: Det Norske Veritas (DNV)

1-2-5-1: النقل جنباً إلى جنب

تتطلب عملية النقل "جنباً إلى جنب" مناورة ناقلة الغاز الطبيعي المسال (الشكل 1-58) حتى ترسو بجانب المرفأ العائم وهو ما يتطلب استخدام قاطرات (Tugs)، ثم الربط بينهما لفترة مؤقتة حتى تنتهي عملية النقل من مشعب خطوط الأنابيب على ظهر الناقل إلى صهاريج المرفأ العائم. وتتطلب هذه الطريقة وجود أنظمة لمراقبة حركة وسرعة الناقل، لتجنب حدوث ضرر أو تلف لجسم الناقل أو المرفأ والمرافق المحيطة. ويتم أثناء عملية النقل، توفير ستارة مائية بين المرفأ والناقل، وذلك لتجنب حدوث صدمة حرارية لهيكل المرفأ أو الناقل في حال حدوث تسرب للغاز الطبيعي المسال.

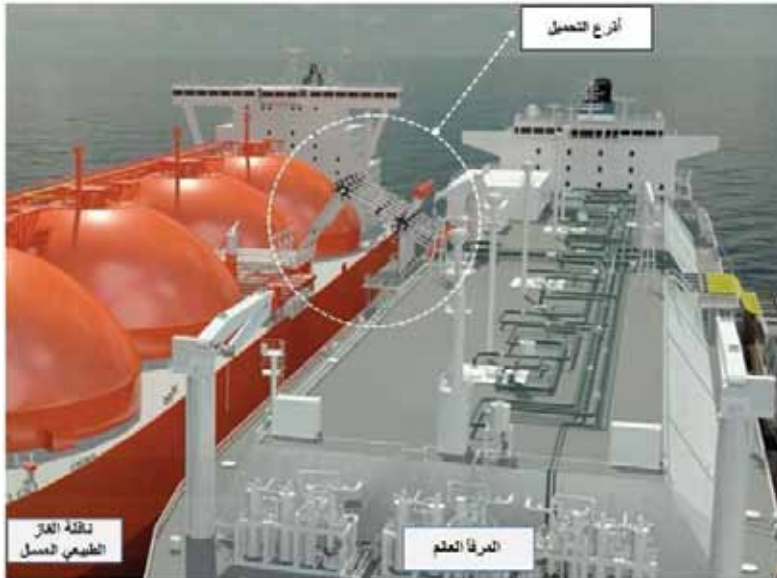
وهذا النوع من طرق النقل ملائم للظروف المناخية العادية (أقصى ارتفاع للموج ~ 3 أمتار). ويمكن نقل الغاز الطبيعي المسال بهذه الطريقة إما باستخدام أذرع التحميل المفصلية كما هو مبين بالشكل 1-59، أو باستخدام خرطوم مركب (Composite Hose) مصنوع من عدة طبقات لضمان الحفاظ على الغاز الطبيعي المسال في حالته السائلة.

الشكل 1-58: مناورة ناقله الغاز الطبيعي المسال حتى ترسو لتفريغ حمولتها



المصدر: Moffatt & Nichol

الشكل 1-59: نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال من الناقله إلى المرفأ العائم باستخدام الأذرع المفصلية



المصدر: Hoegh LNG

وتتميز طريقة النقل جنباً إلى جنب بأنها لا تتطلب تجهيزات إضافية على ظهر الناقل، كما أنها تكنولوجيا جيدة ولها العديد من التطبيقات ومنها ناقلات غاز البترول المسال. يبين الشكل 1-60 طريقة نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال من الناقل إلى المرفأ العائم باستخدام الخراطيم المركبة، ويبين شكل الستارة المائية على جانبي الناقل والمرفأ.

الشكل 1-60: نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال من الناقل إلى المرفأ العائم باستخدام الخراطيم المركبة



المصدر: Exmar

1-5-2-2: النقل الترادفي (واحد تلو الآخر)

من الطرق الأخرى المستخدمة في نقل حمولة الغاز الطبيعي المسال هو النقل الترادفي بحيث تقف الناقل والمرفأ العائم في ترتيب واحد تلو الآخر كما هو موضح بالشكل 1-61، ولكن يتطلب هذا النوع وجود تجهيزات إضافية على ظهر ناقل الغاز الطبيعي المسال، واختصار المسافة بينها وبين المرفأ العائم. ولكن هذه الطريقة ذات تاريخ طويل في الاستخدام في عمليات

نقل النفط الخام، كما أنها تتلاءم مع الأجواء المناخية القاسية، ومع ارتفاع للأمواج حتى 5 أمتار.

الشكل 1-61: النقل الترادفي لحمولة الغاز الطبيعي المسال من الناقل إلى المرفأ العائم



1-5-3: منظومة احتواء الغاز الطبيعي المسال في المرفأ العائمة

تعتبر منظومة احتواء الغاز الطبيعي المسال من أهم مكونات المرفأ العائم، فهي تقوم بوظيفتين جوهريتين، الأولى هي ضمان الحفاظ على درجة حرارة الغاز الطبيعي المسال عند 162- درجة مئوية لمنع تبخيره من جانب، والحيلولة دون تبريد هيكل المرفأ العائم من جانب آخر.

أما الوظيفة الثانية فهي توفير مخزون من الغاز الطبيعي المسال لضمان تصريف وضخ الكميات المطلوبة للاستهلاك داخل السوق المحلي. تجارياً توجد أنواع عديدة من الصهاريج المستخدمة على متن المرفأ العائمة وناقلات الغاز الطبيعي المسال، وهي تختلف وفق المادة المصنوع منها الصهرج، وطبقة العزل المستخدمة، وسماكتها.

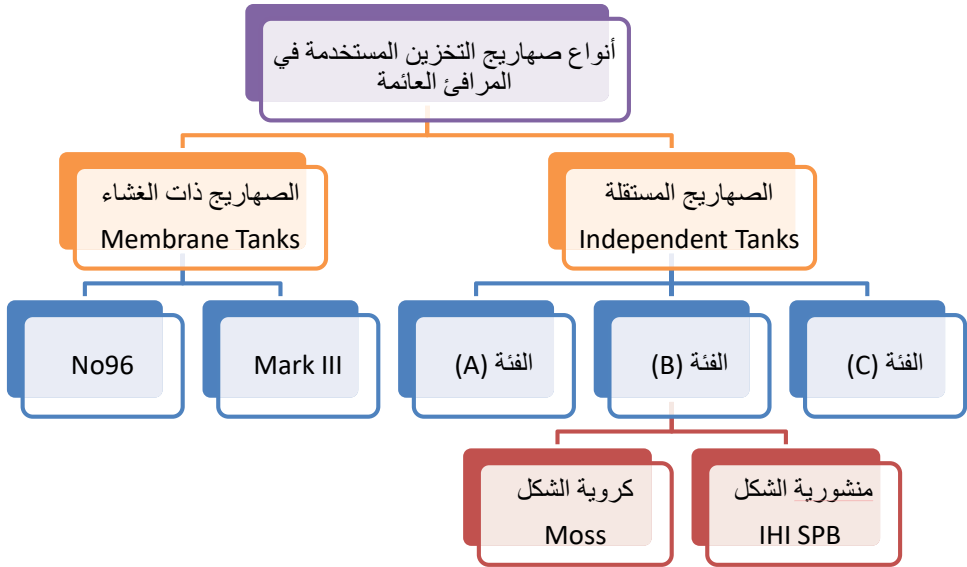
ويعتبر الجدار الثانوي للصحريج والمادة المصنوع منها هو العامل الرئيسي في تصنيف الصحاريج المستخدمة في تخزين حمولة الغاز الطبيعي المسال وفق الكود الدولي لناقلات الغاز (International Gas Carrier Code, IGC)، وتكمن أهميته في أنه يقوم بوظيفتين رئيسيتين:

1. احتواء مؤقت لحمولة الغاز الطبيعي المسال في حال حدوث تسرب من الجدار الأولي للصحريج.

2. حماية هيكل السفينة من التعرض للتبريد والوصول إلى مستوى غير آمن لفترة من الوقت بسبب حدوث تهريب أو تسريب من الجدار الأولي.

وفي هذا الصدد، تُصنف صحاريج التخزين إلى نوعين كما يبين الشكل 1-62.

الشكل 1-62: أنواع صحاريج التخزين في ناقلات الغاز الطبيعي المسال والمرافئ العائمة



✓ النوع الأول: صهاريج مستقلة (Independent Tanks) وهي تضم ثلاثة فئات:

- الفئة (A): وهي ذات جدار عزل ثانوي كامل.
- الفئة (B): وهي ذات جدار عزل ثانوي غير مكتمل.
- الفئة (C): لا تحتوي على جدار عزل ثانوي.

✓ النوع الثاني: صهاريج الأغشية (Membrane Tanks) وهي ذات جدار عزل ثانوي كامل.

وتعد الصهاريج من الفئة (B) ضمن النوع الأول، والصهاريج ذات الأغشية هي الأنواع الأكثر استخداماً في ناقلات الغاز الطبيعي المسال وبطبيعة الحال في المرافئ العائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادته إلى الحالة الغازية.

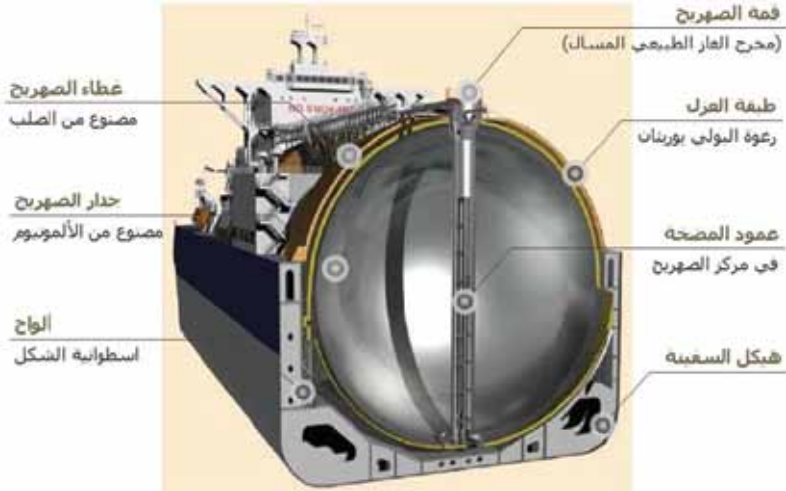
1-3-5-1: صهاريج الفئة (B)

هي خزانات مستقلة مثبتة ذاتياً ولا تعتبر جزء من هيكل السفينة، كما أنها لا تساهم في تدعيمه أو تقويته، وبالتالي تتأثر في حالة تعرض هيكل السفينة لأي ضرر. وهي إما صهاريج ذات شكل كروي أو منشوري.

I. الصهاريج كروية الشكل (Moss Tanks)

تعرف الصهاريج الكروية باسم Moss نسبة إلى الشركة الإيطالية المصنعة لها Moss Maritime، وفيها يصنع الجدار الداخلي من الألمونيوم. ويحاط الجدار الداخلي بطبقة عزل خارجية من رغوة البولي يوريثان (Polyurethane Foam, PUF) ويحاط من الخارج بألواح أسطوانية أسفل منتصف الصهريج لتشكل معاً جدار العزل الخارجي. وتقع مضخة الغاز الطبيعي المسال بداخل عمود أسطواني الشكل ويقع في مركز الصهريج. ويعود استخدام هذا النوع في نقل الغاز الطبيعي المسال إلى عام 1973. يبين الشكل 1-63، مكونات الصهريج الكروي (Moss)، بينما يبين الشكل 1-64 شكل عمود مضخة الغاز الطبيعي المسال من الداخل.

الشكل 1-63: مكونات الصهريج الكروي Moss لتخزين حمولة الغاز الطبيعي المسال



المصدر: Moss Maritime

الشكل 1-64: شكل عمود مضخة تفريغ الغاز الطبيعي المسال من داخل الصهريج الكروي Moss



المصدر: Moss Maritime

السمات الرئيسية للصهاريج الكروية⁸

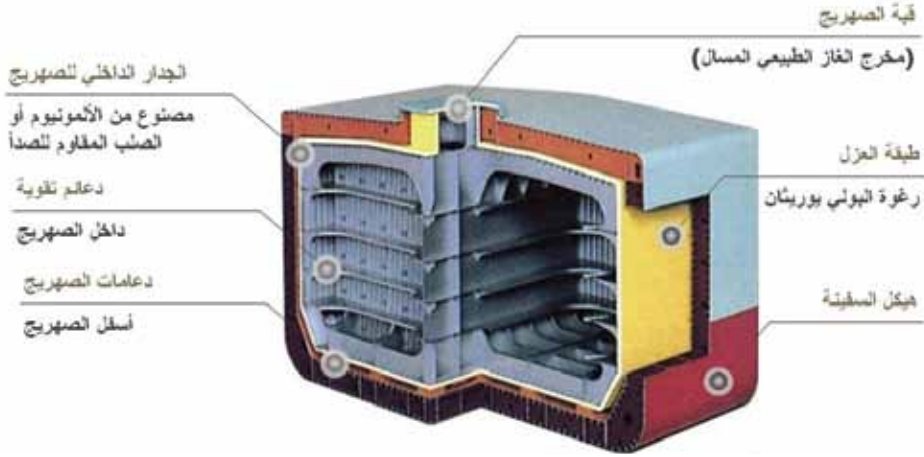
- تكنولوجيا مطبقة جيداً، وذات سجل جيد في تاريخ الصناعة دون حوادث تسريب أو كسر.
- ذات جدار قوي ومتناسك من الألمونيوم، وهو ما يقلل الحاجة إلى تركيب جدار عزل ثانوي كامل.
- الخزان مستقل عن هيكل السفينة، مما يقلل من المخاطر في حالة تعرض الهيكل لأي ضرر.
- تتحمل الإجهاد والأحمال المختلفة، كما أن توزيع الأحمال متساو بفضل خصائص الشكل الكروي.
- لا تحتاج إلى دعائم داخلية لتقوية جسم الصهريج.
- تتغلب على الآثار الناتجة عن ظاهرة سكب السائل (Sloshing) داخل الصهريج، والتي تحدث نتيجة التحميل الجزئي للصهريج. فمع حركة السفينة يتقلب السائل داخل الصهريج حركة عشوائية متسبباً في زيادة الضغط على أحد الأركان، وقد يؤدي ذلك إلى حدوث انهيار للصهريج.
- لا تتطلب تعديلات في حالة تحويل ناقلة الغاز الطبيعي المسال إلى مرفأ عائم.

II. الصهاريج منشورية الشكل (Prismatic Tanks)

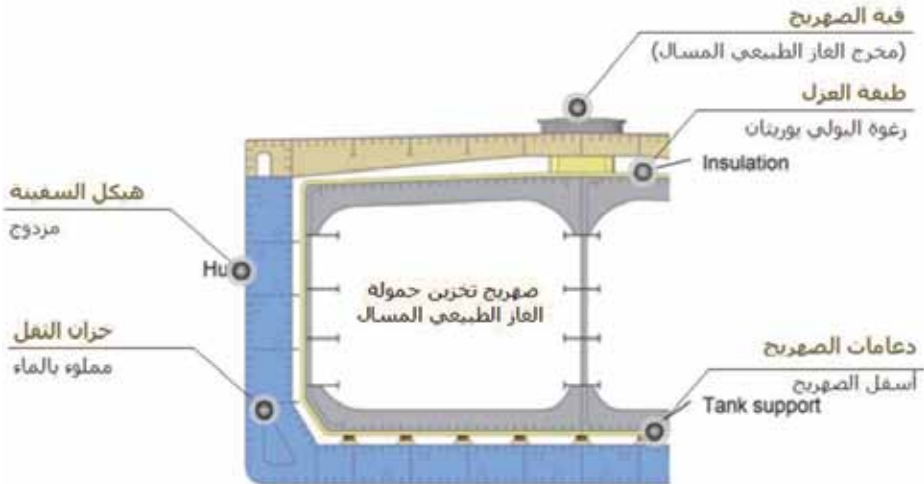
الشكل الثاني من الفئة (B) هو الصهاريج منشورية الشكل، وفيها يصنع الجدار الداخلي من الألمونيوم أو الصلب المقاوم للصدأ أو الصلب المحتوي على 9% من معدن النيكل. ويحاط الجدار الداخلي بطبقة عزل خارجية وصواني بالقرب من الدعائم التي يتركز عليها الصهريج، وهما يشكلا معاً جدار العزل الخارجي (الثانوي) للجزئي للصهريج. وقد قامت بتطوير هذا النوع شركة IHI اليابانية. يبين الشكل 1-65، والشكل 1-66 مكونات الصهريج منشوري الشكل.

⁸ MossMaritime; "LNG MottaksTerminaler av MossMaritime"; Norsok offshoredag, May 2005.

الشكل 1-65: مكونات الصهريج منشوري الشكل المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال في المرافق العامة



الشكل 1-66: مخطط أفقي للصهريج منشوري الشكل المستخدم في تخزين الغاز الطبيعي المسال في المرافق العامة



السمات الرئيسية للصهاريج منشورية الشكل

- تحتوي الصهاريج على دعائم داخلية كثيرة.
- يمكن تحميل الصهريج جزئياً أو كلياً دون قيود.
- غير مستخدمة على نطاق واسع في ناقلات الغاز الطبيعي المسال.
- تتغلب على الآثار الناتجة على ظاهرة سكب السائل داخل الصهريج.

1-5-3-2: الصهاريج ذات الغشاء (Membrane Tanks)

النوع الثاني من الصهاريج الأكثر شيوعاً في الاستخدام في المرافئ العائمة هي الصهاريج ذات الغشاء، وهي صهاريج غير ذاتية التثبيت ويدعمها من الخارج هيكل السفينة المزدوج التركيب كما هو مبين بالشكل 1-67. وتتكون الصهاريج ذات الغشاء من جدارين (أولي وثانوي) على شكل غشاء وهي طبقة تتمدد وتكتمش طبقاً لظروف درجة الحرارة. بالإضافة إلى طبقة عزل مقاومة بين الجدار الأول والثانوي وطبقة عزل مقاومة بين الجدار الثانوي وهيكل السفينة وذلك لضمان عدم حدوث انتقال للحرارة إلى حمولة الغاز الطبيعي المسال وبالتالي تبخيره من ناحية، وكذلك لمنع تبريد هيكل السفينة من ناحية أخرى.

الشكل 1-67: الصهريج ذو الغشاء المستخدم لتخزين الغاز الطبيعي المسال في المرافئ العائمة



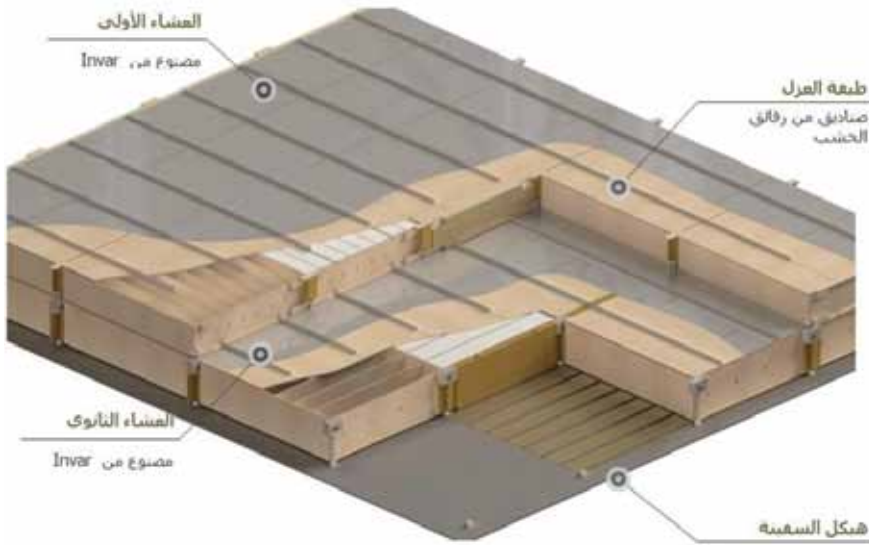
المصدر: GTT

تجارياً يوجد العديد من الصهاريج ذات الغشاء المستخدمة على نطاق واسع، ومن أبرزها ما تم تطويره بواسطة شركة (GTT) Gaz Tansport and Technigaz وتشمل:

I. الصهريج NO96

وفيه يصنع الغشاء الأولي والثانوي من صلب INVAR (سبيكة من الصلب نسبة النيكل بها 36 بالمائة⁹) بسمك 0.7 مم. أما طبقة العزل فهي عبارة عن صناديق سابقة التجهيز مصنوعة من رقائق الخشب (Plywood boxes) ومحشوة بأحجار البيرليت (Perlite) كما هو مبين بالشكل 68-1. كما يبين الشكل 69-1 شكل الصهريج NO96 من الداخل.

الشكل 68-1: الغشاء الأولي والثانوي وطبقة العزل للصهريج NO96



المصدر: GTT

⁹ GTT, "Mark III Containment System Building Principle"; Report of the meeting of the technical expert group "Bunker vessel Argos-GL"; UNECE, January 21, 2015.

الشكل 1-69: شكل الصهريج NO96 من الداخل

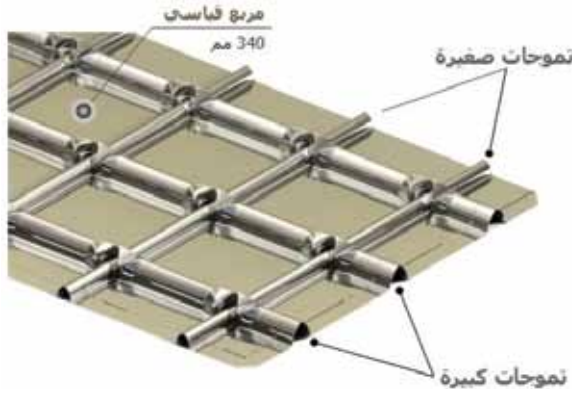


المصدر: GTT

II. الصهريج Mark III

النوع الثاني من الصهاريج ذات الغشاء هو الصهريج Mark III وفيه يصنع الغشاء الأولي من طبقة رقيقة مموجة من الصلب المقاوم للصدأ (304 L) بسمك 1.2 مم، وتتوزع التموجات بحيث تكون مجموعة هائلة من المربعات يصل البعد القياسي للمربع الواحد نحو 340 مم كما هو مبين بالشكل 1-70.

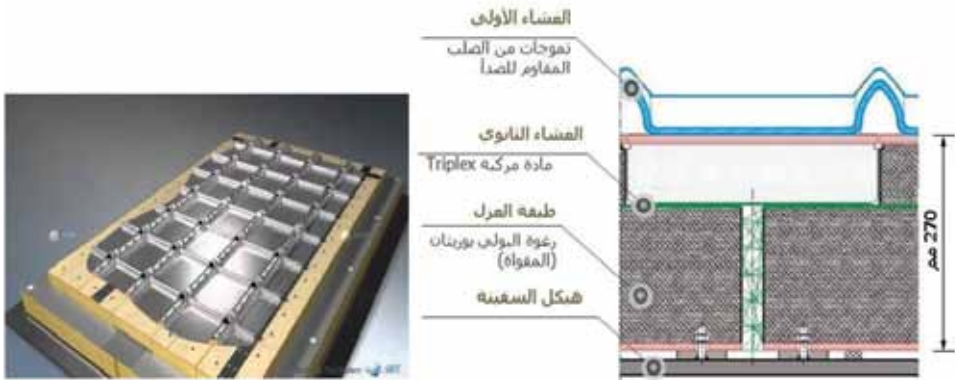
الشكل 1-70: شكل الغشاء الأولي للصهرج Mark III، المكون من طبقة رقيقة مموجة من الصلب المقاوم للصدأ



المصدر: GTT

أما الغشاء الثانوي فمصنوع من مادة مركبة تسمى Triplex، وهي عبارة عن رقائق من الألمونيوم (Aluminum Foil) محصورة بين طبقتين من الصوف الزجاجي. أما طبقة العزل فهي عبارة عن ألواح سابقة التجهيز مصنوعة من رغوة البولي يوريثان وتم تقويتها بإضافة 10% من الألياف الزجاجية، وهي تضم بداخلها الغشاء الثانوي للصهرج، ويصل السمك الإجمالي للطبقة حوالي 270 مم كما هو مبين بالشكل 1-71. كما يبين الشكل 1-72 شكل الصهرج من الداخل.

الشكل 1-71: الغشاء الأولي والثانوي وطبقة العزل للصهرج Mark III



المصدر: GTT

الشكل 1-72: شكل الصهريج Mark III من الداخل



المصدر: GTT

✍ السمات الرئيسية للصهاريج ذات الغشاء




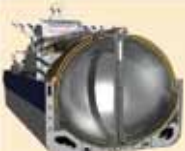
- تكنولوجيا مطبقة جيداً، ولها تاريخ طويل في الاستخدام في الصناعة.
- الخزان غير مستقل عن هيكل السفينة، مما يزيد من المخاطر في حالة تعرض الهيكل لأي ضرر.
- يوجد قيود على ملء الصهريج جزئياً حيث أنها أكثر أنواع الصهاريج عرضة لظاهرة ظاهرة سكب السائل، وهو ما قد يؤدي إلى حدوث انهيار لجسم الصهريج.

1-5-3-3: المقارنة بين أنواع الصهاريج المستخدمة في المرفأئ العائمة

لا شك أن صهاريج تخزين حمولة الغاز الطبيعي المسال في المرفأئ العائم هي من المكونات الهامة في المرفأئ لضمان تشغيله بشكل آمن وتوفير إمدادات الغاز بما يفى باحتياجات

السوق المحلي. ونظراً لأن المرافئ العائمة هي في الأصل ناقلات، فإن استخدام الصهاريج ذات التجربة الطويلة في الاستخدام في الناقلات ستكون أيضاً محل الاختيار لتصنيعها في المرافئ العائمة، ولذا فإن أغلب المرافئ الجديدة التي تم تصنيعها تضم الصهاريج ذات الغشاء، ويُلخص الجدول 3-1، أهم السمات الرئيسية للصهاريج المستخدمة في المرافئ العائمة.

الجدول 3-1: أهم السمات الرئيسية للصهاريج المستخدمة في المرافئ العائمة

الصهاريج ذات الأغشية		الصهاريج المستقلة		البند
GTT Mark III	GTT NO96	الصهاريج (B) منشورية الشكل IHI SPB	الصهاريج (B) كروية الشكل Moss	النوع
GTT	GTT	IHI	Moss Maritime	الشركة المطورة
				شكل الصهرج
الصلب المقاوم للصدأ	صلب Invar	الألمونيوم	الألمونيوم	جدار الصهرج
1.2 مم	0.7 مم	30 مم	50 مم	سمك الجدار الداخلي
رغوة البولي يوريثان (مقواة بألياف زجاجية)	صناديق من رقائق الخشب المحشوة بأحجار البرليت	رغوة البولي يوريثان	رغوة البولي يوريثان	طبقة العزل المستخدمة
270 مم	530 مم	270 مم	250 مم	سمك طبقة العزل

المصدر: استناداً إلى:

Lee D.H., Ha M.K., Kim S.Y. & Shin S.C.; " Research of Design Challenges and New Technologies for Floating LNG"; IJNAOE (2014) 6: 307~322.

1-5-4: منظومة تبخير الغاز الطبيعي المسال في المرفأ العائمة

تعد وحدة إعادة تبخير الغاز الطبيعي المسال (LNG Regasification Train) هي أساس عمل المرفأ العائم، وتتحدد طاقة المرفأ (الطاقة التصميمية مقدرة بوحدة مليون قدم مكعب/اليوم أو مليار متر مكعب/السنة من الغاز الطبيعي) على أساس عدد وحدات التبخير على ظهر المرفأ، وهي قد تصل إلى خمس وحدات حسب المساحة المتوفرة. وتضم وحدة التبخير مضخة لنقل الغاز الطبيعي المسال من وعاء السحب إلى جهاز التبخير بالوحدة، وهي مضخة طاردة مركزية متعددة المراحل كما هو مبين بالشكل 1-73، ويمكن أن تعمل المضخة حتى 40% فقط من الطاقة التصميمية إذا اقتضت الحاجة تخفيض معدل ضخ الغاز الطبيعي من المرفأ العائم إلى السوق المحلي، وعادة تضم كل وحدة تبخير مضخة واحدة من هذا النوع.

الشكل 1-73: مضخة نقل الغاز الطبيعي المسال بوحدة التبخير

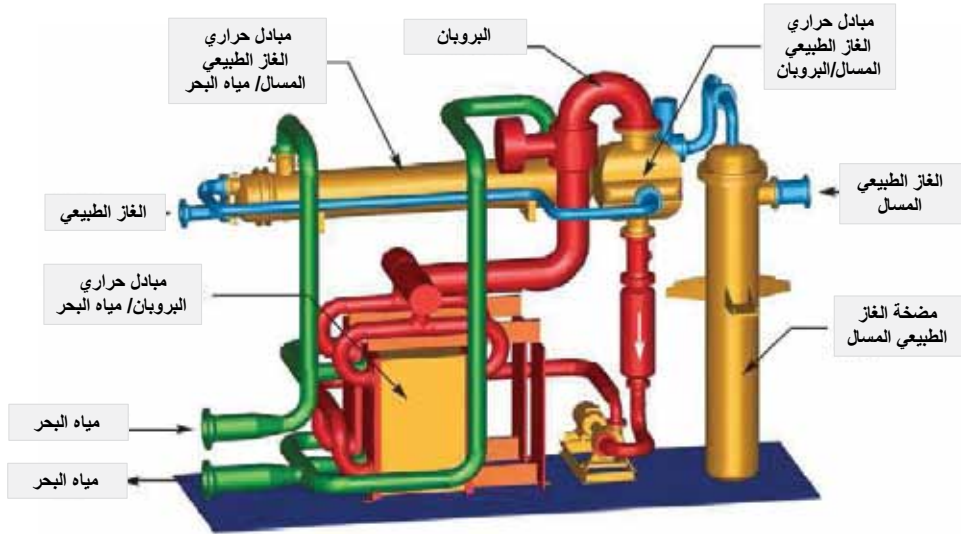


المصدر: Höegh LNG

أما بالنسبة لتكنولوجيا التبخير المستخدمة في تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية على ظهر المرفأ العائم فهي نفسها المستخدمة في المرفأ البرية، ولكن يقتصر الاستخدام على بعض التطبيقات، ويعود ذلك إلى القيود البيئية التي تحد من استخدام بعض تطبيقات التكنولوجيا بغية حماية البيئة البحرية.

ويعد جهاز التبخير المعتمد على استخدام مائع وسيط (المبين بالشكل 1-74) هو الخيار الأكثر شيوعاً في الاستخدام على ظهر المرفأ العائمة، وهو يعتمد على استخدام البروبان أو الجليكول كمائع وسيط، بالإضافة إلى مياه البحر بعد تنقيتها من الشوائب ومعالجتها باستخدام هيبو كلوريد الصوديوم.

الشكل 1-74: جهاز التبخير باستخدام مائع وسيط



تعتمد فكرة عمل الجهاز على استخدام البروبان في تبخير الغاز الطبيعي المسال ثم مياه البحر لاستكمال عملية التبخير والتسخين. في البداية تمر مياه البحر في مبادل حراري على شكل ألواح يمر من خلالها البروبان في الحالة السائلة فيحدث تبادل حراري بينهما، ويتحول البروبان إلى بخار بدرجة حرارة 6 مئوية وضغط حوالي 5.7 بار. ثم يمر بخار البروبان في مبادل حراري صغير الحجم مصنوع من الصلب المقاوم للصدأ (Stainless Steel Compact Printed Circuit Heat Exchanger)¹⁰ المبين بالشكل 1-75 للتبادل الحراري مع الغاز الطبيعي المسال لترتفع حرارته ويتبخر إلى غاز طبيعي، أما البروبان فيتكثف ويتحول مرة أخرى للحالة السائلة ليعاد استخدامه مرة أخرى داخل الدائرة المغلقة.

وفي المرحلة الأخيرة، يمر الغاز الطبيعي عبر سخان (Trim Heater) وذلك بغية رفع درجة حرارته إلى درجة مناسبة وضخه في الشبكة المحلية، أما مياه البحر فيتم التخلص منها بالتصريف في البحر مرة أخرى بدرجة حرارة في حدود 9 مئوية.

الشكل 1-75: المبادلات الحرارية المستخدمة في وحدة تبخير الغاز الطبيعي المسال في المرافئ العائمة (1) الغاز الطبيعي المسال/البروبان (2) البروبان/مياه البحر



المصدر: Höegh LNG

¹⁰ Eivind H. Winnem; "Hoegh LNG- The Floating LNG Provider"; The 8th annual LNG Tech Global Summit, Barcelona, October 14-16, 2013.

6-1: الخلاصة

- تعد المرفأ البرية (الثابتة) الأوسع انتشاراً في الدول المستوردة للغاز الطبيعي المسال، وتقام على مساحة كبيرة من الأرض. وتضم المرفأ البرية مجموعة من التسهيلات والمرافق الضرورية لقيام المرفأ بثلاث وظائف رئيسية هي استقبال ناقلات الغاز الطبيعي المسال، وتفريغ حمولتها وتخزينها في صهاريج التخزين، ثم تبخير الغاز الطبيعي المسال وضخه في شبكة الغاز الرئيسية للوصول إلى المستهلكين.
- يستغرق تنفيذ مشروع مرفأ بري فترة زمنية تتراوح بين خمس وسبع سنوات حسب موقع المشروع، ومدى إمكانية توفر المهمات والأجهزة، والأيدي العاملة ذات الخبرة. كما أنه يتطلب الحصول على العديد من التصاريح والتراخيص قبل بدء تنفيذ المشروع، وإجراء العديد من الدراسات. كما يحتاج المشروع لمساحة كبيرة لورش العمل وتخزين المعدات والأعمال الميكانيكية المختلفة. ويحتاج المرفأ البري إلى تكلفة رأسمالية كبيرة قد تصل إلى أكثر من واحد مليار دولار.
- لا تختلف منظومة عمل المرفأ البحري عن المرفأ الثابت، فهو يضم صهاريج تخزين، ومضخات لضخ الغاز الطبيعي المسال إلى وحدات التبخير، ومنظومة لاسترجاع الغاز المتبخر. ولكن يبقى هيكل المرفأ هو ما يميز المرفأ البحري عن نظيره البري، وهو إما يكون مثبتاً ومتصل بقاع البحر مثل الهيكل القائم بمبدأ الجاذبية والمنصات البحرية أو عائماً مثل المرفأ العائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادةه إلى الحالة الغازية أو وحدة عائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسال.
- مرت المرفأ العائمة لتخزين وتحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية بعدة مراحل حيث بدأ الجيل الأول منها باستخدام ناقلة التغويز ذات الرحلات الدورية المنتظمة، بينما بدأت المرحلة التالية من المرفأ العائمة بتحويل ناقلات الغاز الطبيعي المسال إلى وحدات عائمة للتخزين وإعادة الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية. أما

المرحلة الثالثة فبدأت بتصنيع وحدات عائمة جديدة تتسم بكفاءة تشغيلية عالية وأقل في استهلاك الوقود، وبسعات تخزينية أعلى من الناقلات المحولة.

- تتألف منظومة عمل المرافئ العائمة من أربع مكونات رئيسية هي منظومة الإرساء، ومنظومة التفريغ لنقل الغاز الطبيعي المسال من الناقلة للمرفأ، ومنظومة احتواء حمولة الغاز الطبيعي المسال بالمرفأ العائم، ومنظومة التبخير التي تقوم بتبخير الغاز الطبيعي المسال وضخه في الشبكة المحلية للوصول إلى المستهلكين.

بقية البحث في العدد القادم

البحث الثاني

تطور امدادات النفط الخام والغاز الطبيعي من بحر الشمال
وانعكاساتها على أمن الطاقة في أوروبا
وعلى الدول الاعضاء في اوابك

الطاهر الزيتوني *

تطور امدادات النفط الخام والغاز الطبيعي من بحر الشمال وانعكاساتها على أمن الطاقة في أوروبا وعلى الدول الأعضاء في أوبك

الملخص التنفيذي

اكتسبت منطقة بحر الشمال أهمية اقتصادية كبيرة عندما تم اكتشاف النفط الخام والغاز الطبيعي بها في أواخر فترة الستينيات، ومنذ ذلك الحين ساهمت إمدادات بحر الشمال من النفط الخام والغاز الطبيعي مساهمة كبيرة في إجمالي الإمدادات العالمية من الطاقة، حتى غدت خلال عقدي الثمانينيات والتسعينيات، مصدراً رئيسياً من مصادر الإمدادات النفطية العالمية من خارج أوبك، فقد بلغ إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال (المملكة المتحدة والنرويج والدانمارك وألمانيا وهولندا وبلجيكا وفرنسا) ذروته عند مستوى 6.5 مليون برميل / اليوم خلال عام 2000، لتشكل حوالي 15% من إجمالي الإمدادات النفطية من خارج أوبك، ونحو 8.5% من إجمالي الإمدادات العالمية من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي خلال ذلك العام. كما بلغ إجمالي إمدادات الدول المطلة على بحر الشمال من الغاز الطبيعي المسوق ذروته خلال عام 2004 متجاوزاً مستوى 288 مليار متر مكعب، لتمثل حوالي 94% من إجمالي إمدادات دول أوروبا الغربية، وحوالي 10.6% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي المسوق خلال ذات العام. يذكر أن الغاز الطبيعي لعب دوراً مهماً في تحقيق أمن الطاقة في أوروبا بشكل عام، وفي دول بحر الشمال بشكل خاص، وبفضل الاستقرار السياسي والقرب من الأسواق الاستهلاكية الأوروبية الكبرى كان لتلك المنطقة دوراً رئيسياً في أسواق النفط الخام والغاز الطبيعي العالمية.

ومع مطلع الألفية الثالثة، بدأت الإمدادات النفطية لدول بحر الشمال في التراجع بشكل حاد ليصل إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة عليه إلى 3.2 مليون برميل / اليوم خلال عام 2015، مسجلة بذلك انخفاضاً بلغ حوالي 49.8% مقارنة بذروة

إنتاجها خلال عام 2000. فقد تراجعت حصة إمدادات هذه المجموعة إلى حوالي 3.4% من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية خلال عام 2015. وبالمقابل، شهد إجمالي إمدادات دول بحر الشمال من الغاز الطبيعي المسوق خلال العشر سنوات الماضية تراجعاً أقل حدة ليبلغ نحو 229 مليار متر مكعب خلال عام 2015، مسجلاً بذلك انخفاضاً بلغ حوالي 20% مقارنة بذروته التي وصل إليها عام 2004، لتتراجع حصة إمدادات هذه المجموعة إلى حوالي 6.3% من إجمالي الإمدادات العالمية من الغاز الطبيعي المسوق خلال عام 2015.

تهدف الدراسة إلى عرض وتحليل التطورات في إمدادات النفط والغاز الطبيعي من بحر الشمال وفق الدول المطلة عليه، وذلك للتعرف على انعكاسات تلك التطورات على أمن الطاقة في أوروبا وعلى إمدادات الدول الأعضاء في الأوبك.

تدور الدراسة حول سبعة محاور رئيسية، خصص **المحور الأول** لتقديم لمحة عامة حول مصادر النفط والغاز الطبيعي في منطقة بحر الشمال، وتناول **المحور الثاني** تطور الإمدادات النفطية في منطقة بحر الشمال، واستعرض **المحور الثالث** تطور إمدادات الغاز الطبيعي في منطقة بحر الشمال، وخصص **المحور الرابع** لاستشراف الآفاق المستقبلية لإمدادات منطقة بحر الشمال من النفط والغاز الطبيعي، وخصص **المحور الخامس** لاستعراض انعكاسات إمدادات بحر الشمال على أمن الطاقة في أوروبا، بينما تناول **المحور السادس** انعكاسات إمدادات بحر الشمال على الدول الأعضاء في أوبك، في حين قدم **المحور السابع** والأخير الخلاصة والاستنتاجات.

مقدمة

يمثل بحر الشمال ذراعاً عريضاً من المحيط الأطلسي، والذي يقع في شمال أوروبا بين الجزر البريطانية في الغرب ويابسة القارة الأوروبية في الشرق والجنوب وبحر النرويج في الشمال. ويطل على بحر الشمال كل من النرويج من الشمال الشرقي، والدانمرك من الشرق، وألمانيا وهولندا وبلجيكا وفرنسا من الجنوب، والمملكة المتحدة من الغرب. ويغطي بحر الشمال مساحة تبلغ حوالي 570 ألف كم²، وينخفض عمقه إلى أقل من 50 متر في الجنوب، وينحدر إلى حوالي 200 متر في الشمال بينما يبلغ أقصى عمق له 400 متر عند السواحل الجنوبية الغربية للنرويج². ويرتبط بالمحيط الأطلسي عبر مضيق دوفر والقنال الإنجليزي، بينما يتصل ببحر البلطيق عن طريق بحر سكاغيراك (Skagerrak) ومنه لخليج كاتيجات (Kattegatt) المتصل بالبلطيق، كما توضح الخارطة أدناه:



¹ Lewis M. Alexander, North Sea (Encyclopedia Britannica):<http://www.britannica.com/place/North-Sea>

² World atlas (North Sea - Map & Details): <http://www.worldatlas.com/aatlas/infopage/northsea.htm>

ويحظى بحر الشمال بأهمية استراتيجية متميزة، فهو يحيط بدول متقدمة وصناعية غنية، ويعتبر معبراً مهماً لهذه الدول إلى المحيط الأطلسي الذي يربط أوروبا بالقارة الأمريكية، وإلى بحر البلطيق الذي يربط غرب أوروبا بشرقها، علاوة على كونه مصدراً مهماً لمصادر الطاقة حيث وفرة الاحتياطيات الضخمة من النفط والغاز الطبيعي، والتي تم اكتشافها خلال فترة الستينيات.

ومن الناحية التجارية، يعتبر بحر الشمال أحد أهم الممرات المائية، وطريقاً رئيسياً للتجارة الخارجية العالمية مع أوروبا، وموطناً للعديد من الموانئ العالمية الأكبر وأغنى الدول الأوروبية مثل ميناء هامبورج بألمانيا، ومينائي روتردام وأمستردام في هولندا، وميناء أنتويرب في بلجيكا، وميناء دنكرك بفرنسا، وميناء لندن بإنجلترا.

ومن ناحية الموارد الطبيعية، تبوأ بحر الشمال مكانة خاصة بفضل الإحتياطيات الضخمة من النفط والغاز الطبيعي. وقد تركزت احتياطيات بحر الشمال من النفط، حسب التقديرات، بشكل أساسي في المياه الإنجليزية والنرويجية حيث بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للنرويج والمملكة المتحدة نحو 21.2 مليار برميل خلال عام 1980، لتشكل حوالي 95.8% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة للدول المطلة على بحر الشمال، ونحو 89.6% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة لقارة أوروبا، بينما شكلت ما نسبته 3.3% من إجمالي الإحتياطيات العالمية المؤكدة من النفط الخام لعام 1980³.

وبالمقابل، تركزت احتياطيات بحر الشمال من الغاز الطبيعي حسب تقديرات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، بشكل رئيسي في المياه الهولندية والإنجليزية والنرويجية، حيث بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لهولندا والمملكة المتحدة والنرويج من الغاز الطبيعي نحو 108 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 3.06 متر مكعب) خلال عام 1980، لتشكل حوالي 92.2% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة للدول المطلة على بحر الشمال، وحوالي 69.8%

³ Energy Information Administration EIA, International Energy Statistics:
<https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>

من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لقارة أوروبا، بينما شكلت ما نسبته 4.2% من إجمالي الاحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي لعام 1980⁴.

أولاً: لمحة عامة حول مصادر النفط والغاز الطبيعي في منطقة بحر الشمال

تحتل منطقة بحر الشمال مكانة مهمة في مشهد الطاقة العالمي بفضل الاحتياطيات الضخمة من النفط والغاز الطبيعي التي تم اكتشافها بعد فترة الستينيات القرن الماضي، وقد تركزت احتياطيات بحر الشمال من النفط بشكل أساسي في المياه الإنجليزية والنرويجية، بينما تركزت احتياطياته من الغاز الطبيعي بشكل رئيسي في المياه الهولندية والإنجليزية والنرويجية. وفيما يلي استعراض تفصيلي لاحتياطيات المنطقة من النفط والغاز الطبيعي:

1. تطور الاحتياطيات النفطية في منطقة بحر الشمال

بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال حوالي 22.1 مليار برميل خلال عام 1980، لتشكل حوالي 93.5% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لقارة أوروبا والمقدرة بحوالي 23.6 مليار برميل آنذاك، بينما شكلت تلك الاحتياطيات ما نسبته 3.4% من إجمالي الاحتياطيات العالمية المؤكدة من النفط الخام⁵.

وخلال النصف الأول من عقد الثمانينيات تصاعد حجم الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال ليبلغ ذروته عام 1986 ليصل إلى 24.9 مليار برميل بسبب الارتفاع الكبير الذي شهدته الاحتياطيات النرويجية خلال تلك الفترة كنتيجة لموجة الاستثمارات الواسعة التي شهدتها تلك الحقبة بعد سلسلة الارتفاعات المتواصلة في أسعار النفط خلال عقد السبعينيات ومطلع الثمانينيات. وبعد ذلك، شهد إجمالي الاحتياطيات المؤكدة

⁴ Energy Information Administration EIA, International Energy Statistics:
<https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>

⁵ Energy Information Administration EIA, International Energy Statistics:
<https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>

من النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال منذ النصف الثاني من عقد الثمانينات تراجعاً سريعاً ليبلغ نحو 12.8 مليار برميل عام 1991، كنتيجة للتراجع الكبير الذي شهدته احتياطات النرويج والمملكة المتحدة، الدولتان اللتان تستحوذان على النصيب الأعظم من إجمالي احتياطات الدول المطلة على بحر الشمال. فقد شهدت الاحتياطات المؤكدة من النفط الخام لهاتين الدولتين عموماً والمملكة المتحدة على وجه الخصوص تراجعاً كبيراً خلال تلك الفترة متأثرة بالإنخفاض الكبير لنشاط الاستثمار في قطاع النفط خلال تلك الحقبة بعد أزمة الأسعار التي بدأت منذ منتصف فترة الثمانينات.

ومع عودة الانتعاش التدريجي لنشاط الاستثمار خلال عقد التسعينات بفضل التعافي من صدمة الأسعار السابقة، شهد إجمالي الاحتياطات المؤكدة من النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال ارتفاعاً ملحوظاً بسبب النمو القوي في احتياطات النرويج وبدرجة أقل احتياطات المملكة المتحدة. فقد بلغ إجمالي الاحتياطات المؤكدة من النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال نحو 17.6 مليار برميل عام 1999، إلا أنها بدأت في الانحدار التدريجي مرة أخرى بسبب عوامل النضوب الطبيعي للحقول النفطية بمنطقة بحر الشمال، فتراجع إجمالي احتياطاتها المؤكدة من النفط الخام إلى نحو النصف لتتخفّف تقديراتها إلى حوالي 9.5 مليار برميل خلال عام 2015.

ويوضح الشكل (1) والجدول (1) في الملحق تطور إجمالي الاحتياطات المؤكدة من

النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1980-2015:

الشكل (1)
تطور الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال
خلال الفترة 1980 – 2015، (مليار برميل)



المصدر: الجدول (1) في الملحق.

وكما أسلفنا، تتركز احتياطيات بحر الشمال من النفط بشكل أساسي في المياه الإنجليزية والنرويجية، حيث بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للنرويج والمملكة المتحدة نحو 21.2 مليار برميل عام 1980، لتشكل حوالي 95.8% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة للدول المطلة على بحر الشمال، ونحو 89.6% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لقارة أوروبا والمقدرة بحوالي 23.6 مليار برميل عام 1980، بينما شكلت الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للنرويج والمملكة المتحدة ما نسبته 3.3% من إجمالي الاحتياطيات العالمية المؤكدة من النفط الخام والمقدرة بحوالي 643 مليار برميل عام 1980⁶.

⁶ Energy Information Administration EIA, International Energy Statistics:
<https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>

ومع التراجع الذي شهدته الإحتياطيات النفطية لمنطقة بحر الشمال منذ مطلع الألفية الثالثة، فُدر إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للنرويج والمملكة المتحدة بنحو 8.5 مليار برميل خلال 2015، لتشكل حوالي 98.6% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة للدول المطلة على بحر الشمال، وحوالي 72.3% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة لقارة أوروبا والمقدرة بحوالي 11.7 مليار برميل خلال عام 2015⁷، بينما شكلت تلك ما نسبته 0.5% من إجمالي الإحتياطيات العالمية المؤكدة من النفط الخام والمقدرة بحوالي 1661 مليار برميل* خلال عام 2015⁸.

وقد شهد توزيع الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بمنطقة بحر الشمال بحسب الدول المطلة عليه تبادلاً للمراكز بين الدولتين صاحبتى الحصة الأكبر من الإحتياطيات بين دول المجموعة خلال الفترة 1980-2015. تبوأ النرويج المركز الأول بين دول المجموعة باستحواذها على نحو 58% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بمنطقة بحر الشمال خلال 2015، بعد أن كانت في المركز الثاني بحصة بلغت نحو 26% عام 1980. وفي المقابل تراجعت المملكة المتحدة إلى المركز الثاني بحصة بلغت نحو 31.5% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بمنطقة بحر الشمال عام 2015، بعد أن كانت في المركز الأول باستحواذها على نحو 69.8% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بالمنطقة عام 1980، ويوضح الشكل (2) توزيع الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بمنطقة بحر الشمال بحسب الدول المطلة عليه خلال عامي 1980 و 2015.

⁷ Energy Information Administration EIA, International Energy Statistics:

<https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>

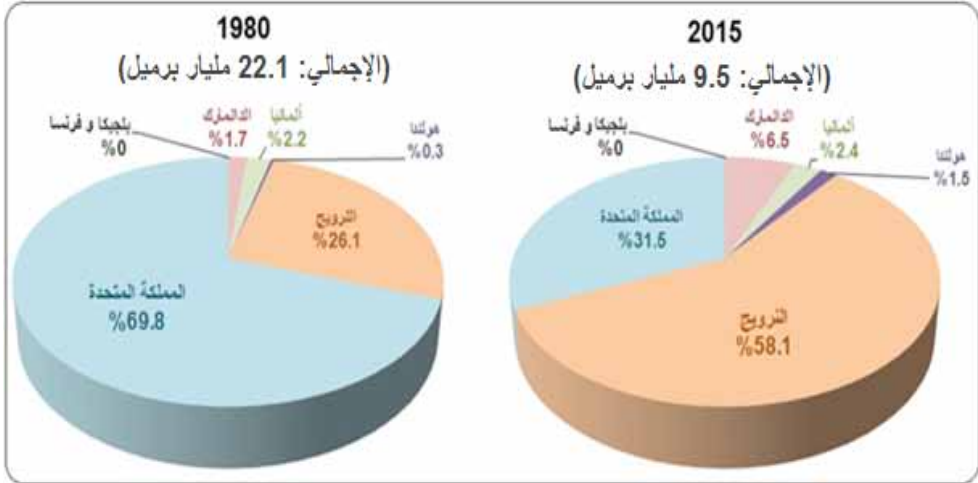
⁸ OPEC, Annual Statistical Bulletin 2016

http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm

*تقديرات الإحتياطي العالمي لأوبك مضافاً إليها إجمالي احتياطيات كندا من النفط الخام غير التقليدي

الشكل (2)

توزيع الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بمنطقة بحر الشمال بحسب الدول المظلة عليه خلال عامي 1980 و 2015، (%)



المصدر: EIA، ادارة معلومات الطاقة الأمريكية، احصاءات الطاقة العالمية.

وقد شهدت الفترة (1980-1988) موجة اكتشافات نفطية واسعة بالنرويج، لترتفع بفضلها الإحتياطيات النرويجية المؤكدة من النفط الخام بنحو 9.1 مليار برميل، أي من نحو 5.8 مليار برميل عام 1980 إلى حوالي 14.8 مليار برميل عام 1988، وذلك نتيجة لانتعاش نشاط الاستثمارات بعد سلسلة الارتفاعات المتواصلة في أسعار النفط خلال عقد السبعينيات ومطلع عقد الثمانينيات، معوضة بذلك تراجع الكبير في احتياطيات المملكة المتحدة المؤكدة من النفط الخام خلال هذه الفترة، والتي انخفضت بنحو 10.2 مليار برميل، أي من حوالي 15.4 مليار برميل عام 1980 إلى نحو 5.2 مليار برميل خلال 1988، بسبب عوامل النضوب الطبيعي الذي عانت منه حقول الإنتاج بالمملكة المتحدة خلال هذه الفترة.

شهد بعد ذلك إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للنرويج تراجعاً سريعاً بنحو 7.2 مليار برميل ليبلغ نحو 7.6 مليار برميل عام 1991، متأثراً بالإنخفاض الكبير في نشاط الاستثمار في قطاع النفط خلال تلك الحقبة بعد أزمة الأسعار التي شهدتها السوق النفطية منذ

منتصف فترة الثمانينيات، في حين واصلت احتياطات المملكة المتحدة المؤكدة من النفط الخام تراجعها بنحو 1.4 مليار برميل إلى حوالي 3.8 مليار برميل خلال عام 1991.

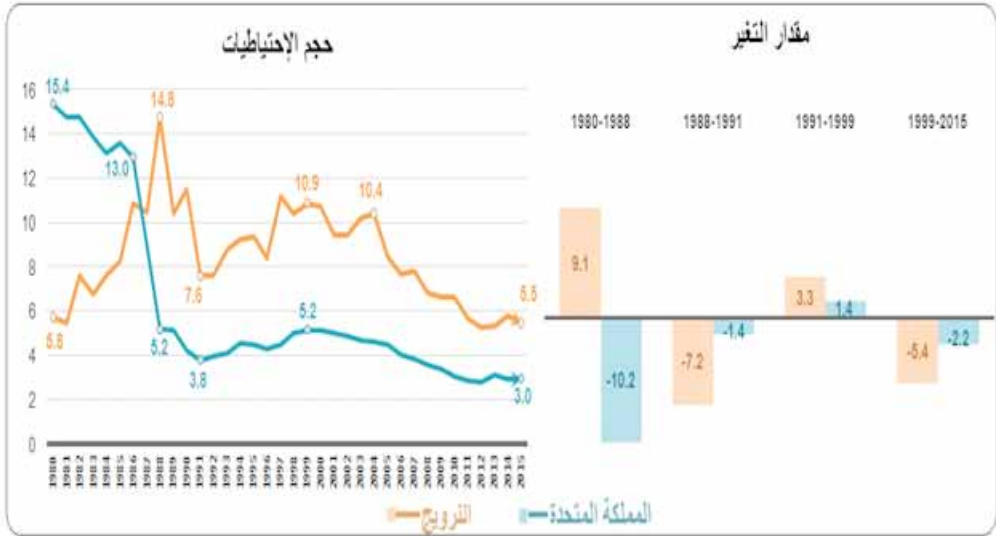
ومع عودة الانتعاش التدريجي لنشاط الاستثمار خلال عقد التسعينيات بفضل التعافي من صدمة الأسعار السابقة، شهد إجمالي الاحتياطات المؤكدة من النفط الخام للنرويج ارتفاعاً بنحو 3.3 مليار برميل خلال الفترة (1991-1999)، ليبلغ حوالي 10.9 مليار برميل عام 1999، بينما شهد إجمالي الاحتياطات المؤكدة من النفط الخام للمملكة المتحدة ارتفاعاً بنحو 1.4 مليار برميل خلال الفترة (1991-1999)، ليبلغ حوالي 5.2 مليار برميل خلال عام 1999. ولكن بعد ذلك أخذت احتياطات الدولتين منحى الانحدار التدريجي بسبب عوامل النضوب الطبيعي للاحتياطات النفطية، والتي ألفت بظلالها مرة أخرى على منطقة بحر الشمال، فتراجع إجمالي الاحتياطات النرويجية المؤكدة من النفط الخام بنحو النصف لتتخفف تقديراتها إلى حوالي 5.5 مليار برميل عام 2015، بينما تراجعت احتياطات المملكة المتحدة إلى 3 مليار برميل عام 2015.

ويوضح الشكل (3) والجدول (1) في الملحق تطور الاحتياطات المؤكدة من النفط

الخام لدولتي النرويج والمملكة المتحدة خلال الفترة 1980-2015:

الشكل (3)

تطور الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام لدولتي النرويج والمملكة المتحدة خلال الفترة 1980 - 2015، مليار برميل



المصدر: الجدول (1) في الملحق.

وحسب تقديرات مديريةية البترول النرويجية، بلغ إجمالي الموارد النفطية (النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات) القابلة للاستخلاص والمتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي حوالي 22.9 مليار برميل كما هي في نهاية عام 2015. ويشكل النفط الخام ما نسبته 88% من تلك الموارد، بينما تشكل حصة سائل الغاز الطبيعي 8%، في حين لم تتجاوز حصة المتكثفات في إجمالي تلك الموارد نسبة 4% كما في نهاية عام 2015.

والجدير بالذكر هو تركيز نحو 55% من إجمالي الموارد النفطية القابلة للاستخلاص المتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي في بحر الشمال، والذي بلغت تقديرات مديريةية البترول النرويجية لإجمالي مواردها فيه حوالي 12.6 مليار برميل، منها 11.2 مليار برميل من النفط الخام و1.1 مليار برميل من سائل الغاز الطبيعي، وحوالي 305 مليون برميل من المتكثفات.

بينما تتركز نسبة 18.7% من إجمالي الموارد النفطية القابلة للاستخلاص المتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي في بحر النرويج، وهو ذلك الجزء من المحيط الأطلسي الشمالي الواقع شمال غرب النرويج بين بحر الشمال وبحر غرينلاند (Greenland)، ويتصل بالمحيط الأطلسي الشمالي من ناحية الغرب وبحر بارنتس (Barents Sea) من ناحية الشمال الشرقي، ويبلغ متوسط عمق بحر النرويج حوالي 1.7 كلم⁹، وهو بحر ثري بالنفط والغاز الطبيعي. وتشير تقديرات مديرية البترول النرويجية إلى وصول إجمالي مواردها فيه حوالي 4.3 مليار برميل، منها 3.3 مليار برميل من النفط الخام، ونحو 612 مليون برميل من سوائل الغاز الطبيعي، و 363 مليون برميل من المتكثفات.

ويستحوذ بحر بارنتس، الذي يقع شمال شرق النرويج وشمال غرب الجزء الأوروبي من روسيا، ويفصل بينه وبين المحيط المتجمد الشمالي جزر سقالبارد النرويجية وجزر فرانز جوزيف لاند الروسي، ويبلغ متوسط عمق بحر بارنتس حوالي 230 متر¹⁰، على ما نسبته 22% من إجمالي الموارد النفطية القابلة للاستخلاص المتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي. وتشير تقديرات مديرية البترول النرويجية إلى أن إجمالي مواردها فيه بلغت حوالي 5.1 مليار برميل، 4.6 مليار برميل منها من النفط الخام، ونحو 84 مليون برميل من سوائل الغاز الطبيعي، وحوالي 359 مليون برميل من المتكثفات.

ويوضح الجدول (1) والشكل (4) إجمالي الموارد النفطية القابلة للاستخلاص المتبقية في منطقة الجرف القاري النرويجي المقدرة كما في 2015-12-31:

Worldatlas, Norwegian Sea – Map & Details; <http://www.worldatlas.com/aatlas/infopage/norwegiansea.htm>.⁹

¹⁰ Worldatlas, Norwegian Sea – Map & Details; <http://www.worldatlas.com/aatlas/infopage/norwegiansea.htm> & Wikipedia, Barents Sea; https://en.wikipedia.org/wiki/Barents_Sea.

الجدول (1)

إجمالي الموارد النفطية القابلة للاستخلاص المتبقية في منطقة الجرف القاري النرويجي
المقدرة في 2015-12-31 ، (مليون برميل)

الإجمالي	المتكثفات	سوائل الغاز الطبيعي	نفط خام	
12606	305	1134	11167	بحر الشمال
4296	363	612	3320	بحر النرويج
5085	359	84	4642	بحر بارنتس
975	--	--	975	موارد محتملة من رفع معدلات الاستخلاص البترولي*
22962	1027	1830	*20104	الإجمالي

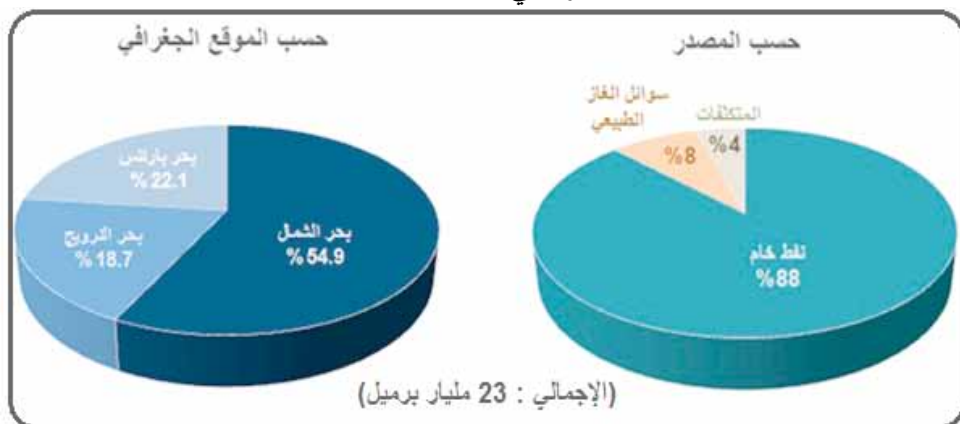
المصدر: Resource Report 2016 ، Norwegian Petroleum Directorate

The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf Per 31.12.2015.

(*) محتسبة لإجمالي الموارد وليست مجزأة جغرافياً .

الشكل (4)

توزيع الموارد النفطية القابلة للإستخلاص المتبقية في منطقة الجرف القاري النرويجي
المقدرة في 2015-12-31



المصدر: Resource Report 2016 ، Norwegian Petroleum Directorate

وتشير تقديرات مديرية البترول النرويجية، إلى ان إجمالي الإحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري النرويجي قد بلغت حوالي 8 مليار برميل بنهاية عام 2015، تشكل حصة النفط الخام ما نسبته 80.4% منها، بينما تشكل حصة سوائل الغاز الطبيعي حوالي 17.4% في حين لم تتجاوز حصة المتكثفات ما نسبته 2.2% من إجمالي الإحتياطيات النفطية بالمنطقة.

ويتركز نحو 80% من إجمالي الإحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري النرويجي في بحر الشمال الذي بلغت تقديرات مديرية البترول النرويجية لإجمالي احتياطياتها فيه حوالي 6.4 مليار برميل، منها حوالي 5.5 مليار برميل من النفط الخام، ونحو 0.9 مليار برميل من سوائل الغاز الطبيعي. وتقع نسبة 15% من إجمالي الإحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري النرويجي في بحر النرويج، حيث تشير تقديرات مديرية البترول النرويجية إلى أن إجمالي احتياطياتها النفطية فيه قد بلغت حوالي 1.2 مليار برميل، منها حوالي 760 مليون برميل من النفط الخام، ونحو 418 مليون برميل من سوائل الغاز الطبيعي وحوالي 51 مليون برميل من المتكثفات.

وبالمقابل، فإن نسبة 5% من إجمالي الإحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري النرويجي تتموضع في بحر بارنتس، حيث تشير تقديرات مديرية البترول النرويجية إلى أن إجمالي احتياطياتها النفطية فيه بلغت 378 مليون برميل، منها 179 مليون برميل من النفط الخام، ونحو 71 مليون برميل من سوائل الغاز الطبيعي، و 129 مليون برميل من المتكثفات. ويوضح الجدول (2) والشكل (5) إجمالي الإحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري النرويجي المقدر في 2015-12-31:

الجدول (2)

إجمالي الإحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري النرويجي المقدر في 2015-12-31
مليون برميل

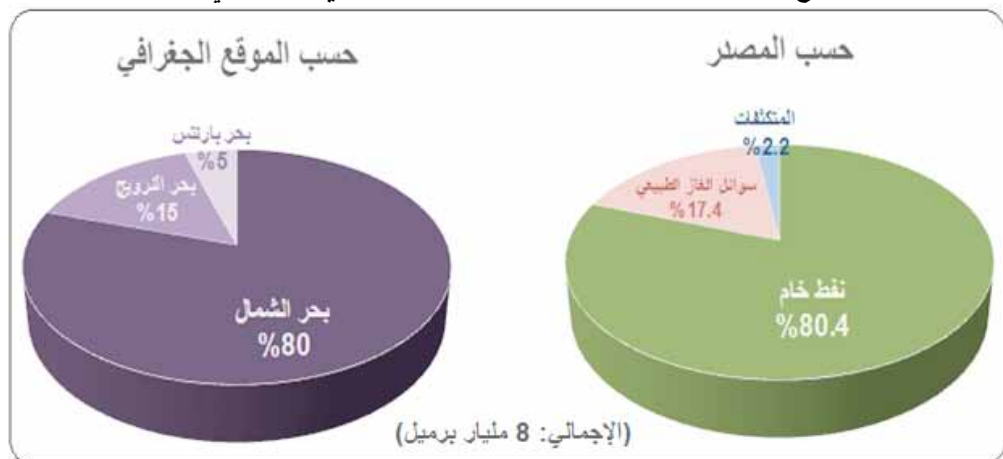
الإجمالي	المتكثفات	سوائل الغاز الطبيعي	نفط خام	
6393	0	900	5496	بحر الشمال
1229	51	418	760	بحر النرويج
378	129	71	179	بحر بارنتس
8000	176	1388	6435	الإجمالي

المصدر: Resource Report 2016 ، Norwegian Petroleum Directorate

The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf Per 31.12.2015

الشكل (5)

توزيع الإحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري النرويجي، %



المصدر: Resource Report 2016 ، Norwegian Petroleum Directorate

ويتركز أكثر من 64% من إجمالي احتياطيات النفط الخام النرويجية في عشر حقول، هي الأكبر بين حقول النفط النرويجية من حيث حجم الإحتياطيات النفطية، حيث بلغ إجمالي احتياطيات النفط الخام لهذه الحقول العشر مجتمعة حوالي 4.2 مليار برميل بنهاية عام 2015، ويقع سبعة من هذه الحقول في بحر الشمال، بينما يقع حقلي SNORRE و HEIDRUN في بحر النرويج، في حين يقع حقل GOLIAT في بحر بارنتس.

ويعتبر حقل (JOHAN SVERDRUP) الواقع في بحر الشمال إلى الغرب من مدينة ستافانغر (Stavanger) الساحلية بحوالي 140 كيلومتر، الأكبر من بين حقول النفط النرويجية من حيث حجم الإحتياطيات النفطية، حيث بلغ حجم احتياطياته من النفط الخام نحو 1.76 مليار برميل أي ما يمثل حوالي 27.3% من إجمالي احتياطيات النفط الخام النرويجية حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية في نهاية عام 2015.

يذكر أن حقل (JOHAN SVERDRUP) الذي تم اكتشافه في عام 2010 وتتولى تشغيله شركة النفط الوطنية النرويجية شتات أويل (STATOIL)، مخطط له أن يدخل مرحلة الإنتاج الفعلي خلال أواخر عام 2019، حيث يتوقع أن يتراوح انتاجه في مراحله الأولى ما بين 319-380 ألف برميل/اليوم، وأن يرتفع انتاجه لاحقاً إلى ما بين 550 إلى 650 ألف برميل/اليوم عند ذروة انتاجه¹¹، بحيث يتوقع أن يستمر انتاجه لفترة 50 عاماً قادمة.

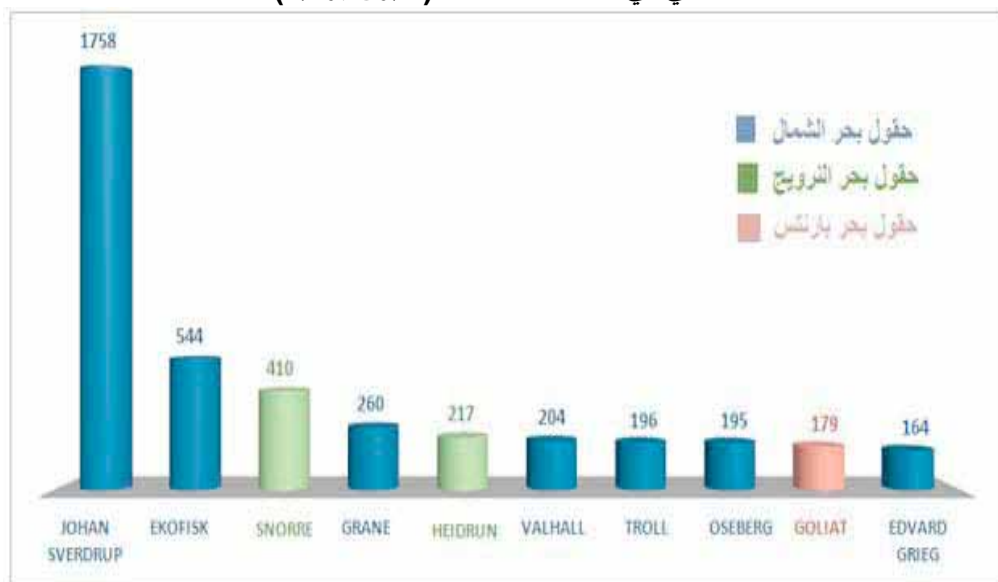
ويأتي حقل (Ekofisk) الواقع في بحر الشمال إلى الجنوب الغربي من مدينة ستافانغر بحوالي 320 كيلومتر، في المرتبة الثانية من بين أكبر حقول النفط النرويجية من حيث حجم الإحتياطيات النفطية، حيث بلغ حجم احتياطياته من النفط الخام نحو 544 مليون برميل أي حوالي 8.5% من إجمالي احتياطيات النفط الخام النرويجية حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية في نهاية عام 2015.

ويعتبر حقل (Ekofisk) أقدم الحقول النرويجية في بحر الشمال، حيث تم اكتشافه عام 1969، ودخل مرحلة الإنتاج في عام 1971، ليلعب ذروة انتاجه عند مستوى 307 ألف برميل/اليوم من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي خلال عام 2002، ثم بدأ في التراجع التدريجي حتى بلغ معدل انتاجه نحو 115 ألف برميل/اليوم عام 2015، وتقدر مديرية البترول النرويجية إجمالي انتاجه التراكمي حتى نهاية عام 2015 بحوالي 2.9 مليار برميل من النفط الخام و يتوقع أن يستمر في الإنتاج حتى عام 2049¹²، ويوضح الشكل (6) أكبر حقول النفط النرويجية من حيث حجم الإحتياطيات النفطية حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية في نهاية عام 2015:

¹¹ Statoil: <http://www.statoil.com/en/Johan-Sverdrup/Pages/Johan-SverdrupField.aspx?redirectShortUrl=http%3a%2f%2fwww.statoil.com%2fjohansverdrup>

¹² Norwegian Petroleum Directorate: <http://www.npd.no/en/>

الشكل (6) حقول النفط النرويجية العشر الأكبر من حيث حجم الإحتياطيات النفطية كما هي في 2015-12-31، (مليون برميل)



المصدر: Resource Report 2016 • Norwegian Petroleum Directorate
The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf Per 31.12.2015

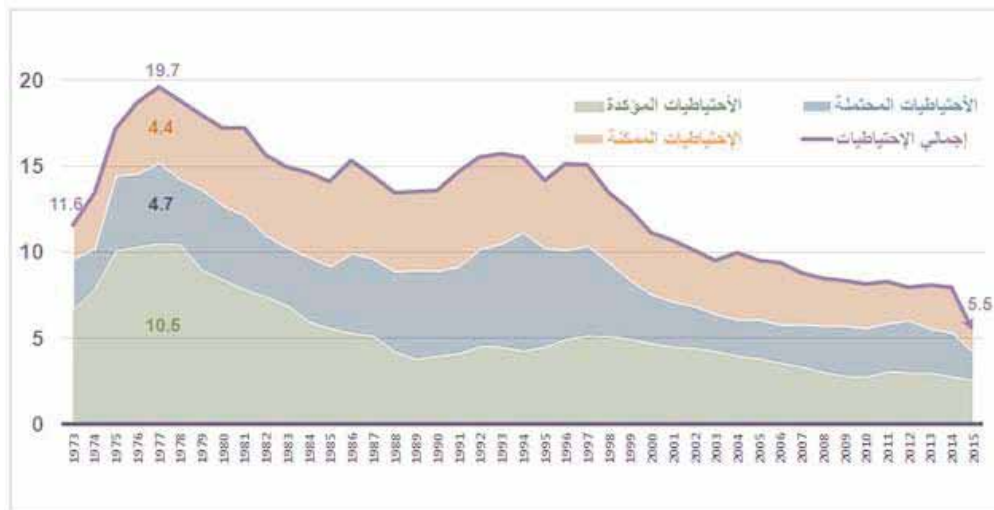
وحسب تقديرات إدارة الطاقة وتغير المناخ بالمملكة المتحدة، يتراوح إجمالي الموارد النفطية (النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات) بمنطقة الجرف القاري للمملكة المتحدة ما بين 10.1 إلى 20.6 مليار برميل بنهاية عام 2015، بينما قُدرت بحسب أفضل التقديرات بنحو 14.4 مليار برميل، لتمثل إجمالي الموارد المتبقية نحو 52.3% من إجمالي الإنتاج التراكمي للنفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات بمنطقة الجرف القاري للمملكة المتحدة حتى تاريخ 2015/12/31.

وقد شهد إجمالي الإحتياطيات النفطية (النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات) بمنطقة الجرف القاري للمملكة المتحدة نمواً مضطرباً خلال فترة السبعينيات، حتى بلغ ذروته عند مستوى 19.7 مليار برميل عام 1977، عندما بلغ إجمالي الإحتياطيات المؤكدة ذروته

أيضاً عند 10.5 مليار برميل، ثم شهدت الاحتياطيات النفطية تراجعاً في مستوياتها استمر على مدى العقود الثلاثة الماضية، حتى بلغت تقديرات إجمالي الاحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري نحو 5.5 مليار برميل في نهاية عام 2015، شكلت الاحتياطيات المؤكدة ما يقارب من نصفها حيث قدرت بحوالي 2.6 مليار برميل، بينما قدرّت الاحتياطيات المحتملة بحوالي 1.6 مليار برميل، في حين بلغت تقديرات الاحتياطيات الممكنة نحو 1.2 مليار برميل.

ومن جانب آخر، تراوحت تقديرات إدارة الطاقة وتغير المناخ بالمملكة المتحدة للموارد المشروطة (Contingent Resources)، وهي تلك الكميات المكتشفة من النفط التي يقدر في وقت معين قابليتها للاستخلاص فنياً بينما تعتبر غير قابلة للاستخلاص تجارياً (أي أن قابليتها للاستخلاص تشترط تحسن الظروف التجارية) ما بين 0.5 إلى 2.0 مليار برميل بنهاية عام 2015، بينما تراوحت التقديرات بالنسبة للموارد الإضافية المحتملة (Potential Additional Resources)، وهي الكميات المكتشفة من النفط التي يقدر في وقت معين أنها غير قابلة للاستخلاص فنياً أو تجارياً ما بين 0.8 إلى 5.0 مليار برميل، في حين ارتفعت التقديرات بالنسبة للموارد غير المكتشفة (Undiscovered Resources) ما بين 3.3 إلى 5.6 مليار برميل بنهاية عام 2015، كما هو موضح بالشكل (7) والجدول (3).

الشكل (7) تطور إجمالي الاحتياطيات النفطية بمنطقة الجرف القاري للمملكة المتحدة خلال الفترة 1973 - 2015، (مليار برميل)



المصدر: Department of Energy and Climate Change (DECC)-UK

الجدول (3)

الموارد النفطية (النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات) بمنطقة الجرف القاري النرويجي كما في
2015/12/31، مليون برميل

الإنتاج التراكمي ²	إجمالي الأحتياطيات 1	الأحتياطيات الممكنة ¹	الأحتياطيات المحتملة ¹	الأحتياطيات المؤكدة ¹
27508	5452	1208	1629	2615
موارد غير مكتشفة ⁵		موارد إضافية محتملة ⁴		
أقل تقدير	أفضل تقدير	أعلى تقدير	أقل تقدير	أفضل تقدير
3330	5640	10080	848	2303
			أعلى تقدير	أعلى تقدير
			465	1005
				2010

- 1 تعرف الأحتياطيات بأنها ذلك الجزء من الموارد النفطية القابلة للاستخلاص أو المتوقع قابليتها للاستخلاص تجارياً من مكامن النفط المقدره باحتمالية معينة تتدرج من أحتياطيات مؤكدة (Reserves Proved) باحتمالية 90%، إلى أحتياطيات محتملة (Probable Reserves) باحتمالية 50%، إلى أحتياطيات ممكنة (Possible Reserves) باحتمالية 10% مجموع ما تم انتاجه من النفط حتى تاريخ 2015/12/31
- 2 تعرف الموارد المشروطة (Contingent Resources) بأنها تلك الكميات المكتشفة من النفط التي يقدر في وقت معين قابليتها للاستخلاص فنياً بينما تعتبر غير قابلة للاستخلاص تجارياً (أي أن قابليتها للاستخلاص تشترط تحسين الظروف التجارية)
- 3 تعرف الموارد الإضافية المحتملة (Potential Additional Resources) بأنها تلك الكميات المكتشفة من النفط التي يقدر في وقت معين أنها غير قابلة للاستخلاص فنياً أو تجارياً
- 4 تعرف الموارد الغير مكتشفة (Undiscovered Resources) عند أي لحظة زمنية معينة، بأنها ذلك النفط الذي لم يكتشف بعد، والذي يحتمل أن يكون قابلاً للاستخلاص عند اكتشافه، أو يصنف غير قابل للاستخلاص لحظة اكتشافه مستقبلاً

المصدر: Department of Energy and Climate Change (DECC)-UK

2. تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في منطقة بحر الشمال

بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال حوالي 123.5 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 3.5 تريليون متر مكعب) خلال عام 1980، لتشكل حوالي 79.8% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لقارة أوروبا والمقدرة بحوالي 154.6 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 4.4 تريليون متر مكعب) آنذاك، بينما شكلت ما نسبته 4.7% من إجمالي الاحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي والمقدرة بحوالي 2592 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 73.4 تريليون متر مكعب¹³).

وخلال النصف الأول من عقد الثمانينيات تصاعد حجم الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال ليبلغ ذروته عام 1987 عند مستوى 218 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 6.2 تريليون متر مكعب) بسبب الارتفاع الكبير الذي شهدته الاحتياطيات النرويجية بالأساس والاحتياطيات الهولندية بدرجة أقل خلال تلك الفترة، ثم شهد إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال منذ النصف الثاني من عقد الثمانينيات تراجعاً سريعاً ليبلغ نحو 159.6 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 4.5 تريليون متر مكعب) عام 1991.

وخلال النصف الأول من عقد التسعينيات، شهد إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال ارتفاعاً ملحوظاً ليصل إلى 177.8 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 5 تريليون متر مكعب) عام 1994، إلا أنه عاد إلى الانحدار التدريجي بعد ذلك، فترجع إلى 146.5 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 4.2 تريليون متر مكعب) عام 2000، ليرتفع مجدداً إلى نحو 178.7 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 5.1 تريليون متر مكعب) عام 2003 نتيجة ارتفاع الإحتياطيات النرويجية بحوالي 33 تريليون قدم مكعب (أي

¹³ *قدم مكعب غاز طبيعي = 0.02831685 متر مكعب (EIA)، ادارة معلومات الطاقة الأمريكية)

ما يعادل 0.9 تريليون متر مكعب) بعد الإكتشافات المهمة في بحر الشمال وبحر النرويج¹⁴، إلا أن تلك الاحتياطيات بدأت في الانحدار التدريجي بعد ذلك بسبب عوامل النضوب الطبيعي فتراجع إجمالي احتياطياتها المؤكدة من الغاز الطبيعي إلى نحو 117.5 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 3.3 تريليون متر مكعب) عام 2015، ويوضح الشكل (8) والجدول (2) في الملحق إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1980-2015:

الشكل (8)

إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال
خلال الفترة 1980 – 2015، (تريليون قدم مكعب)



المصدر: الجدول (2) في الملحق .

وتتركز احتياطيات بحر الشمال من الغاز الطبيعي بشكل أساسي في النرويج وهولندا والمملكة المتحدة، حيث بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لهذه الدول نحو 112.6 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 3.2 تريليون متر مكعب) خلال عام 2015، لتشكل حوالي 96% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة للدول المطلة على بحر الشمال، وحوالي 86% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة لقارة أوروبا والمقدرة بحوالي 130.9 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل

¹⁴ Norwegian Petroleum Directorate

3.7 تريليون متر مكعب) ، بينما شكلت الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للنرويج وهولندا والمملكة المتحدة ما نسبته 1.6% من إجمالي الإحتياطيات العالمية المؤكدة من الغاز الطبيعي والمقدرة بحوالي 7129 تريليون قدم مكعب (أي ما يعادل 201.9 تريليون متر مكعب) عام 2015¹⁵.

وقد شهد توزيع الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال بحسب الدول المطلة عليه تبادلاً للمراكز بين الدول الثلاث صاحبة الإحتياطيات الأضخم بين دول المجموعة خلال الفترة 1980-2015. فقد صعدت النرويج للمركز الأول بين دول المجموعة باستحواذها على نحو 62% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال خلال عام 2015، بعد أن كانت في المركز الثالث بحصة بلغت 19% عام 1980، بينما تراجعت هولندا إلى المركز الثاني بحصة بلغت 27% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال عام 2015، بعد أن كانت في المركز الأول باستحواذها على نحو 48% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال عام 1980، في حين تراجعت المملكة المتحدة إلى المركز الثالث بحصة بلغت 7% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال عام 2015، بعد أن كانت في المركز الثاني باستحواذها على خمس إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال عام 1980، ويوضح الشكل (9) توزيع الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال بحسب الدول المطلة عليه خلال عامي 1980 و 2015.

¹⁵ Energy Information Administration EIA, International Energy Statistics:

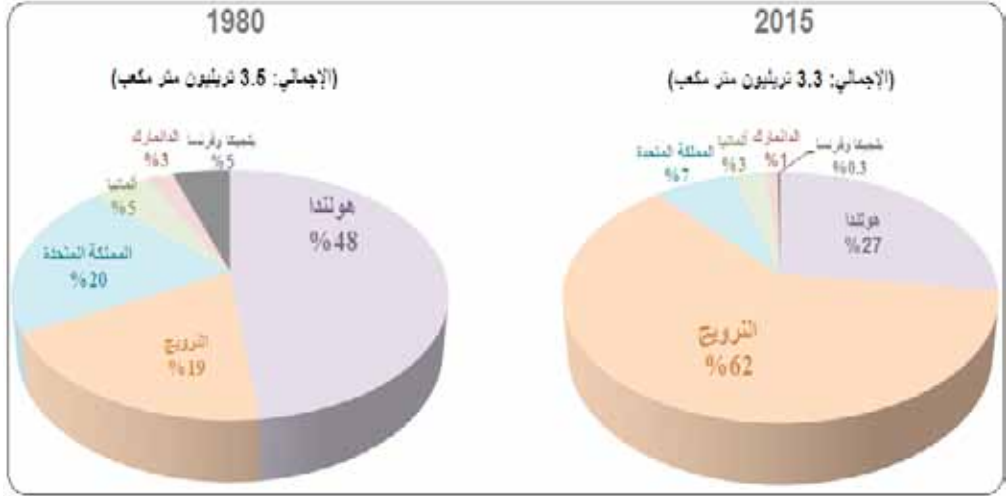
<https://www.eia.gov/cfapps/jpdbproject/IEDIndex3.cfm>

& OPEC, Annual Statistical Bulletin 2016

http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm

الشكل (9)

توزيع الاحتياطات المؤكدة من الغاز الطبيعي بمنطقة بحر الشمال بحسب الدول المظلة عليه
خلال عامي 1980 – 2015
(%)



المصدر: ادارة معلومات الطاقة الأمريكية، EIA، احصاءات الطاقة العالمية.

وبحسب تقديرات مديرية البترول النرويجية، تجاوز إجمالي موارد الغاز الطبيعي القابلة للاستخلاص المتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي نحو 3.9 تريليون متر مكعب بنهاية عام 2015. ويتركز نحو 45% من تلك الموارد في بحر الشمال، والذي بلغ إجمالي مواردها فيه حوالي 1765 مليار متر مكعب. بينما تقع نسبة 27% من إجمالي موارد الغاز الطبيعي القابلة للاستخلاص المتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي في بحر النرويج أي حوالي 1040 مليار متر مكعب. في حين أن نسبة 28% من إجمالي الموارد والمقدرة بنحو 1081 مليار متر مكعب تركز في بحر بارنتس، ويوضح الجدول (4) والشكل (10) إجمالي موارد الغاز الطبيعي القابلة للاستخلاص المتبقية في منطقة الجرف القاري النرويجي كما هي في 2015-12-31.

الجدول (4)

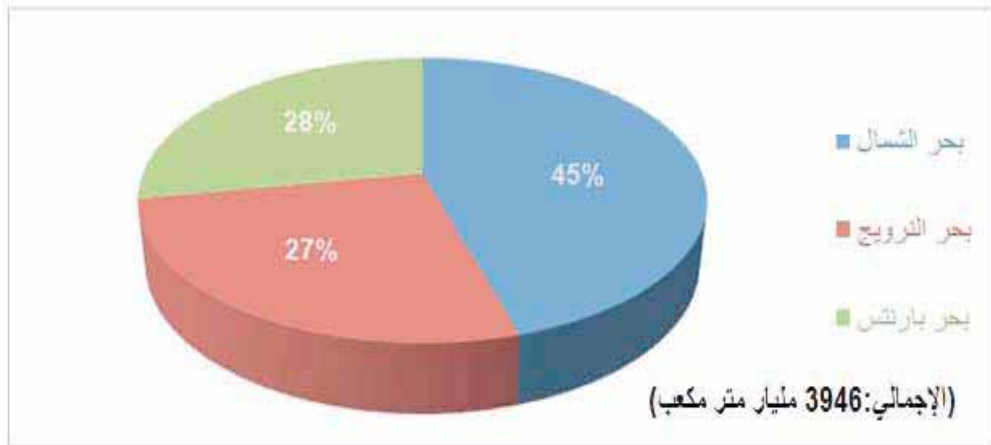
إجمالي موارد الغاز الطبيعي القابلة للاستخلاص المتبقية في منطقة الجرف القاري النرويجي كما هي في 2015-12-31 ، مليار متر مكعب

الإجمالي	
1765	بحر الشمال
1040	بحر النرويج
1081	بحر بارنتس
60	موارد محتملة من رفع معدلات الاستخلاص البترولي*
3946	الإجمالي

المصدر: Resource Report 2016 · Norwegian Petroleum Directorate
The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf Per 31.12.2015
* محتسبة لإجمالي الموارد وليست مجزأة جغرافياً

الشكل (10)

توزيع إجمالي موارد الغاز الطبيعي القابلة للإستخلاص بمنطقة الجرف القاري النرويجي المقدرة في 2015-12-31



المصدر: Resource Report 2016 · Norwegian Petroleum Directorate

وتشير تقديرات مديرية البترول النرويجية، إلى ان إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي بمنطقة الجرف القاري النرويجي قد بلغت نحو 1.9 تريليون متر مكعب بنهاية عام 2015. ويتركز نحو 69% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي البالغة 1278 مليار متر مكعب بمنطقة الجرف القاري النرويجي في بحر الشمال. بينما تقع نسبة 21% من إجمالي

احتياطيات الغاز الطبيعي البالغة حوالي 389 مليار متر مكعب بمنطقة الجرف القاري النرويجي في بحر النرويج. في حين يختزن بحر بارنتس نسبة 10% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي البالغة نحو 189 مليار متر مكعب بمنطقة الجرف القاري النرويجي، ويوضح الجدول (5) والشكل (11) إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي في منطقة الجرف القاري النرويجي كما هي في 2015-12-31:

الجدول (5)
إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي في منطقة الجرف القاري النرويجي
كما هي في 2015-12-31
(مليار متر مكعب)

الإجمالي	
1278	بحر الشمال
389	بحر النرويج
189	بحر بارنتس
1856	الإجمالي

المصدر: Resource Report 2016 • Norwegian Petroleum Directorate
The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf Per 31.12.2015

الشكل (11)
توزيع إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي في منطقة الجرف القاري النرويجي



المصدر: Resource Report 2016 • Norwegian Petroleum Directorate

ويتركز حوالي 84.2% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي النرويجية في عشر حقول، هي الأكبر بين حقول الغاز النرويجية من حيث حجم الإحتياطيات، حيث بلغ إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي لهذه الحقول العشر مجتمعة حوالي 1.6 تريليون متر مكعب بنهاية عام 2015، وتقع ستة من هذه الحقول في بحر الشمال، وثلاثة حقول في بحر النرويج، في حين يقع ثاني أكبر حقول الغاز النرويجية وهو حقل SNØHVIT في بحر بارنتس.

ويعتبر حقل TROLL (يعني الجبار في اللغة النرويجية¹⁶)، في إشارة لضخامة هذا الحقل، الذي يعتبر من أضخم حقول النفط والغاز النرويجية (حيث بلغ إنتاجه التراكمي من النفط حوالي 1.6 مليار برميل حتى نهاية عام 2015، وتبلغ احتياطياته النفطية الحالية حوالي 196 مليون برميل¹⁷)، ويعتبر هذا الحقل الأكبر بين حقول الغاز النرويجية من حيث حجم الإحتياطيات، حيث بلغ حجم احتياطياته من الغاز الطبيعي نحو 891.6 مليار متر مكعب أي حوالي 48% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي النرويجية حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية في نهاية عام 2015. وهذا الحقل تم اكتشافه في عام 1979 وتتولى تشغيله شركة النفط الوطنية النرويجية شتات أويل (STATOIL)، وقد دخل مرحلة الإنتاج عام 1996، ووصل ذروة إنتاجه عند نحو 35.8 مليار متر مكعب خلال عام 2007، كما بلغ إنتاجه نحو 34.6 مليار متر مكعب خلال عام 2015¹⁸.

ويأتي حقل SNØHVIT الواقع في بحر بارنتس إلى الشمال الغربي من مدينة هامرفست Hammerfest الساحلية بحوالي 140 كيلومتر، في المرتبة الثانية بين أكبر حقول الغاز النرويجية من حيث حجم الإحتياطيات، حيث بلغ حجم احتياطياته من الغاز الطبيعي نحو

¹⁶ Wikipedia: <https://en.wikipedia.org/wiki/Wikipedia>

¹⁷ Statoil: <http://www.statoil.com/en/Johan-Sverdrup/Pages/Johan-Sverdrup>

Field.aspx?redirectShortUrl=http%3a%2f%2fwww.statoil.com%2fjohansverdrup

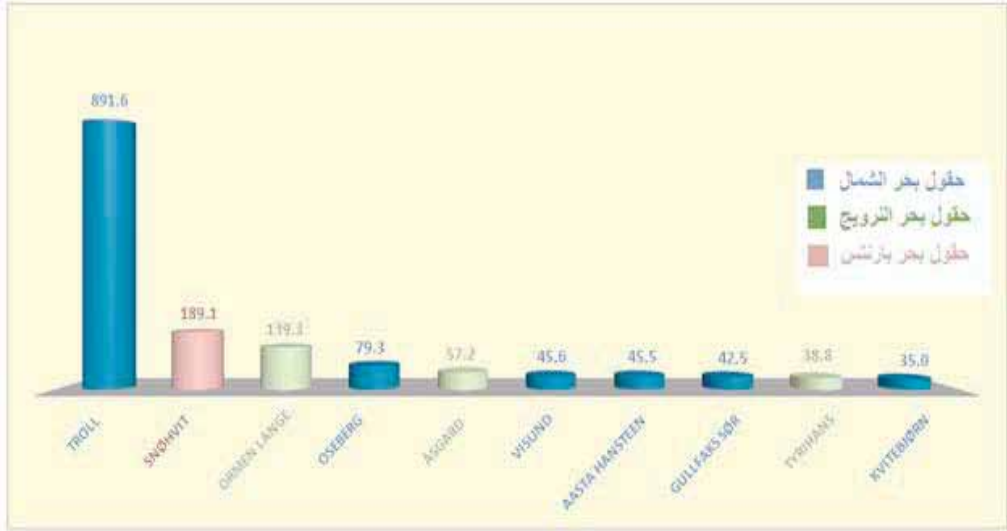
¹⁸ Norwegian Petroleum Directorate: <http://www.npd.no/en/>

189 مليار متر مكعب أي حوالي 10.2% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي النرويجية حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية في نهاية عام 2015.

ويعتبر حقل SNØHVIT من الحقول التي دخلت مرحلة الإنتاج حديثاً في عام 2007، وبلغ انتاجه حوالي 6 مليار متر مكعب خلال عام 2015، ويوضح الشكل (12) حقول النفط النرويجية الأكبر من حيث حجم الإحتياطيات النفطية حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية في نهاية عام 2015:

الشكل (12)

حقول الغاز الطبيعي النرويجية العشر الأكبر من حيث حجم الاحتياطيات
(حسب تقديرات 2015-12-31، مليار متر مكعب)



المصدر: Resource Report 2016 · Norwegian Petroleum Directorate
The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf Per 31.12.2015

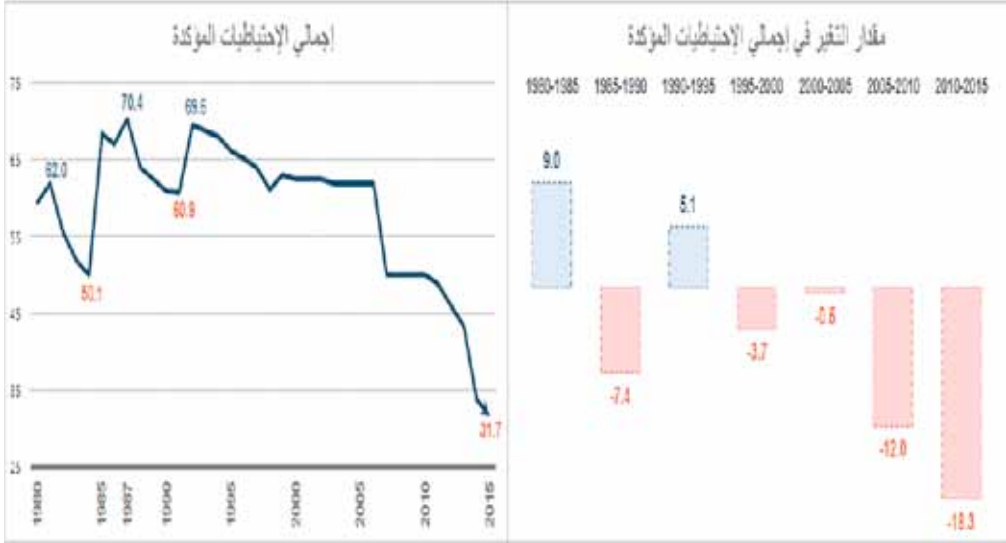
وشهد إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لهولندا تذبذباً كبيراً خلال عقد الثمانينيات من القرن الماضي وحتى عام 1992، قبل أن يبدأ في التراجع المستمر بعد ذلك، حيث شهد إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لهولندا ارتفاعاً بأكثر من تريليوني قدم مكعب أي من حوالي 59.5 تريليون قدم مكعب عام 1980 إلى 62 تريليون قدم مكعب

خلال عام 1981، ثم تهاوى بشكل سريع أي بنحو 9.5 تريليون قدم مكعب إلى 50 تريليون قدم مكعب عام 1984، قبل أن يرتفع مجدداً بنحو 18.4 تريليون قدم مكعب عام 1985، ليبلغ حصيلة التغير في إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لهولندا حوالي 9 تريليون قدم مكعب خلال الفترة 1980-1985.

واصل بعد ذلك إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لهولندا صعوده إلى ذروته المسجلة في عام 1987 عند 70.4 تريليون قدم مكعب، ولكنه ما لبث أن تراجع مجدداً بنحو 9.5 تريليون قدم مكعب ليبلغ حوالي 60.9 تريليون قدم مكعب خلال عام 1991، قبل أن يرتفع مجدداً بنحو 8.7 تريليون قدم مكعب ليبلغ حوالي 69.6 تريليون قدم مكعب عام 1992.

ومنذ عام 1992، أخذ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لهولندا منحنى التراجع وبشكل متواصل ارتفعت وتيرته بعد عام 2005، حيث بلغ إجمالي الانخفاض خلال الفترة 1992-2005 حوالي 7.6 تريليون قدم مكعب ليبلغ نحو 62 تريليون قدم مكعب عام 2005، بينما فقدت الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لهولندا نحو نصف حجمها خلال الفترة 2005-2015، حيث تراجع إجمالي الاحتياطيات المؤكدة بحوالي 30.3 تريليون قدم مكعب، ليبلغ 31.7 تريليون قدم مكعب خلال عام 2015، كما هو موضح بالشكل (13).

الشكل (13) التطور في إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي لهولندا خلال الفترة 1980-2015، (تريليون قدم مكعب)



المصدر: ادارة معلومات الطاقة الأمريكية، EIA، احصاءات الطاقة العالمية.

وتقع أغلب حقول الغاز الطبيعي الهولندية في بحر الشمال، غير أن أكبرها وهو حقل غرونينجن (Groningen Field) للغاز الطبيعي هو حقل برّي يقع في مقاطعة غرونينغن في الجزء الشمالي الشرقي من هولندا، والذي تم اكتشافه عام 1959 ودخل مرحلة الانتاج عام 1963، وهم مصنف من ضمن أكبر عشر حقول غاز طبيعي في العالم¹⁹. وتشير تقديرات شركة (Nederlandse Aardolie Maatschappij - NAM) - وهي شركة استكشاف ونتاج للنفط والغاز مشاركة بين شركتي شل واكسون موبيل وتقوم بتشغيل حقل غرونينجن

¹⁹ EIA, Netherlands – Country analysis; <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=NLD>

للغاز الطبيعي- إلى أن إجمالي موارد الغاز الطبيعي القابلة للاستخلاص المتبقية بحقل غرونينجن تتراوح ما بين 35.3 إلى 38.8 تريليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي²⁰.

ثانياً: تطور الإمدادات النفطية في منطقة بحر الشمال

1. إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات

تميزت حركة إنتاج النفط في منطقة بحر الشمال منذ أوائل فترة السبعينيات بزيادة مستمرة بشكل عام، وذلك لفترة ثلاثة عقود متتالية لاحقة (باستثناء الانخفاض في بعض السنوات)، حيث تزايد إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال من 217 ألف برميل/اليوم فقط عام 1973 إلى حوالي 683 ألف برميل/اليوم عام 1976، وواصل ارتفاعه بقوة ليتخطى حاجز مليون برميل/اليوم في عام 1977، وحاجز 4 مليون برميل/اليوم في عام 1987، وبمعدل نمو سنوي بلغ نحو 23.2% خلال الفترة 1973-1987.

وجاءت معظم الزيادة في إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والبالغة حوالي 3.8 مليون برميل/اليوم للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1973-1987 من المملكة المتحدة والنرويج اللتان ساهمتا بأكثر من 96.3% من إجمالي هذه الزيادة، وقد تسارع إنتاج المملكة المتحدة بمعدلات تجاوزت ضعف معدلات النمو في الإنتاج النرويجي خلال هذه الفترة، حيث سجل إجمالي إنتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي نمواً سنوياً بلغ معدله 54.4% خلال الفترة 1973-1987، ليرتفع من حوالي 6 آلاف برميل/اليوم فقط في عام 1973 إلى أكثر من 2.6 مليون برميل/اليوم في عام 1987، بينما سجل إجمالي إنتاج النرويج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي نمواً سنوياً بمعدل 28.3% خلال الفترة

²⁰ NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij); <http://www.nam.nl/english-information.html>

1973-1987، ليرتفع من حوالي 33 ألف برميل/اليوم فقط في عام 1973 ويصل إلى مليون برميل/اليوم في عام 1987.

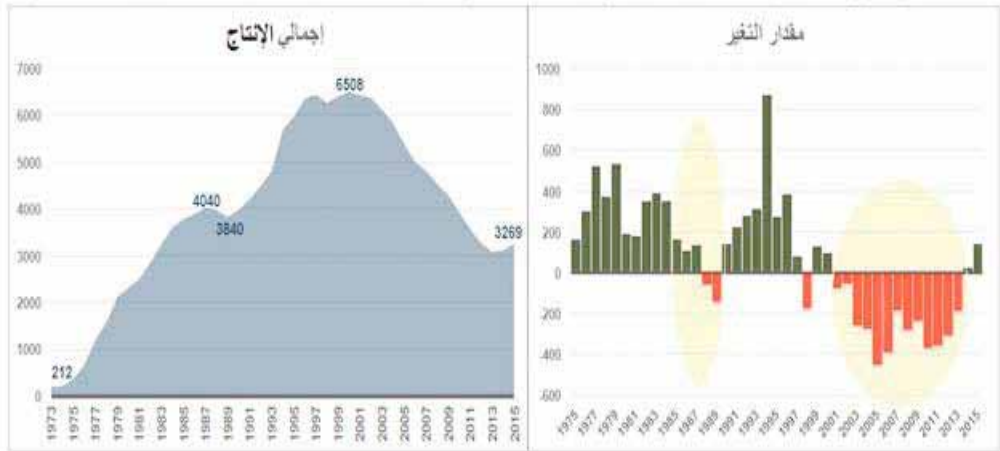
وخلال عامي 1988 و 1989 شهد إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال تراجعاً بحوالي 200 ألف برميل/اليوم، بسبب تراجع إنتاج المملكة المتحدة بحوالي 700 ألف برميل/اليوم وارتفاع إنتاج النرويج بحوالي 500 ألف برميل/اليوم، إلا أن إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال عاود النمو بقوة بعد ذلك مدفوعاً بالنمو المتسارع في الإنتاج النرويجي ليلبغ أعلى مستوياته على الإطلاق وهو 6.5 مليون برميل/اليوم خلال عام 2000، ويمثل هذا المستوى الحد الأعلى للإنتاج الذي وصل إليه إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال منذ بداياته، وهو ما يمثل حوالي 8.5% من إجمالي الإنتاج العالمي من النفط خلال العام المذكور.

وتولت النرويج قيادة النمو في إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1987-2000 بدلاً من المملكة المتحدة التي قادت النمو خلال الفترة السابقة، حيث جاء حوالي 91% من الزيادة البالغة حوالي 2.5 مليون برميل/اليوم من الإنتاج النرويجي الذي ارتفع بما يقارب 2.2 مليون برميل/اليوم خلال الفترة 1987-2000.

وكما هو عليه الحال في الاحتياطيات، بدأ إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال في الانحدار التدريجي بعد عام 2000 بسبب عوامل النضوب الطبيعي للاحتياطيات النفطية التي أقلت بظلالها على منطقة بحر الشمال، حتى بلغت مستوياته أقل من 3.3 مليون برميل /اليوم خلال عام 2015، أي ما يعادل حوالي نصف مستوياته المسجلة في عام 2000، وقد كان التراجع الكبير في إنتاج المملكة المتحدة (الذي انخفض بنحو 63.8% خلال الفترة (2000-2015) من حوالي 2.7 مليون برميل /اليوم عام

2000 إلى أقل من مليون برميل/اليوم عام 2015 هو المصدر الرئيسي للانخفاض في إجمالي إنتاج المجموعة مساهماً بحوالي 53% من إجمالي الإنخفاض في إنتاج المجموعة بينما ساهم الانتاج النرويجي بحوالي 42.5% من إجمالي الإنخفاض في إنتاج المجموعة خلال الفترة 2000-2015، ويوضح الشكل (14) والجدول (3) في الملحق إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1973-2015:

الشكل (14)
إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1973 – 2015، (ألف برميل/ اليوم)

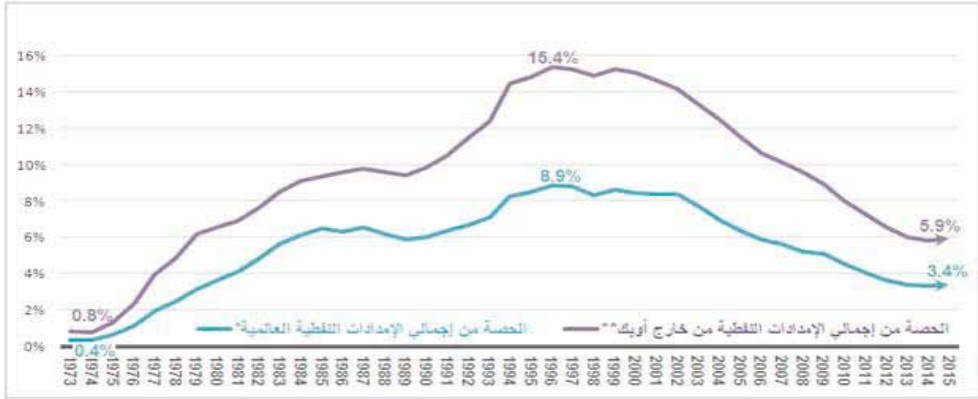


المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016.

وقد اكتسب بحر الشمال أهمية اقتصادية متزايدة في أسواق النفط العالمية خلال فترة الثمانينيات والتسعينيات، بسبب التزايد المضطرد في حصة مجموعة الدول المطلة عليه حتى بلغت نحو 8.9% من إجمالي إنتاج النفط العالمي عام 1999، وكانت مصدراً رئيسياً من مصادر الإمدادات النفطية العالمية من خارج أوبك بحصة بلغت 15.4% من إجمالي إنتاج المجموعة، إلا أن هذه الأهمية الاقتصادية تراجعت نسبياً منذ بدايات القرن الحالي بسبب التراجع الكبير الذي شهده الإنتاج النفطي للدول المطلة على بحر الشمال، وما ترتب عليه من تراجع لحصتها من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية، كما هو مبين في الشكل (15).

الشكل (15)

تطور حصة المجموعات الدولية المظلة على بحر الشمال من إجمالي الإمدادات النفطية العالمية وإجمالي الإمدادات النفطية من خارج أوبك خلال الفترة 1973 - 2015، (%)



المصدر: التقرير الإحصائي السنوي 2016 / أوبك.
*تشمل إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والنفط غير التقليدي وعوائد التكسير.
**لا تشمل عوائد التكسير.

ويأتي معظم إنتاج بحر الشمال النفطي من النرويج والمملكة المتحدة، وقد شهدت الفترة 1975-1984 قفزة كبيرة في إجمالي إنتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي من حوالي 29 ألف برميل/اليوم إلى ما يزيد عن 2.6 مليون برميل/اليوم، ليشكل إنتاج المملكة المتحدة المصدر الرئيسي والأكبر بين مجموعة الدول المظلة على بحر الشمال خلال الفترة 1977-1990 بحصة تجاوزت نصف إجمالي إنتاج المجموعة خلال أغلب هذه الفترة وسجلت نحو 74.6% خلال عام 1982 عندما كانت مساهمة النرويج لا تتجاوز 18.2% من إجمالي إنتاج المجموعة.

وتساعد الانتاج النرويجي بمعدلات معتدلة بالمقارنة بمعدلات النمو في إنتاج المملكة المتحدة خلال الفترة 1975-1983، إلا أن معدلات نموه تسارعت بعد ذلك لتتجاوز حصة النرويج خلال عام 1991 حصة المملكة المتحدة من إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز

الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال عندما بلغت مساهمة النرويج 46.6%، في حين تراجعت مساهمة المملكة المتحدة إلى 46.2% من إجمالي انتاج المجموعة. وقد بلغت المملكة المتحدة ذروة انتاجها النفطي عام 1999 عندما تجاوز إجمالي انتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي 2.9 مليون برميل/اليوم، بينما بلغ الانتاج النفطي للنرويج ذروته عام 1999 عندما تجاوز إجمالي انتاج النرويج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي 3.4 مليون برميل/اليوم، ثم بدأ الانحدار التدريجي للإنتاج بسبب عوامل النضوب الطبيعي للاحتياطيات النفطية التي ألفت بظلالها على منطقة بحر الشمال، حتى بلغ إجمالي انتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للنرويج حوالي 1.9 مليون برميل/اليوم، والمملكة المتحدة نحو 970 ألف برميل/اليوم خلال عام 2015، وأصبحت النرويج المصدر الرئيسي والأكبر للإمدادات النفطية بين مجموعة الدول المطلة على بحر الشمال بحصة تجاوزت نصف إجمالي انتاج المجموعة منذ عام 2000، كما هو موضح بالشكل (16).

الشكل (16)
إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال
خلال الفترة 1973 – 2015



ويأتي حوالي 44.4% من إجمالي إنتاج النرويج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات والبالغ حوالي 1948 مليون برميل /اليوم لعام 2015، من عشرة حقول نفطية هي الأكبر بين حقول النفط النرويجية من حيث حجم الإنتاج، حيث بلغ إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات لهذه الحقول العشر مجتمعة حوالي 865.4 ألف برميل/اليوم خلال عام 2015. وتقع سبعة من هذه الحقول في بحر الشمال، بينما تقع الحقول الثلاثة الباقية في بحر النرويج.

ويعتبر حقل TROLL الواقع في بحر الشمال على بعد حوالي 65 كيلو متراً من السواحل النرويجية إلى الشمال الغربي من مدينة بيرغن Bergen، أكبر حقول النفط النرويجية إنتاجاً للنفط، حيث بلغ إجمالي إنتاجه من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات حوالي 144 ألف برميل /اليوم خلال عام 2015، علماً بأن هذا الحقل قد دخل مرحلة الإنتاج في عام 1995، وبلغ ذروة إنتاجه عند مستوى 400 ألف برميل /اليوم عام 2002²¹، بينما بلغ إنتاجه التراكمي من النفط حتى نهاية عام 2015 نحو 1.6 مليار برميل، وبلغت احتياطياته النفطية مع نهاية عام 2015 حوالي 196 مليون برميل²².

ويأتي حقل Ekofisk الواقع في بحر الشمال إلى الجنوب الغربي من مدينة ستافانغر بحوالي 320 كيلومتر، في المرتبة الثانية بين أكبر حقول النفط النرويجية المنتجة من حيث حجم الإنتاج، حيث بلغ إجمالي إنتاجه من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات حوالي 115 ألف برميل /اليوم خلال عام 2015.

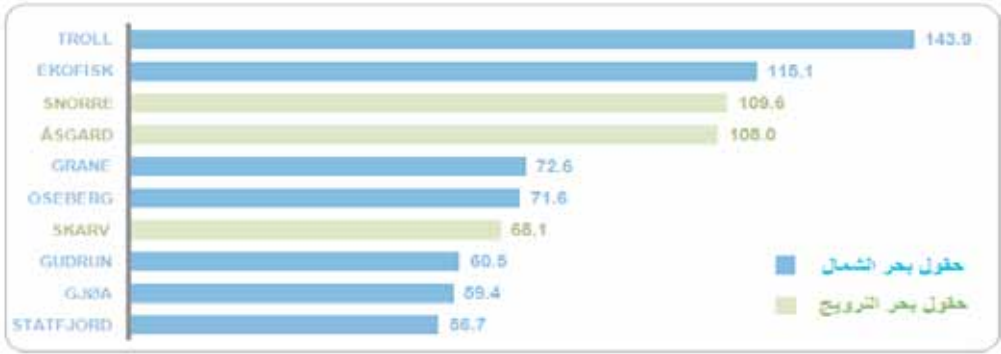
ويعتبر حقل Ekofisk أقدم الحقول النرويجية في بحر الشمال، حيث تم اكتشافه عام 1969، ودخل مرحلة الإنتاج في عام 1971، ليبلغ ذروة إنتاجه من النفط الخام وسوائل الغاز

²¹ Statoil: <http://www.statoil.com/en/OurOperations/ExplorationProd/ncs/troll/Pages/default.aspx>

²² Norwegian Petroleum Directorate/Resource Report 2016, The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf Per 31.12.2015

الطبيعي وهي 307 ألف برميل/اليوم من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي خلال عام 2002، ثم بدأ في التراجع التدريجي حتى بلغ معدل إنتاجه نحو 115 ألف برميل/ اليوم خلال عام 2015، وتقدر مديريةية البترول النرويجية إجمالي إنتاجه التراكمي حتى نهاية عام 2015، كما تشير تلك التقديرات إلى أن إجمالي إنتاجه التراكمي حتى نهاية عام 2015 بحوالي 2.9 مليار برميل من النفط الخام، ويبلغ حجم احتياطياته من النفط الخام نحو 544 مليون برميل أي نحو 8.5% من إجمالي احتياطيات النفط الخام النرويجية في نهاية عام 2015، ويتوقع أن يستمر في الإنتاج حتى عام 2049²³، ويوضح الشكل (17) حقول النفط النرويجية الأكبر من حيث حجم الإنتاج النفطي لعام 2015:

الشكل (17)
حقول النفط النرويجية العشر الأكبر من حيث حجم الإنتاج لعام 2015،
(ألف برميل/ اليوم)



المصدر: Norwegian Petroleum Directorate

وتمثل حصة النفط الخام حوالي 95% من إجمالي إنتاج المملكة المتحدة، وتبلغ حصة سوائل الغاز الطبيعي نحو 5% من الإجمالي، ويأتي معظم الانتاج النفطي للمملكة المتحدة من اسكتلندا، التي بلغ إجمالي إنتاجها من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي حوالي 948 ألف برميل/اليوم خلال عام 2015، ليمثل نحو 95.3% من إجمالي إنتاج المملكة المتحدة والبالغ

²³ Norwegian Petroleum Directorate: <http://www.npd.no/en/>

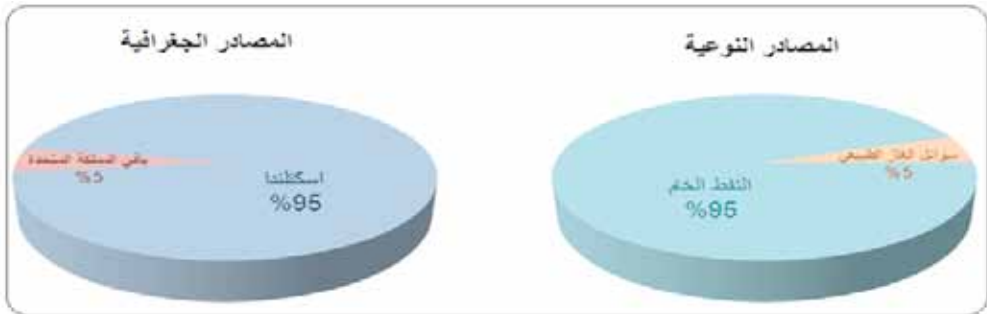
نحو 994 مليون برميل /اليوم لعام 2015. وقد شهد اجمالي انتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي ارتفاعاً بنحو 169 ألف برميل/يوم خلال الربع الأول من عام 2016 مقارنة بنظيره من العام 2015، وقد جاء جل هذه الزيادة من انتاج اسكتلندا. و يهيمن الإنتاج البحري بشكل شبه كامل على اجمالي انتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي، وبشكل كامل على اجمالي انتاج اسكتلندا، كما هو موضح بالجدول (6) والشكل (18).

الجدول (6) انتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي خلال الفترة (2015-الربع الأول 2016)

حصة الإنتاج البحري إلى إجمالي الإنتاج		إجمالي المملكة المتحدة			اسكتلندا			
المملكة المتحدة	اسكتلندا	سوائل الغاز الطبيعي	النفط الخام	النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي	سوائل الغاز الطبيعي	النفط الخام	النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي	
%		ألف برميل / اليوم						
98.2%	100%	58.2	937.8	994.1	50.2	897.7	947.9	2015
98.3%	100%	56.2	891.6	939.8	48.2	843.5	891.6	2015Q1
98.5%	100%	64.3	996.1	1060.3	56.2	955.9	1012.1	2015Q2
97.4%	100%	48.2	867.6	915.7	40.2	835.4	875.6	2015Q3
98.5%	100%	64.3	996.1	1060.3	56.2	955.9	1012.1	2015Q4
97.8%	100%	72.3	1036.2	1108.5	64.3	988.0	1060.3	2016Q1

المصدر: Oil and Gas Production Statistics 2015-16، Economy Statistics - The Scottish Government.

الشكل (18) حصة المصادر النوعية والجغرافية من إجمالي الإنتاج النفطي للمملكة المتحدة خلال عام 2015 ، (%)



المصدر: Oil and Gas Production Statistics 2015-16، Economy Statistics - The Scottish Government.

وبالنسبة لاسكتلندا، التي يمثل انتاجها الجزء الأكبر من انتاج المملكة المتحدة، ويأتي جلّه من الحقول البحرية، تساهم حقول بحر الشمال البحرية بنسبة كبيرة من اجمالي انتاجها، حيث بلغت حصتها حوالي 86% من اجمالي الإنتاج النفطي لاسكتلندا خلال عام 2014، بينما جاءت نسبة 13.9% الباقية من حقول البحر الكلتية " Celtic Sea²⁴ " .

وتعتبر منطقة حوض فلادن fladen في بحر الشمال مصدراً لنحو نصف انتاج اسكتلندا النفطي، حيث بلغ اجمالي انتاج حقول المنطقة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي حوالي 405.7 ألف برميل/اليوم، أي ما يمثل نحو 49.3% من اجمالي انتاج اسكتلندا عام 2014، بينما بلغ إجمالي حقول حوض Forties في بحر الشمال نحو 152.6 ألف برميل/اليوم، مساهماً بنسبة 18.5% من اجمالي انتاج اسكتلندا، في حين بلغ اجمالي حقول حوض شرق شتلاند East Shetland حوالي 148.6 ألف برميل/اليوم، أي ما يمثل نحو 18% من اجمالي انتاج اسكتلندا، ويوضح الجدول (7) والشكل (19) المصادر الجغرافية للإنتاج النفطي في اسكتلندا خلال عام 2014:

الجدول (7)

المصادر الجغرافية للإنتاج النفطي في اسكتلندا خلال عام 2014، مليون برميل/اليوم

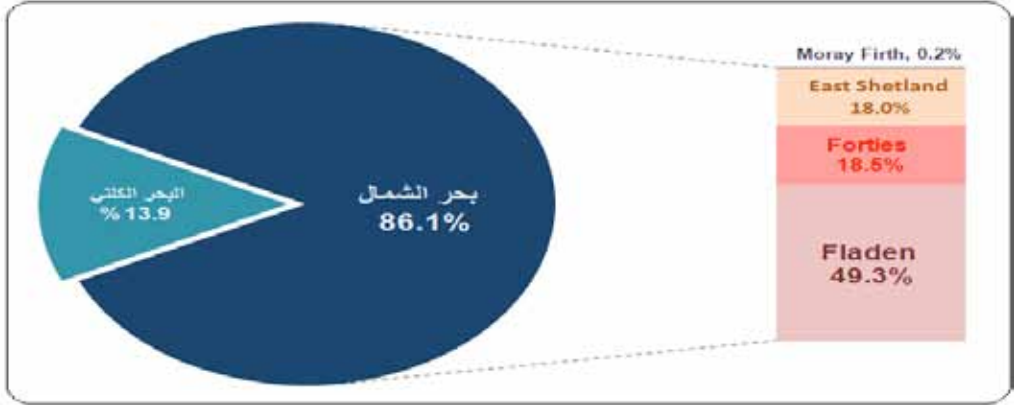
بحر الشمال				البحر الكلتية
Moray Firth	East Shetland	Forties	Fladen	
2.0	148.6	152.6	405.7	114.5

المصدر: Oil and Gas Production Statistics 2015-16 • Economy Statistics - The Scottish Government

²⁴ البحر الكلتية هو منطقة من المحيط الأطلسي الواقعة جنوب الساحل الأيرلندي والتي يحدّها من الشرق قناة سان جورج، ويحدّها من جوانب أخرى قناة بريستول، بحر المانش، وخليج بسكاي، بالإضافة إلى الأجزاء المتاخمة لويلز وكورنوال وديفون وبيرتاني (Wikipedia)

الشكل (19)

المصادر الجغرافية للإنتاج النفطي في اسكتلندا خلال عام 2014، مليون برميل/اليوم



المصدر: Oil and Gas Production Statistics 2015-16، Economy Statistics - The Scottish Government

2. صادرات النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمنتجات

شهدت صادرات النفط الخام والمنتجات للغاز الطبيعي للمملكة على بحر الشمال خلال نهاية فترة الثمانينيات ومطلع فترة التسعينيات نمواً استثنائياً نتيجة التزايد المطرد لصادرات النرويج، حيث ارتفع إجمالي الصادرات للمملكة على بحر الشمال، من نحو 2.6 مليون برميل/اليوم عام 1986 إلى مستوى الذروة أي عند أكثر من 5.4 مليون برميل/اليوم خلال عام 2000، ثم بدأت في التراجع تزامناً مع انخفاض الإنتاج لتصل إلى 2.2 مليون برميل/اليوم خلال عام 2015.

وقد كانت صادرات النفط الخام والمنتجات النرويجية المصدر الرئيسي للزيادة في إجمالي الصادرات للمملكة على بحر الشمال خلال الفترة (1986-2000)، حيث ساهمت النرويج بحوالي 81.7% من إجمالي تلك الزيادة للمملكة على بحر الشمال خلال الفترة (1986-2000) والبالغة نحو 2.8 مليون برميل/اليوم، عندما ارتفعت الصادرات النرويجية بنحو 2.3 مليون برميل/اليوم، أي من 0.8 مليون برميل/اليوم عام 1986 إلى

3.1 مليون برميل /اليوم عام 2000، بينما لم تتجاوز مساهمة المملكة المتحدة نسبة 4.2% من إجمالي الزيادة في صادرات النفط الخام والمتكثفات للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة (1986-2000).

وبلغت حصة صادرات النفط الخام والمتكثفات للنرويج والمملكة المتحدة حوالي 91.7% من إجمالي صادرات الدول المطلة على بحر الشمال عند ذروتها عام 2000، حيث بلغت حصة الصادرات النرويجية نحو 56.4%، بينما بلغت صادرات المملكة المتحدة حوالي 1.9 مليون برميل /اليوم عام 2000، لتساهم بنحو 35.3% من إجمالي صادرات النفط الخام والمتكثفات للدول المطلة على بحر الشمال خلال نفس العام، في حين بلغت صادرات باقي الدول المطلة على بحر الشمال حوالي 451 ألف برميل /اليوم عام 2000، لتساهم بنحو 8.3% من إجمالي صادرات النفط الخام والمتكثفات لدول المجموعة خلال نفس العام.

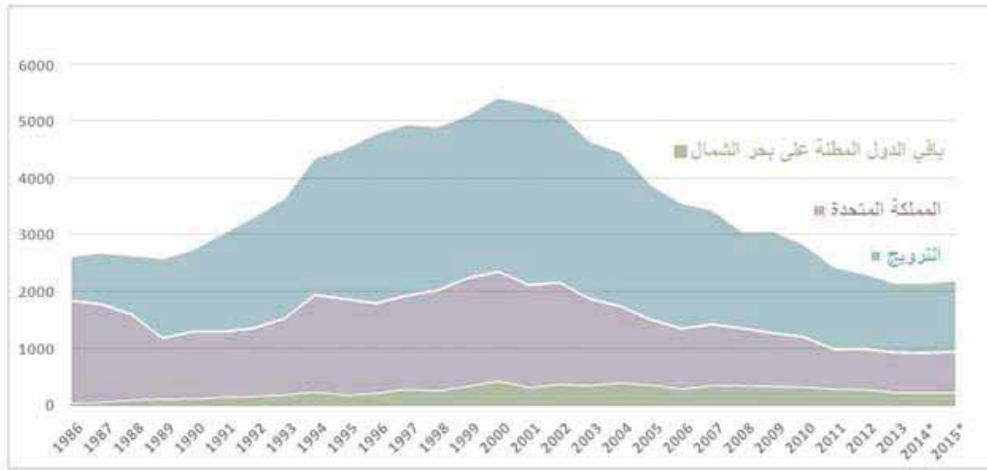
وبالمقابل، ساهمت صادرات النفط الخام والمتكثفات النرويجية بحوالي 56% من إجمالي الانخفاض في صادرات النفط الخام والمتكثفات للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة (2000-2015) والبالغ نحو 3.2 مليون برميل /اليوم، عندما تراجعت الصادرات النرويجية بنحو 1.8 مليون برميل /اليوم، أي من 3.1 مليون برميل /اليوم عام 2000 إلى 1.3 مليون برميل /اليوم عام 2015، بينما جاءت نسبة 37.4% من إجمالي الانخفاض في صادرات النفط الخام والمتكثفات للدول المطلة على بحر الشمال الفترة (2000-2015) من التراجع في صادرات المملكة المتحدة مقداره 1.2 مليون برميل /اليوم، أي من حوالي 1.9 مليون برميل /اليوم عام 2000 إلى حوالي 0.7 مليون برميل /اليوم عام 2015.

وتقدر حصة صادرات النفط الخام والمتكثفات للنرويج والمملكة المتحدة حوالي 89% من إجمالي صادرات النفط الخام والمتكثفات للدول المطلة على بحر الشمال خلال عام 2015، حيث تقدر حصة الصادرات النرويجية بنحو 56.7%، بينما تقدر حصة صادرات المملكة

المتحدة بحوالي 32.3% من إجمالي صادرات الدول المطلة على بحر الشمال خلال عام 2015، في حين تشير التقديرات إلى أن مجموع صادرات باقي الدول المطلة على بحر الشمال لا يتجاوز 242 ألف برميل/اليوم، أي بحصة لا تتجاوز حوالي 11% من إجمالي صادرات النفط الخام والمنتجات للدول المطلة على بحر الشمال خلال عام 2015، ويوضح الشكل (20) والجدول (4) في الملحق صادرات الدول المطلة على بحر الشمال من النفط والمنتجات خلال الفترة 1986-2015.

الشكل (20)

صادرات الدول المطلة على بحر الشمال من النفط الخام والمنتجات
خلال الفترة 1986 – 2015، ألف برميل/ اليوم



المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016، إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA، إحصاءات الطاقة العالمية.

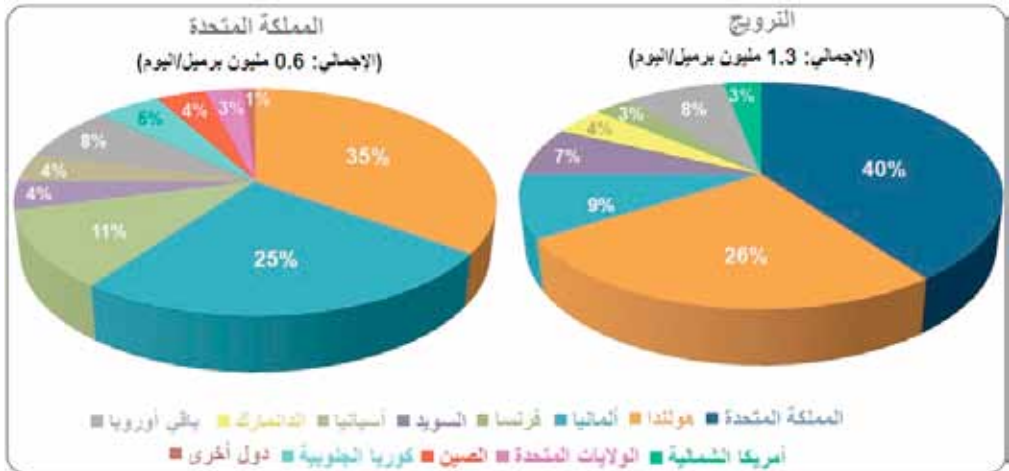
والجدير بالذكر أن معظم صادرات النفط الخام والمنتجات من النرويج والمملكة المتحدة تتجه إلى الدول الأوروبية، حيث يعتبر من أهم المزايا النسبية التي تتمتع بها مناطق إنتاج النفط في بحر الشمال ميزة قربها من أسواق الاستهلاك الرئيسية بدول أوروبا الغربية. وطبقاً لإحصاءات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية توجهت نسبة 97% من إجمالي صادرات النفط الخام والمنتجات النرويجية إلى دول أوروبا خلال عام 2015، بينما توجهت نسبة 3%

الباقية إلى أسواق أمريكا الشمالية. وبالمقابل، توجهت نسبة 87% من إجمالي صادرات المملكة المتحدة من النفط الخام والمتكثفات إلى دول أوروبا خلال عام 2015، بينما توزعت نسبة 13% الباقية بين أسواق الصين وكوريا الجنوبية، والولايات المتحدة، ودول العالم الأخرى.

وتعتبر المملكة المتحدة وهولندا وألمانيا وجهات التصدير الرئيسية لصادرات النفط الخام والمتكثفات النرويجية، حيث بلغت حصة هذه الدول الثلاث نحو 75% من إجمالي صادرات النرويج من النفط الخام والمتكثفات خلال عام 2015، بينما تعتبر هولندا وألمانيا وفرنسا وجهات التصدير الرئيسية لصادرات المملكة المتحدة من النفط الخام والمتكثفات، حيث بلغت حصة هذه الدول الثلاث نحو 71% من إجمالي صادرات المملكة المتحدة من النفط الخام والمتكثفات خلال عام 2015، كما هو موضح بالشكل (21).

الشكل (21)

وجهات تصدير النفط الخام والمتكثفات للنرويج والمملكة المتحدة خلال عام 2015، % من إجمالي الصادرات



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA، احصاءات الطاقة العالمية.

ثالثاً: تطور إمدادات الغاز الطبيعي في منطقة بحر الشمال

1. إنتاج الغاز الطبيعي

شهد إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في منطقة بحر الشمال نمواً متواصلاً منذ مطلع فترة السبعينيات ولأكثر من ثلاثة عقود متتالية (باستثناء انخفاض واحد حصل خلال الفترة (1979-1982)).

فقد تزايد إجمالي الغاز الطبيعي المسوق للدول المطلة على بحر الشمال من 66 مليار متر مكعب عام 1970 إلى أن بلغ ذروته عند مستوى 288 مليار متر مكعب عام 2004، ثم أخذ الإنتاج منحى مغايراً ليتراجع إلى 229 مليار متر مكعب عام 2015.

وجاءت معظم الزيادة في إجمالي الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة (1970-1979)، والبالغة 131 مليار متر مكعب، من هولندا أكبر دول أوروبا إنتاجاً للغاز الطبيعي آنذاك²⁵، والتي ارتفع إنتاجها بمقدار 63 مليار متر مكعب خلال تلك الفترة لتساهم بنحو نصف إجمالي الزيادة في إجمالي الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال تلك الفترة. كما ساهمت المملكة المتحدة، التي ارتفع إنتاجها من الغاز الطبيعي بأكثر من 28 مليار متر مكعب خلال تلك الفترة، بنحو خمس إجمالي الزيادة في إجمالي الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال، بينما ساهمت النرويج، التي بدأت في إنتاج الغاز الطبيعي خلال النصف الثاني من فترة السبعينيات ليبلغ حجم إنتاجها 21 مليار متر مكعب عام 1979، أي بنحو 16% من إجمالي الزيادة في إجمالي الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة (1970-1979) والبالغة 131 مليار متر مكعب.

وخلال الفترة (1979-1982)، شهد إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في منطقة بحر الشمال تراجعاً بمقدار 27.6 مليار متر مكعب، جاء معظمه من إنتاج الغاز الطبيعي

²⁵ المصدر: منظمة الدول المصدرة للنفط (أوبك)، بيانات التقرير الإحصائي السنوي 2016 .

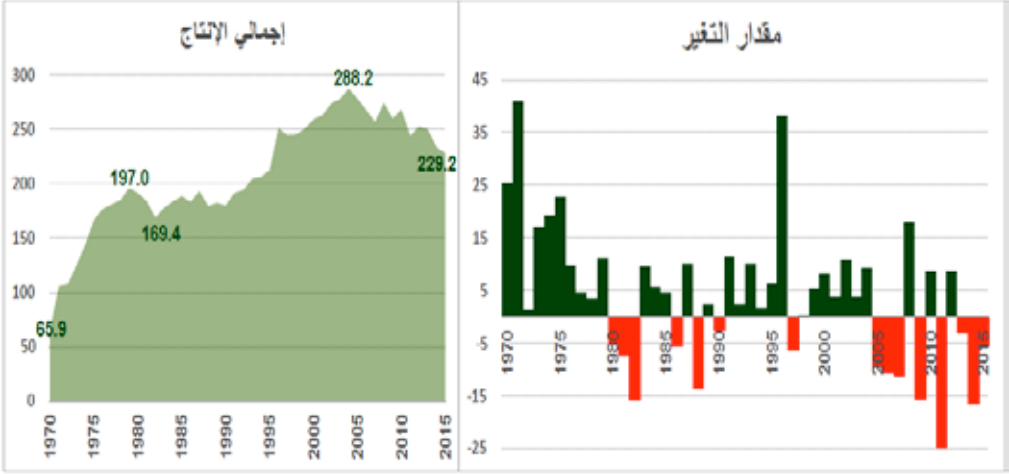
المسوق في هولندا الذي انخفض بمقدار 25.2 مليار متر مكعب خلال الفترة المذكورة. ثم عاود إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في منطقة بحر الشمال صعوده مدفوعاً بالزيادة الكبيرة في إنتاج الغاز الطبيعي المسوق بالمملكة المتحدة، والبالغ 37.6 مليار متر مكعب خلال الفترة (1982-1995)، أي ما يعادل 85.7% من إجمالي إنتاج المنطقة خلال هذه الفترة والمقدرة بـ 43.9 مليار متر مكعب.

ومع تسارع النمو في إنتاج الغاز الطبيعي المسوق بالنرويج، الذي ارتفع بما يناهز ضعفي حجمه خلال الفترة (1995-2004)، وتواصل النمو في إنتاج المملكة المتحدة، استمر إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في منطقة بحر الشمال في الإرتفاع بمقدار 74.9 مليار متر مكعب. وقد تشاركت كل من النرويج والمملكة المتحدة في هذه الزيادة بنسبة 70.8% و 28.7% على التوالي. وقد شهد عام 2004 بلوغ إجمالي إنتاج منطقة بحر الشمال ذروته عند 288.2 مليار متر مكعب، ليبدأ بعدها في التراجع التدريجي حتى بلغت مستوياته 229.2 مليار متر مكعب عام 2015.

وقد شهدت كل دول بحر الشمال المنتجة للغاز الطبيعي (باستثناء النرويج) تراجعاً في حجم إنتاجها خلال الفترة (2004-2015)، حيث تراجع إنتاج المملكة المتحدة بأكثر من نصف حجمه، بينما تراجع إنتاج هولندا بنحو ثلث حجمه، وتراجع إنتاج باقي دول بحر الشمال بأكثر من نصف حجمه، باستثناء النرويج التي واصلت إجمالي إنتاجها من الغاز الطبيعي المسوق نموه خلال ذات الفترة، ليرتفع بنحو 37.1 مليار متر مكعب، أي من 83.5 مليار متر مكعب عام 2004 إلى 120.6 مليار متر مكعب عام 2015، مساهماً بذلك في تخفيف حدة التراجع في إمدادات الدول الأخرى من الغاز الطبيعي المسوق، ويوضح الشكل (22) والجدول (5) في الملحق تطور إنتاج الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1970-2015.

الشكل (22)

تطور إنتاج الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال
خلال الفترة 1970-2015، مليار متر مكعب



المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 .

وقد اكتسب بحر الشمال أهمية اقتصادية متزايدة في أسواق الغاز العالمية خلال النصف الأول من عقد السبعينيات، بسبب التسارع الكبير في حصة مجموعة الدول المطلة عليه من إجمالي الإمدادات العالمية خلال تلك الفترة، والتي قفزت من 6.4% في عام 1970 إلى نحو 13.6% في عام 1976، نتيجة معدلات النمو القوية التي شهدتها إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في المنطقة والتي تجاوزت معدلات النمو في إجمالي الإنتاج العالمي خلال الفترة 1970-1976، وقد كانت هولندا أحد مصادره الأساسية.

ومع تسارع النمو في إجمالي الإمدادات العالمية خلال السنوات اللاحقة والذي تزامن مع التراجع الذي شهده إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في منطقة بحر الشمال خلال الفترة (1979-1982). وقد تراجعت حصة مجموعة الدول المطلة على بحر الشمال من إجمالي الإمدادات العالمية خلال النصف الثاني من عقد السبعينيات وواصلت تراجعها خلال عقد الثمانينات حتى بلغت أدنى مستوياتها عند 8.9% عام 1990، لتعاود مجدداً الارتفاع

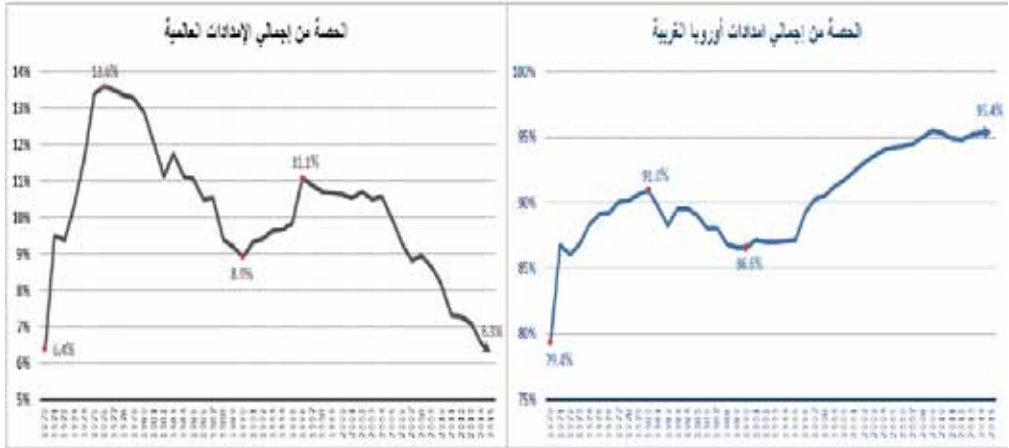
مدفوعة بالنمو القوي في امدادات المملكة المتحدة لتبلغ حصة مجموعة تلك الدول حوالي 11.1% من إجمالي الإمدادات العالمية لعام 1996.

وبالرغم من الإرتفاعات المتواصلة التي حققها إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في منطقة بحر الشمال خلال السنوات اللاحقة حتى بلغ ذروته خلال عام 2004، إلا أن حصة مجموعة تلك الدول من إجمالي الإمدادات العالمية بدأت في التراجع مبكراً منذ عام 1996 وتواصل انحدارها حتى بلغت أدنى مستوياتها عند 6.3% عام 2015.

وفي المقابل تزايدت حصة مجموعة الدول المطلة علي بحر الشمال من إجمالي امدادات أوروبا الغربية من 79.4% عام 1970 إلى حوالي 95.4% عام 2015. والجدير بالإشارة أنه بينما كانت حصة مجموعة الدول المطلة علي بحر الشمال من إجمالي الإمدادات العالمية تتراجع نتيجة لتباطؤ نمو امدادات المنطقة عن معدلات النمو العالمية منذ عام 1996 وتراجع حجم إنتاج المنطقة منذ عام 2004 مقابل النمو في الإمدادات العالمية، كانت حصة مجموعة الدول المطلة علي بحر الشمال من إجمالي امدادات أوروبا الغربية تتزايد، بسبب الثقل الكبير الذي تمثله امدادات تلك المجموعة من إجمالي الإمدادات من أوروبا الغربية، ويوضح الشكل (23) التطور في حصة مجموعة الدول المطلة علي بحر الشمال من إجمالي الإمدادات العالمية ومن إجمالي امدادات أوروبا الغربية من الغاز الطبيعي المسوق خلال الفترة 1970-2015.

الشكل (23)

التطور في حصة مجموعة الدول المطلة على بحر الشمال من إجمالي الإمدادات العالمية وإمدادات أوروبا الغربية من الغاز الطبيعي المسوق خلال الفترة 1970-2015



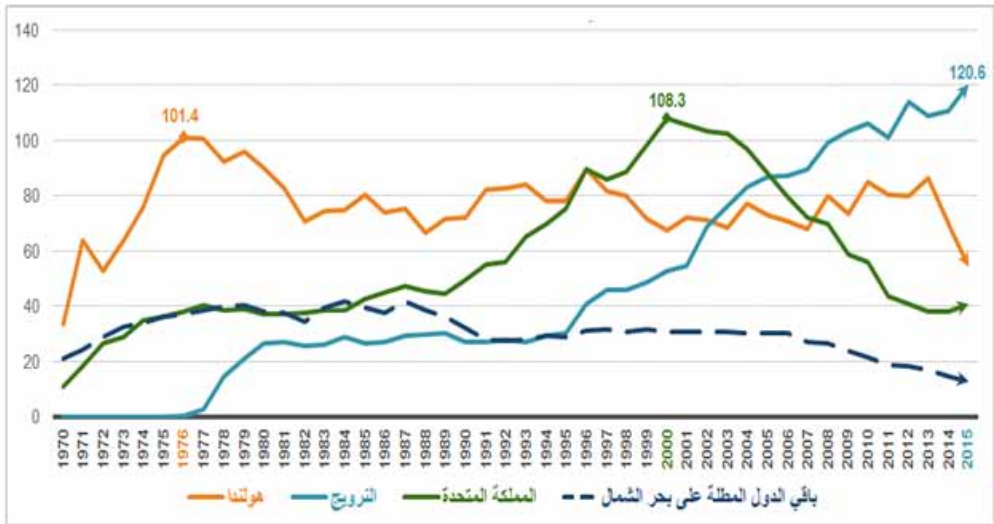
المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016.

وقد استحوذ إنتاج هولندا على الجزء الأكبر من إنتاج مجموعة الدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة (1970-1995) بحصة تجاوزت نصف إجمالي إنتاج تلك المجموعة خلال أغلب تلك الفترة، حيث وصلت الحصة إلى 57.1% عام 1976، تليها المملكة المتحدة التي تصاعد إنتاجها من الغاز الطبيعي المسوق بمعدلات عالية بعد عام 1989، لتتصدر مجموعة الدول المطلة على بحر الشمال من حيث حجم الإنتاج منذ عام 1996 وحتى عام 2005، وبحصة بلغت 41.7% من إجمالي إنتاج تلك المجموعة لعام 2000.

وفي حين بدأ إنتاج المملكة المتحدة من الغاز الطبيعي المسوق في التراجع بسبب عوامل النضوب الطبيعي بعد بلوغه الذروة في عام 2000 عند مستوى 108.3 مليار متر مكعب، بدأ الإنتاج النرويجي بالتصاعد بوتيرة متسارعة منذ عام 1995، ليرتفع من 30.5 مليار متر مكعب عام 1995 إلى حوالي 87.6 مليار متر مكعب عام 2006، ولتتصدر بذلك النرويج مجموعة الدول المطلة على بحر الشمال من حيث حجم إنتاج الغاز الطبيعي المسوق

منذ ذلك الحين و يواصل إرتفاعه ليبلغ 120.6 مليار متر مكعب عام 2015، ولتنبؤاً بذلك النرويج المرتبة السابعة عالمياً بين أكبر الدول المنتجة للغاز الطبيعي المسوق خلال عام 2015²⁶، و يوضح الشكل (24) تطور إنتاج الغاز الطبيعي المسوق بالدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1970-2015:

الشكل (24)
تطور إنتاج الغاز الطبيعي بالدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1970 – 2015،
مليار متر مكعب



المصدر: الجدول (5) بالملحق.

2. صادرات الغاز الطبيعي

بدأ تصدير الغاز الطبيعي من منطقة بحر الشمال مبكراً منذ عام 1964، من قبل هولندا وبمعدل 3 مليون متر مكعب سنوياً، ثم ارتفعت صادرات هولندا إلى 10.9 مليار متر مكعب عام 1970، ثم التحقت ألمانيا بركب التصدير عام 1970 بحوالي 7 مليون متر مكعب، ثم

²⁶ بيانات التقرير الإحصائي السنوي 2016 / منظمة الدول المصدرة للنفط (أوبك)

النرويج عام 1976 بحوالي 480 مليون متر مكعب، أما المملكة المتحدة فقد بدأت تصدير أولى شحناتها من الغاز الطبيعي متأخرة أي في عام 1992 بمعدل 60 مليون متر مكعب²⁵.

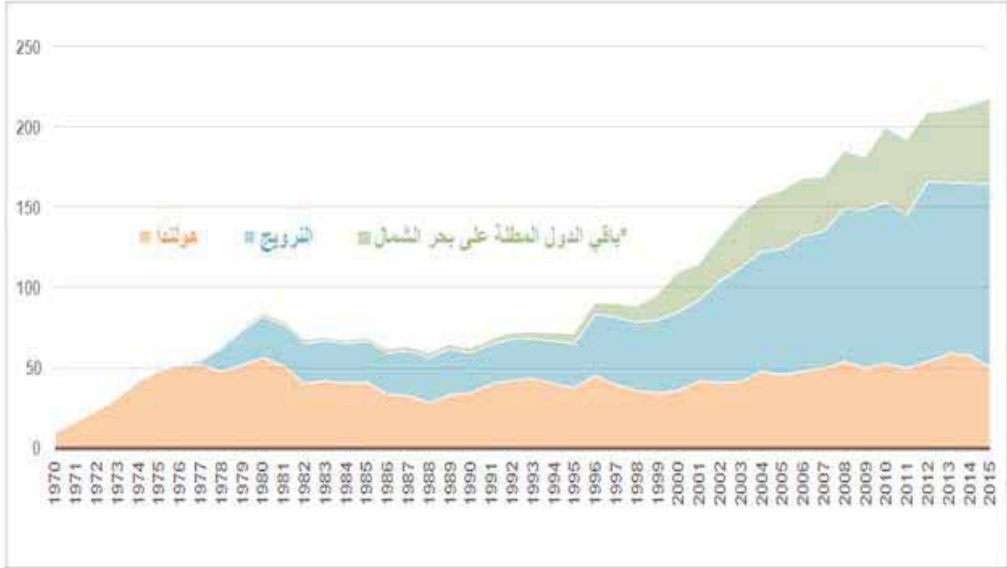
وباستثناء الكميات البسيطة التي كانت تصدرها ألمانيا، ظلت هولندا الدولة الوحيدة المصدرة للغاز من بين الدول المطلة على بحر الشمال حتى عام 1976 عندما بلغت صادراتها حوالي 52.2 مليار متر مكعب، ثم بدأت الصادرات النرويجية تتدفق إلى الأسواق بمعدلات متزايدة حتى بلغ إجمالي صادرات الغاز الطبيعي لمجموعة تلك الدول 90.1 مليار متر مكعب عام 1996.

وقد شهدت فترة نهاية التسعينيات ومطلع القرن الحالي نمواً استثنائياً في إجمالي صادرات الدول المطلة على بحر الشمال من الغاز الطبيعي، بسبب التزايد المطرد لصادرات النرويج، ودخول كميات وفيرة إلى أسواق التصدير من باقي الدول المطلة على بحر الشمال، ولاسيما ألمانيا والمملكة المتحدة²⁶ إلى جانب النمو الملحوظ للصادرات الهولندية. وظل منحنى الارتفاع في إجمالي صادرات دول المجموعة خلال كامل الفترة اللاحقة، وذلك بخلاف الاتجاه العام لمنحنى الإنتاج الذي بدأ في التراجع منذ عام 2004، حتى تجاوز إجمالي صادرات الغاز الطبيعي للمجموعة حاجز 100 مليار متر مكعب عام 2000، وواصل صعوده ليقفز فوق حاجز الـ 200 مليار متر مكعب خلال عام 2012، حتى بلغت الصادرات نحو 217.3 مليار متر مكعب خلال عام 2015.

ويوضح الشكل (25) والجدول (6) في الملحق تطور صادرات الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1970-2015.

²⁶ منظمة الدول المصدرة للنفط (أوبك)، بيانات التقرير الإحصائي السنوي 2016.

الشكل (25) صادرات الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1970 – 2015 مليار متر مكعب



المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016.

ويعتبر التصدير عن طريق الأنابيب هو السمة الغالبة لتصدير الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال، نتيجة لميزة قرب مناطق الإنتاج من أسواق الاستهلاك في أوروبا الغربية، حيث بلغت نسبة صادرات الغاز الطبيعي عن طريق الأنابيب نحو 94.8% من إجمالي صادرات النرويج من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، بينما تجاوزت نسبة صادرات الغاز الطبيعي عن طريق الأنابيب نحو 97% من إجمالي صادرات هولندا من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، في حين ارتفعت نسبة صادرات الغاز الطبيعي عن طريق الأنابيب إلى نحو 98.4% من إجمالي صادرات باقي الدول المطلة على بحر الشمال من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، كما هو موضح بالشكل (26).

الشكل (26)
طرق تصدير الغاز للدول المظلة على بحر الشمال خلال عام 2015
(% من إجمالي الصادرات)



المصدر: برتش بتروليوم، مشتق عن بيانات التقرير الإحصائي يونيو 2016.
*باقي الدول المظلة على بحر الشمال: الدانمرك، ألمانيا، بلجيكا، فرنسا والمملكة المتحدة.

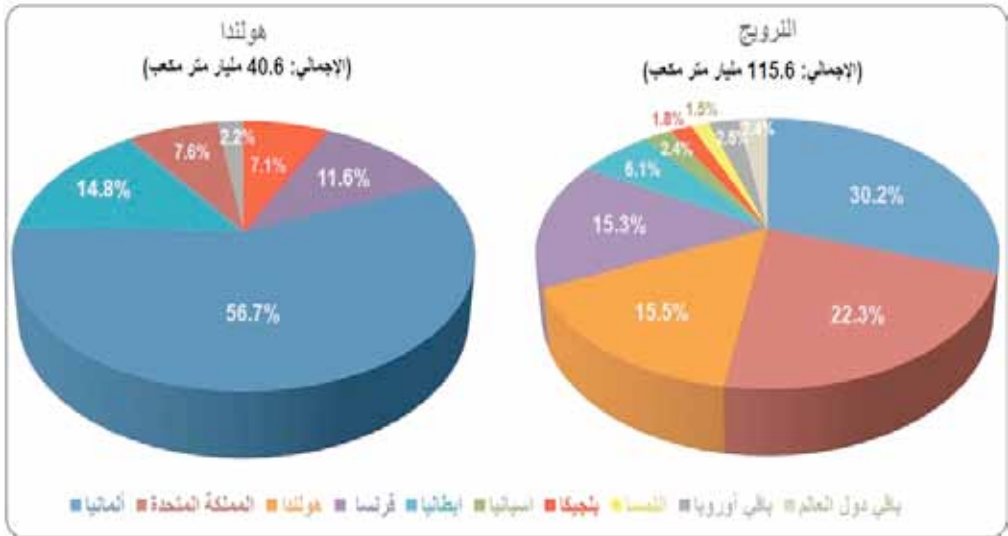
وكما هو الحال بالنسبة للنفط، تعتبر دول أوروبا بشكل عام وأوروبا الغربية بشكل خاص، الوجهة الرئيسية للجزء الأعظم من صادرات النرويج وهولندا من الغاز الطبيعي، حيث تشير إحصاءات شركة برتش بتروليوم إلى توجه ما نسبته 97.6% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي النرويجية إلى دول أوروبا خلال عام 2015، بينما توجهت نسبة 2.4% الباقية إلى دول العالم الأخرى، في حين توجهت كامل صادرات هولندا من الغاز الطبيعي إلى دول أوروبا خلال عام 2015.

وتعتبر ألمانيا و المملكة المتحدة وهولندا و فرنسا وجهات التصدير الرئيسية لصادرات الغاز الطبيعي النرويجية، حيث بلغت حصة هذه الدول مجتمعة نحو 83.3% من إجمالي صادرات النرويج من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، بينما تعتبر ألمانيا وإيطاليا وفرنسا

وجهات التصدير الرئيسية لصادرات هولندا من الغاز الطبيعي، حيث بلغت حصة هذه الدول الثلاث نحو 83 % من إجمالي صادرات هولندا من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، كما هو موضح بالشكل (27).

الشكل (27)

وجهات تصدير الغاز الطبيعي من النرويج وهولندا، % من الإجمالي لعام 2015.



المصدر: برنتس بتزوليوم، مشتق عن بيانات التقرير الإحصائي يونيو 2016.

رابعاً: الآفاق المستقبلية لإمدادات منطقة بحر الشمال من النفط والغاز الطبيعي

يعتمد مستقبل امدادات منطقة بحر الشمال من النفط والغاز الطبيعي كغيرها من مناطق الإمداد على مستويات الاستثمار في عمليات الاستكشاف وأنشطة التطوير، والتي بدورها تعتمد على جملة من العوامل المترابطة بها والتي يأتي في مقدمتها، مدى وفرة الموارد من النفط والغاز، والتكاليف اللازمة لاستخراجها، وتوفر البنى التحتية اللازمة وفرص التمويل ومصادره المتاحة، و عوامل الاستقرار وجاذبية المنطقة للاستثمار.

ففيما يخص النفط، من المعلوم أن الجزء الأكبر من الاحتياطيات النفطية في بحر الشمال تتركز بشكل أساسي في المياه النرويجية والانجليزية، وكما هو معلوم أن مكامن النفط في المياه الإنجليزية قد شهدت نزوباً سريعاً خلال السنوات الأخيرة، ولكن المياه النرويجية لاتزال تحتزل كميات مهمة من الموارد النفطية، حيث بلغت تقديرات إجمالي الموارد النفطية من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات القابلة للاستخلاص المتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي حوالي 22.9 مليار برميل بنهاية عام 2015، أي ما يوازي حوالي 80.6% من إجمالي الإنتاج التراكمي للنرويج حتى تاريخ 2015/12/31 والبالغ نحو 28.5 مليار برميل حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية، يذكر أن 12.9 مليار برميل من تلك الموارد تشمل الاحتياطيات المؤكدة والموارد المحتملة في الحقول المنتجة والموارد المحتملة من الاكتشافات الجديدة، بينما يمثل حجم الموارد المحتملة من رفع معدلات الاستخلاص البترولي حوالي مليار برميل، في حين تمثل 9 مليار برميل المتبقية تقديرات حجم الموارد غير المكتشفة.

أما فيما يخص الغاز الطبيعي، يتركز جزء كبير من الاحتياطيات في بحر الشمال، وتتركز بشكل أساسي في المياه النرويجية والهولندية، غير أن مكامن الغاز الطبيعي في المياه الهولندية تعرضت لنزوب سريع خلال السنوات الأخيرة، في حين لاتزال المياه النرويجية محتفظة بكميات مهمة من الغاز الطبيعي. وقد بلغ إجمالي موارد الغاز الطبيعي القابلة

للاستخلاص المتبقية بمنطقة الجرف القاري النرويجي نحو 3.9 تريليون متر مكعب بنهاية عام 2015، أي ما يناهز ضعف إجمالي الإنتاج التراكمي للنرويج حتى 2015/12/31، والبالغ نحو 2.1 تريليون متر مكعب حسب تقديرات مديرية البترول النرويجية. وتشتمل تلك الموارد على حوالي 2.4 تريليون متر مكعب من الإحتياطيات المؤكدة والموارد المحتملة في الحقول المنتجة والموارد المحتملة من الاكتشافات الجديدة، أما 1.5 تريليون متر مكعب المتبقية فتمثل تقديرات حجم الموارد غير المكتشفة، في حين يمثل حجم الموارد المحتملة من رفع معدلات الاستخلاص البترولي حوالي 60 مليار متر مكعب، وذلك في إطار جهود النرويج الرامية إلى الوصول بمعدلات الاستخلاص للغاز الطبيعي إلى معدل 75%²⁷.

وتعتبر الأسعار من العوامل الرئيسية المؤثرة في القدرة على الوصول إلى الموارد المتاحة واستخراجها، وذلك لتأثيرها على الاستثمارات التي يتم توظيفها. فنشاط التنقيب والاستكشاف وتطوير الحقول القائمة و تطوير تقنيات الاستخلاص البترولي المحسن يتطلب تأمين الاستثمارات اللازمة، ويعتبر ارتفاع الأسعار عاملاً محفزاً للاستثمار في كل هذه الأنشطة. وقد شهد نشاط الاستثمار في أنشطة التنقيب والاستكشاف في مناطق الجرف القاري النرويجي انتعاشاً ملحوظاً خلال الفترة (2010-2013) وذلك تماشياً مع انتعاش أسعار النفط حيث بلغت الاستثمارات ذروتها عند 41 مليار كرونة نرويجية خلال عام 2013 أي ما يعادل 4.9 مليار دولار²⁸، ثم انعكست التراجعات في أسعار النفط منذ النصف الثاني من عام 2014 على حجم الاستثمار في نشاط التنقيب والاستكشاف في مناطق الجرف القاري النرويجي لتتراجع بنحو النصف تقريباً عندما بلغت مخصصاته حوالي 21 مليار كرونة نرويجية أي ما يعادل 2.5 مليار دولار خلال عام 2016.

²⁷ The Norwegian Petroleum Directorate Annual Report, Offshore Norway 2000

²⁸ تم التحويل إلى الدولار باستخدام سعر الصرف : 1 دولار أمريكي = 8.4 كرونة نرويجية (متوسط أسعار صرف عام 2016 من صندوق النقد الدولي)

وتشير تقديرات مديرية البترول النرويجية إلى أن مخصصات نشاط التنقيب والاستكشاف في مناطق الجرف القاري النرويجي سوف تواصل تراجعها إلى حوالي 19 مليار كرونة نرويجية أي ما يعادل 2.26 مليار دولار خلال عام 2017، بينما يتوقع أن يعود اتجاه الاستثمار إلى الانتعاش مجدداً بعد عام 2017، حيث يتوقع أن ترتفع إلى 21 مليار كرونة نرويجية أي ما يعادل 2.5 مليار دولار خلال عام 2018، وتواصل ارتفاعها إلى نحو 27 مليار كرونة نرويجية أي ما يعادل 3.2 مليار دولار بحلول عام 2020، كما هو موضح بالشكل (28) والجدول (8).

الشكل (28)

حجم الاستثمارات في نشاط الإستكشاف في الجرف القاري النرويجي
خلال الفترة 2010 – 2020 ، مليون كرونة نرويجية* (بأسعار 2015)



الجدول (8)

حجم الاستثمارات في نشاط الإستكشاف في الجرف القاري النرويجي
خلال الفترة 2010 – 2020 ، مليون كرونة نرويجية* (بأسعار 2015)

2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	حجم الاستثمار
27	24	21	19	21	32	38	41	32	35	32	

المصدر: Norwegian Petroleum Directorate
(*دولار أمريكي يعادل 8.4 كرونة نرويجية)

والجدير بالذكر أن الحديث دائماً ما يدور عن حجم الموارد النفطية القابلة للاستخلاص، حيث من المعلوم أن استخراج كل النفط الموجود في باطن الأرض يعتبر ضرباً من المستحيل وفقاً للنظريات العلمية والتكنولوجيا المتاحة حالياً وفي المستقبل المنظور، حيث تترك الصناعة النفطية وراءها كميات كبيرة من النفط في الحقول المنتجة، بعد استثمارها بالطرق الأولية المعروفة، وتزداد هذه النسب أو تنقص وفقاً لمعايير فنية كثيرة منها الفيزيائي ومنها الاقتصادي، وتشكل الكميات الكبيرة المتبقية مصدراً هاماً لرفد الاحتياطي القابل للاستخلاص، وهدفاً مباشراً لطرق الاستخلاص البترولي المحسن، التي ترمي إلى استخلاص أكبر كمية ممكنة من هذه الاحتياطيات، وبالتالي فإن رفع معامل الاستخلاص من حقل أو مكامن ماء، يمكن اعتباره عملياً بمثابة مصدر جديد يرفد الاحتياطيات المعروفة بكميات جديدة²⁹. وقد تمكنت النرويج من رفع معدلات الاستخلاص للنفط من حوالي 44% عام 2000 إلى حوالي 47%³⁰ عام 2016، في إطار جهودها الرامية إلى الوصول بمعدلات الإستخلاص للنفط إلى معدل 50%³¹، والذي تترجمه تقديرات مديرية البترول النرويجية إلى حوالي مليار برميل إضافية من الموارد النفطية القابلة للاستخلاص.

والعامل الآخر المهم في هذا الجانب، هو دور التكنولوجيا في خفض تكاليف عمليات التنقيب والإنتاج و تحويل المناطق الصعبة إلى مناطق مجدية اقتصادياً وتطوير الإحتياطيات، وقد حققت الشركات النرويجية نجاحات لافتة خلال العقود الأربعة الماضية مكنتها من رفع قدراتها التقنية وزيادة تنافسيتها عالمياً، حيث تعد النرويج حالياً أكبر مشغل في العالم لخطوط أنابيب الغاز الطبيعي تحت سطح البحر، وشركاتها رائدة في مجال منصات الإنتاج والتخزين العائمة وغيرها من تقنيات حفر وإنتاج وتطوير حقول المياه العميقة.

²⁹ منظمة أوبك/الإدارة الفنية، الإستخلاص البترولي المحسن، 2009.

³⁰ RESOURCE MANAGEMENT IN MATURE AREAS, Norwegian Petroleum Directorate.

³¹ The Norwegian Petroleum Directorate Annual Report, Offshore Norway 2000.

وتتمتع منطقة بحر الشمال بميزة نسبية هامة، تتمثل في سلسلة توريد متكاملة وفعالة، مدعومة ببنية تحتية واسعة، فمنصات انتاج النفط والغاز في بحر الشمال مندمجة بشكل جيد من خلال شبكة فعالة من خطوط الأنابيب المحلية والدولية تسهل بشكل كبير عمليات شحن النفط والغاز الطبيعي و عمليات التصدير إلى مختلف الأسواق الرئيسية في أوروبا. كما تتمتع منطقة بحر الشمال بقدر عالي من الأمن والاستقرار السياسي والاقتصادي، وذات جاذبية استثمارية عالية و معدلات منخفضة من المخاطرة، ولذلك يمكن القول بأن بحر الشمال بشكل عام ومنطقة الجرف القاري النرويجي بشكل خاص تمثل فرصاً واعدة ضمن المناطق المؤهلة بأن تلعب دوراً مهماً في أسواق الطاقة العالمية، و يعتمد دورها المستقبلي على وجود الرؤية الاقتصادية والسياسية، التي تستقطب الاستثمارات اللازمة.

1. توقعات وكالة الطاقة الدولية

تشير توقعات وكالة الطاقة الدولية للأجل المتوسط، أي حتى عام 2021، إلى استمرار التراجع في إجمالي انتاج النرويج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والتمكثفات خلال السنوات القادمة حتى يبلغ أدنى مستوياته عند 1.7 مليون برميل/اليوم خلال عام 2019، ثم يرتفع مجدداً ليعود إلى مستوياته الحالية تقريباً عند 1.9 مليون برميل/اليوم خلال عام 2021.

وبالمقابل، تشير ذات التوقعات إلى أن إجمالي انتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والتمكثفات سيواصل تراجعته حتى يبلغ نحو 930 ألف برميل/اليوم عام 2017، ثم يرتفع مجدداً ليبلغ 980 ألف برميل/اليوم عامي 2018 و 2019 وليعود إلى الانخفاض مرة أخرى حتى يبلغ أدنى مستوياته عند 900 ألف برميل/اليوم عام 2021، كما موضح بالشكل (29) والجدول (15).

الشكل (29)
التوقعات المستقبلية لإنتاج النرويد والمملكة المتحدة من النفط وسوائل الغاز الطبيعي
والمكتنفات حتى عام 2021
(مليون برميل/اليوم)



الجدول (9)
التوقعات المستقبلية لإنتاج النرويد والمملكة المتحدة من النفط وسوائل الغاز الطبيعي
والمكتنفات حتى عام 2021
(مليون برميل/اليوم)

2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	
1.91	1.78	1.71	1.79	1.89	1.88	1.95	النرويج
0.90	0.93	0.98	0.98	0.93	0.94	0.97	المملكة المتحدة

المصدر: IEA OIL MEDIUM-TERM MARKET REPORT 2016

وبالنسبة للغاز الطبيعي، تتوقع وكالة الطاقة الدولية أن يتراجع إجمالي إنتاج النرويج من الغاز الطبيعي إلى نحو 108 مليار متر مكعب عام 2017، وأن يحافظ على تلك المستويات حتى عام 2021. ويحوم قدر كبير من الضبابية حول مستقبل إنتاج هولندا من الغاز الطبيعي بسبب القيود التي فرضتها الحكومة الهولندية منذ شهر أكتوبر 2015 بشأن تحديد الحد الأقصى لإنتاج حقل غرونينجن (Groningen Field) وهو أكبر حقول الغاز الطبيعي الهولندية عند 27 مليار متر مكعب (أي عند حوالي نصف حجم إنتاج هذا الحقل خلال عام 2013). وتتوقع وكالة الطاقة الدولية بأن تستمر تلك القيود على إنتاج هذا الحقل

الذي يشكل إنتاجه نحو نصف إنتاج هولندا من الغاز الطبيعي³²، بينما تشير ذات التوقعات إلى تراجع إجمالي إنتاج الحقول الصغرى الأخرى، التي تمثل مصدراً للنصف المتبقي من الإنتاج أي 10 مليار برميل خلال عام 2021 مقارنة بمستوياته خلال عام 2015.

2. توقعات مديرية البترول النرويجية

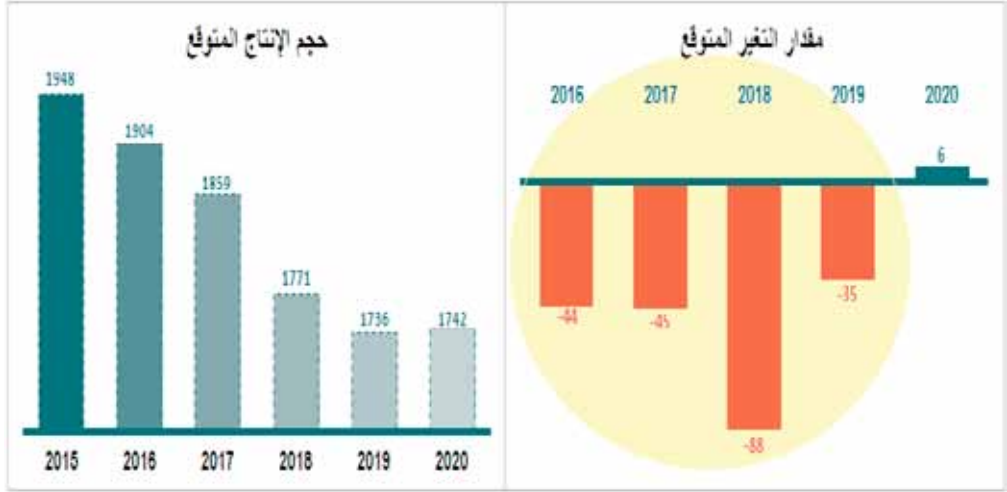
تتماشى توقعات مديرية البترول النرويجية للأجل المتوسط إي حتى عام 2020 مع توقعات وكالة الطاقة الدولية بشأن تراجع إجمالي إنتاج النرويج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات خلال السنوات القادمة، حيث تشير تلك التوقعات بأن يتراجع إجمالي إنتاج النرويج بما يزيد عن 210 ألف برميل/اليوم بين عامي 2019 و2015 ليبلغ أدنى مستوياته عند 1.7 مليون برميل/اليوم خلال عام 2019، وليعاود الصعود مجدداً خلال عام 2020.

وتشير ذات التوقعات أيضاً إلى تراجع إنتاج النرويج من النفط الخام بحوالي 186 ألف برميل في اليوم من حوالي 1.57 مليون برميل/اليوم عام 2015 إلى 1.38 مليون برميل/اليوم عام 2019، بينما يتراجع إنتاج سوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات بحوالي 27 ألف برميل يومياً من حوالي 381 ألف برميل/اليوم عام 2015 إلى حوالي 354 ألف برميل/اليوم خلال عام 2019، كما هو موضح بالشكل (30) والجدول (7) في الملحق.

³² GAS MEDIUM-TERM MARKET REPORT 2016 /IEA

الشكل (30)

التوقعات المستقبلية لإجمالي إنتاج النرويج من النفط وسوائل الغاز الطبيعي والمنتجات حتى عام 2020، ألف برميل/اليوم



المصدر: Norwegian Petroleum Directorate

وبالنسبة للغاز الطبيعي، تتوقع مديرية البترول النرويجية أن يتراجع إجمالي إنتاج النرويج من الغاز الطبيعي بحوالي 8.4 مليار متر مكعب خلال عام 2016 ليبلغ نحو 107 مليار متر مكعب خلال عام 2016، ثم يبدأ في الصعود التدريجي مجدداً حتى يبلغ نحو 111 مليار متر مكعب خلال عام 2020، كما هو موضح بالشكل (31).

الشكل (31)

التوقعات المستقبلية لإجمالي إنتاج النرويج من الغاز الطبيعي حتى عام 2020، مليار متر مكعب



المصدر Norwegian Petroleum Directorate

وتشير توقعات مديرية البترول النرويجية على المدى الطويل، إلى أن الموارد في الحقول (وهي تلك الكميات القابلة لاستخلاص من النفط والغاز الطبيعي التي لم يتخذ أي قرار بشأن إنتاجها بعد، كما تشمل أيضاً الموارد المحتملة من رفع معدلات الاستخلاص البترولي)، سوف تكون محور الزيادة في الإمدادات اللازمة لتعويض النقص الحاصل في الإمدادات القادمة من الاحتياطيات بعد عام 2016، حيث يبدأ الإرتفاع التدريجي في الإمدادات القادمة من الموارد في الحقول خلال عامي 2017 و 2018 بموازاة التراجع في الإمدادات القادمة من الاحتياطيات، كما تبرز أيضاً مساهمة الإمدادات القادمة من الإكتشافات الجديدة جنباً إلى جنب مع الإمدادات القادمة من الموارد في الحقول في تعويض النقص الحاصل في الإمدادات القادمة من الاحتياطيات خلال عامي 2019 و 2020، ثم تبدأ الإمدادات المتوقعة من الموارد غير المكتشفة في أخذ حصتها في جملة الإمدادات، وتتزايد حصص الإمدادات القادمة من الموارد في الحقول والاكتشافات وغير المكتشفة حتى تبلغ توقعات مساهمتها أكثر من نصف إجمالي الإمدادات خلال عام 2030، كما هو موضح بالشكل (32) والجدول (8) في الملحق.

الشكل (32)
التوقعات المستقبلية لإجمالي إنتاج النرويج من النفط والغاز الطبيعي حتى عام 2030 من مصادره المحتملة، (ألف برميل مكافئ نفط/يوم)



المصدر: Norwegian Petroleum Directorate

خامساً: انعكاسات إمدادات منطقة بحر الشمال على أمن الطاقة في أوروبا

ظلت المخاوف المرتبطة باحتمالية النقص في امدادات النفط و الغاز الطبيعي أو انقطاعها تشكل موضوعاً مثيراً للجدل في أوروبا طيلة تاريخ صناعة النفط. فالسوق الأوروبي الذي كان يمثل ربع الطلب العالمي على النفط مطلع فترة الثمانينيات، لا يزال يعد من أهم مصادر الطلب العالمي على النفط باستحوازه على أكثر من 15% من إجمالي الطلب العالمي على النفط محتلاً بذلك المرتبة الثالثة من بين أكبر الأسواق العالمية المستهلكة للنفط بعد السوق الآسيوية والمحيط الهادي، وسوق أمريكا الشمالية خلال عام 2015³³. كما لا يزال موضوع أمن الطاقة يتصدر أولويات الأجندة السياسية والاقتصادية لبلدان أوروبا على المديين، القريب والبعيد.

ويشكل النفط، الذي يستحوذ في الوقت الحاضر على نحو 37% من إجمالي استهلاك مصادر الطاقة المختلفة في أوروبا³⁴، محوراً رئيسياً من محاور أمن الطاقة الأوروبي، حيث ظلت أوروبا تعتمد على الخارج لتأمين احتياجاتها من الطاقة لسد فجوة الطلب على النفط³⁵، والتي شهدت بعضها تقلبات تارة نحو الارتفاع وأخرى نحو الإنخفاض متأثرة بعاملين أساسيين، يمثل الأول في حجم الاستهلاك في الدول المستهلكة الرئيسية وفي مقدمتها ألمانيا وفرنسا وإيطاليا والمملكة المتحدة، والعامل الثاني هو حجم الإنتاج من الدول المطلة على بحر الشمال ولاسيما النرويج والمملكة المتحدة.

يذكر أن الفترة (1980-2015) قد شهدت تطورات مهمة في فجوة الطلب على النفط بأوروبا، حيث شهدت الفجوة انحساراً كبيراً بنحو 3.8 مليون برميل/اليوم، أي من 13 مليون برميل/اليوم عام 1980 إلى 9.3 مليون برميل/اليوم عام 1985، بسبب التراجع الكبير في إجمالي استهلاك دول القارة من حوالي 16 مليون برميل/اليوم عام 1980 إلى 13.8 مليون

³³ منظمة أوبك، التقرير الإحصائي 2016.

³⁴ منظمة أوبك، تقرير آفاق النفط العالمي 2016.

³⁵ فجوة الطلب = إجمالي الطلب - إجمالي الإنتاج المحلي.

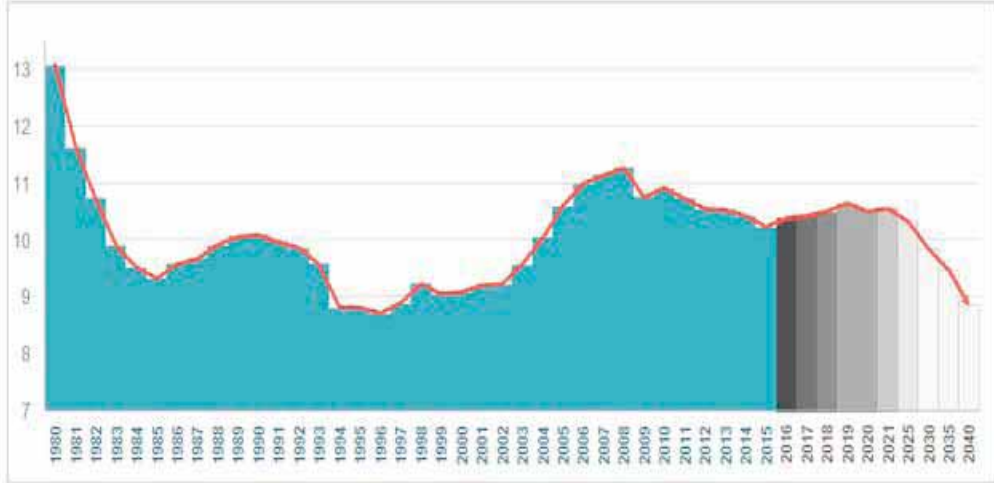
برميل/اليوم عام 1985، والناجم عن سياسات أمن الطاقة الأوروبي بعد أزمة الأسعار خلال فترة السبعينيات، والتي ركزت على التحول نحو مصادر الوقود الأخرى، ورفع كفاءة استخدام الطاقة بهدف تقليل الاعتماد على النفط المستورد، بالإضافة إلى تزايد حجم إنتاج القارة من النفط بمقدار 1.5 مليون برميل/اليوم بين عامي 1980 و 1985، والذي جاء في معظمه من الزيادة في امدادات بحر الشمال وبشكل رئيسي من النرويج والمملكة المتحدة في ذلك الوقت. وخلال الفترة (1985-1990)، ارتفعت فجوة الطلب على النفط بأوروبا بنحو 0.8 مليون برميل/اليوم حتى بلغت 10.1 مليون برميل/اليوم عام 1996، بسبب ارتفاع حجم إجمالي طلب أوروبا على النفط بحوالي 0.9 مليون برميل/اليوم بعد الانخفاض الكبير في أسعار النفط خلال تلك الفترة، ثم ما لبثت فجوة الطلب على النفط بأوروبا في الانحسار بشكل كبير حتى بلغت أدنى مستوياتها عند 8.7 مليون برميل/اليوم عام 1996، وذلك بسبب الطفرة الكبيرة التي شهدتها حجم إنتاج القارة من النفط والذي ارتفع من 4.6 مليون برميل/اليوم عام 1990 إلى 7.0 مليون برميل/اليوم عام 1996، وقد جاءت تلك الزيادة بشكل رئيسي من بحر الشمال بقيادة النرويج والمملكة المتحدة.

ومع بداية التراجع في امدادات بحر الشمال من النفط، والتي بدأت مبكراً في المملكة المتحدة أي منذ نهاية فترة التسعينيات، متبوعة بالتراجع في النرويج منذ بدايات القرن الحالي، انحسرت بشكل كبير الإمدادات النفطية من بحر الشمال، والذي تراجع بسببه حجم إنتاج القارة من النفط إلى نحو 4.9 مليون برميل/اليوم عام 2008. وقد ترافق مع ذلك تزايد إجمالي طلب دول القارة، والذي بلغ نحو 16.2 مليون برميل/اليوم آنذاك مما تسبب في ارتفاع فجوة الطلب على النفط بأوروبا إلى أعلى مستوياتها أي عند 11.3 مليون برميل/اليوم عام 2008، إلا أن التراجع الذي شهدته إجمالي طلب دول القارة من النفط بعد ذلك، والذي كان أسرع في وثيرته من التراجع المتواصل في امدادات بحر الشمال، أدى إلى انخفاض فجوة الطلب على النفط بأوروبا إلى نحو 10.2 مليون برميل/اليوم خلال عام 2015.

وتشير التوقعات المستقبلية لسيناريو الإشارة في تقرير آفاق النفط العالمي مصادر عن منظمة أوبك، إلى أن فجوة الطلب على النفط بأوروبا سوف تتراوح ما بين 10-11 مليون برميل/اليوم خلال الفترة 2016-2025، قبل أن تتحسر إلى نحو 8.9 مليون برميل/اليوم خلال عام 2040، كما يوضح الشكل (33) والجدول (9) في الملحق.

الشكل (33)

تطور فجوة الطلب على النفط في أوروبا خلال فترة 1980 – 2015، وتوقعاتها المستقبلية حتى عام 2040،
(مليون برميل/ اليوم)



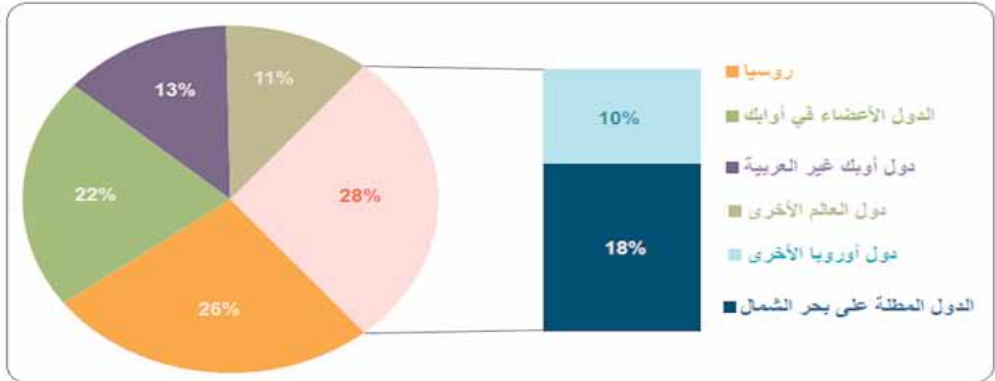
المصدر: احصاءات الطاقة العالمية / ادارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA ؛ تقرير آفاق النفط العالمي 2016 / أوبك. التوقعات المستقبلية للطلب والإنتاج حسب سيناريو الإشارة لتقرير آفاق النفط العالمي 2016 مصادر عن منظمة أوبك .

وتعتمد دول أوروبا في تأمين نحو 28% من إجمالي احتياجاتها من النفط الخام محلياً من الدول الأوروبية المنتجة، بينما تعتمد على مصادر الإمدادات الخارجية في تأمين الجزء المتبقى البالغ نحو 72% من إجمالي احتياجاتها المحلية من النفط الخام، وتستأثر الإمدادات الروسية بحصة 26% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، بينما تستحوذ الإمدادات من الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوبك) على حصة 22%، وإمدادات دول أوبك غير العربية بحصة 13% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام.

ومن مصادر الإمدادات المحلية، تبلغ حصة امدادات الدول المطلة على بحر الشمال في تأمين نحو 18% من إجمالي احتياجات أوروبا من النفط الخام، جاء معظمها من النرويج والمملكة المتحدة، حيث توجهت نسبة 98% من إجمالي صادرات النفط الخام النرويجية إلى دول أوروبية، لتمثل حصة الامدادات النرويجية نحو 10.8% من إجمالي احتياجات أوروبا من النفط الخام، بينما توجهت نسبة 87% من إجمالي صادرات النفط الخام للمملكة المتحدة إلى دول أوروبية لتمثل حصة 4.5% من إجمالي احتياجات أوروبا من النفط الخام خلال عام 2014، كما هو موضح بالشكل (34).

الشكل (34)

حصة المصادر الرئيسية للإمدادات من واردات أوروبا من النفط الخام خلال عام 2014، %



المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016؛ إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA، احصاءات الطاقة العالمية. World Oil Trade, Wiley Blackwell, September 2015.

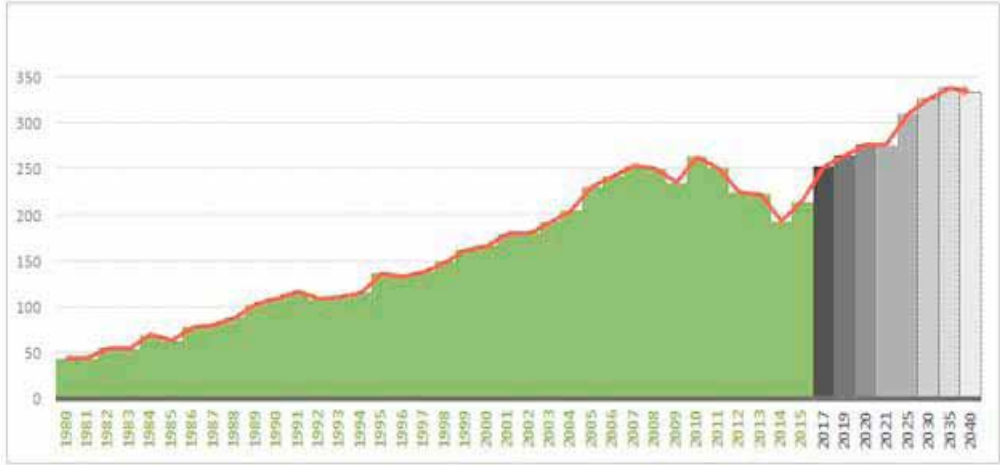
وفي مجال الغاز الطبيعي، تكتسب السوق الأوروبية أهمية خاصة كونها تعد من أقدم الأسواق المستهلكة للغاز بعد السوق الأمريكية وأكبر مستورد للغاز الطبيعي في العالم. ويشكل الغاز الطبيعي الذي تمثل حصته نحو 24% من إجمالي استهلاك أوروبا من مصادر الطاقة المختلفة، محوراً رئيسياً من محاور أمن الطاقة الأوروبي، في ظل اعتماد أوروبا على مصادر إمدادات خارجية قليلة لتأمين احتياجاتها المتمثلة في سد فجوة الطلب المتزايدة ما بين إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي خلال الفترة (1980 – 2004)، والتي ظلت ترتفع بسبب النمو في

إجمالي طلب أوروبا على الغاز الطبيعي بمعدلات أسرع من مثيلاتها في الإنتاج. فقد بلغ معدل النمو السنوي في إجمالي طلب أوروبا على الغاز الطبيعي حوالي 2.4% خلال تلك الفترة مرتفعاً من 302 مليار متر مكعب عام 1980 إلى 531 مليار متر مكعب عام 2004، بينما لم يتجاوز معدل النمو السنوي في إجمالي إنتاج أوروبا من الغاز الطبيعي نسبة 1% خلال ذات الفترة، حيث ارتفع الإنتاج من 258 مليار متر مكعب عام 1980 إلى 326 مليار متر مكعب عام 2004. وواصل إجمالي طلب أوروبا على الغاز الطبيعي نموه ليرتفع إلى 563 مليار متر مكعب خلال عام 2010، في حين بدأ التراجع مبكراً في إجمالي الإنتاج أي منذ عام 2004 ليتراجع إلى 300 مليار متر مكعب عام 2010. وكانت المحصلة اتساع فجوة الطلب على الغاز الطبيعي بأوروبا من 44 مليار متر مكعب عام 1980 إلى 264 مليار متر مكعب عام 2010. وخلال الفترة 2010-2015 بدأ التراجع في إجمالي طلب أوروبا على الغاز الطبيعي وبوثيرة تجاوزت وثيرة التراجع في الإنتاج، حيث تراجع الطلب بمعدل 3.4%، لينخفض إلى حوالي 474 مليار متر مكعب خلال عام 2015، بينما تراجع الإنتاج بمعدل 2.8% خلال ذات الفترة، لينخفض إلى 260 مليار متر مكعب عام 2015، وكانت المحصلة انحسار فجوة الطلب على الغاز الطبيعي بأوروبا إلى نحو 215 مليار متر مكعب في عام 2015.

وتشير التوقعات المستقبلية لسيناريو السياسات الجديدة في تقرير آفاق الطاقة العالمي لوكالة الطاقة الدولية لعام 2016، إلى أن فجوة الطلب على الغاز الطبيعي بأوروبا سوف تزداد اتساعاً لتبلغ 334 مليار متر مكعب خلال عام 2040، مع تزايد الطلب المتزامن مع تسارع التراجع في الإنتاج المحلي. وهذا يعني تزايد الطلب الأوروبي على الغاز الطبيعي من مصادر الإمداد الخارجية بمعدل 56% عن مستوياته في عام 2015، كما يوضح الشكل (35) والجدول (10) في الملحق.

الشكل (35)

تطور فجوة الطلب على الغاز الطبيعي* في أوروبا خلال الفترة 1980 – 2015
وتوقعاتها المستقبلية حتى عام 2040، مليار متر مكعب



المصدر: التقرير الإحصائي السنوي 2016/ أوبك؛ تقرير أفاق الطاقة العالمي 2016 / IEA.
* الغاز الطبيعي المسوق.

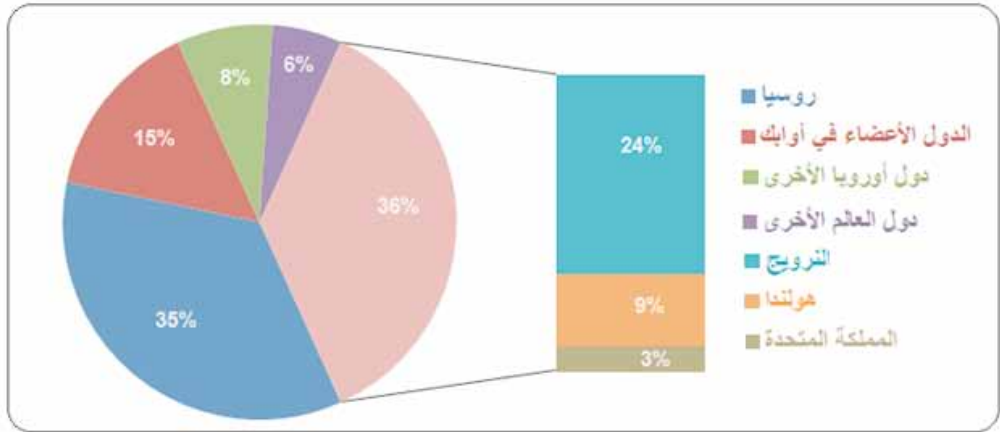
التوقعات المستقبلية للطلب والإنتاج حسب سيناريو السياسات الجديدة لتقرير أفاق الطاقة العالمي من وكالة الطاقة الدولية IEA

وتعتمد دول أوروبا في تأمين نحو 44% من إجمالي احتياجاتها من الغاز الطبيعي محلياً من الدول الأوروبية المنتجة، بينما تعتمد على مصادر الإمدادات الخارجية في تأمين الجزء المتبقى البالغ نحو 56% و تستأثر الإمدادات الروسية بحصة 35% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي، بينما تستحوذ الإمدادات من الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) على حصة 15% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي.

ومن مصادر الإمدادات المحلية، تبلغ حصة امدادات الدول المطلة على بحر الشمال نحو 36% من إجمالي احتياجات أوروبا من الغاز الطبيعي، جاء معظمها من النرويج وهولندا والمملكة المتحدة، حيث توجهت نسبة 97.5% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي النرويجية إلى دول أوروبية، لتمثل حصة الإمدادات النرويجية نحو ربع إجمالي واردات أوروبا من

الغاز الطبيعي، بينما بلغت حصة امدادات هولندا نحو 9% وحصة امدادات المملكة المتحدة نحو 3% خلال عام 2015، كما يوضح بالشكل (36).

الشكل (36)
حصة المصادر الرئيسية للإمدادات من واردات أوروبا من الغاز الطبيعي
خلال عام 2015، %



المصدر: برتش بتروليوم BP، تقرير إحصاءات الطاقة العالمية يونيو 2016.

بناء على ما تقدم وإذا ما نظرنا إلى واقع أمن الطاقة الأوروبي من زاوية مصادر الإمدادات، يتضح أن أوروبا تعتمد بشكل كبير على امدادات الدول المطلة على بحر الشمال في تأمين نحو ثلثي امداداتها المحلية التي تمثل حصتها نحو 28% من إجمالي امداداتها من النفط الخام، كما تعتمد أيضاً على امدادات دول بحر الشمال في تأمين أكثر من أربعة أخماس امداداتها المحلية التي تمثل حصتها نحو 44% من إجمالي امداداتها من الغاز الطبيعي الأمر الذي يبرز أهمية إمدادات بحر الشمال في مسألة أمن الطاقة في أوروبا.

وبالمقابل، تعتمد أوروبا على الخارج لتأمين نحو 72% من إجمالي احتياجاتها من النفط الخام، ونحو 56% من إجمالي احتياجاتها من الغاز الطبيعي، كما تبرز الاعتمادية العالية على استيرادات النفط الخام والغاز الطبيعي من دول قليلة، بالأخص من روسيا التي

تعتبر أكبر مصادر الامدادات الخارجية لأوروبا من النفط الخام والغاز الطبيعي، حيث تستأثر امداداتها بحصة 26% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، وحصة 35% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي. كما تعتمد أوروبا، على غاز الأنابيب بشكل رئيسي سواء من مصادر الإمداد المحلية مثل النرويج وهولندا والمملكة المتحدة، أو مصادر الإمداد الخارجية والتي في مقدمتها روسيا وشمال إفريقيا، الأمر الذي يحد من قدرتها في تنويع مصادر الإمداد مقارنة بالغاز المسيل الذي يتمتع بمرونة عالية بالمقارنة مع غاز الأنابيب.

وتبرز تلك هذه الأرقام مصادر القلق وحساسية ملف أمن الطاقة في أوروبا، وهو ما أكده الموقف الروسي خلال مسلسل أزمات الغاز الروسية الأوكرانية عامي 2006 و 2008، والتي أدت إلى توقف تدفق الغاز الروسي إلى أوروبا عبر أوكرانيا التي يمر عبرها حوالي 80% من إجمالي صادرات الغاز الروسي إلى أوروبا، وهو الوضع الذي أثر في كلٍّ من ألمانيا والنمسا، وعزز من الشكوك الأوروبية في مدى إمكانية اعتبار روسيا دولة مزودة موثوق بها، وكان ذلك دافعاً لإعادة النظر بسياسة الطاقة للاتحاد الأوروبي.

سادساً: انعكاسات إمدادات بحر الشمال على الدول الأعضاء في منظمة أوبك

إذا ما نظرنا إلى موقع الدول الأعضاء في منظمة أوبك كأهم منتج لمصادر الطاقة التقليدية في العالم، نجد أنه وبالرغم من أن حصة الدول الأعضاء في السوق الأوروبية تناهز 24% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، وحوالي 15% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي، إلا أنها لا تزال تتسم بالمحدودية بالمقارنة مع إمكانات الدول الأعضاء التي تتصدر المجموعات الدولية من حيث فوائض موازين النفط والغاز الطبيعي.

ويرجع تواضع حصة الدول الأعضاء في السوق الأوروبية للنفط والغاز لعدة أسباب يأتي في مقدمتها حجم اعتماد أوروبا الكبير على الإمدادات المحلية القادمة من بحر الشمال كمصدر أول للطاقة، والمنافسة الشديدة التي تواجهها إمدادات الدول الأعضاء من قبل الإمدادات الروسية من الغاز، نتيجة لأفضلية الموقع الجغرافي الذي منح روسيا مرونة تسويقية جعلت بالإمكان انتشار شبكات أنابيب تصدير الغاز الروسي بصورة أوسع في أسواق أوروبا، مما يبرز بشكل لافت ارتفاع حصة الإمدادات الروسية من الغاز الطبيعي في الأسواق الأوروبية، حيث تستأثر بحصة 35% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي.

وفي السوق الأوروبية للنفط، تستأثر الإمدادات الروسية بحصة 26% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام. حيث تجدر الإشارة إلى أنه على الرغم من الانخفاض التدريجي لإمدادات بحر الشمال من النفط الخام بسبب النضوب الطبيعي للمكامن الذي بدأ بعد عام 2000 من جهة، ومواصلة الطلب الأوروبي على النفط الخام استقراره عند مستوياته الطبيعية من جهة أخرى، ظل إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام فوق مستوى 12 مليون برميل/اليوم حتى عام 2008، مما يعني ارتفاع حجم واردات أوروبا من مصادر الإمدادات الخارجية خلال تلك الفترة لتعويض النقص في الإمدادات القادمة من بحر الشمال. وشهد إجمالي صادرات الدول الأعضاء في منظمة أوبك من النفط الخام إلى أوروبا تراجعاً كبيراً خلال تلك الفترة، حيث ساهم الازدياد المضطرد في وثائر إنتاج النفط في روسيا، بالأخص

بعد عام 2000، وما رافقه من محدودية في مستويات الاستهلاك، ناهيك عن تخفيضها خلال بعض السنوات، في تهيئة كميات متزايدة من النفط للتصدير، وهكذا فقد استمرت صادرات النفط الروسي لأوروبا بالتزايد خلال تلك الفترة لتعويض النقص في الإمدادات القادمة من بحر الشمال، كما يوضح الشكل (37).

الشكل (37)



المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 .
*الدول السبع الأعضاء في منظمة أوبك وأوبك هي: السعودية والإمارات و الكويت وقطر والعراق وليبيا والجزائر

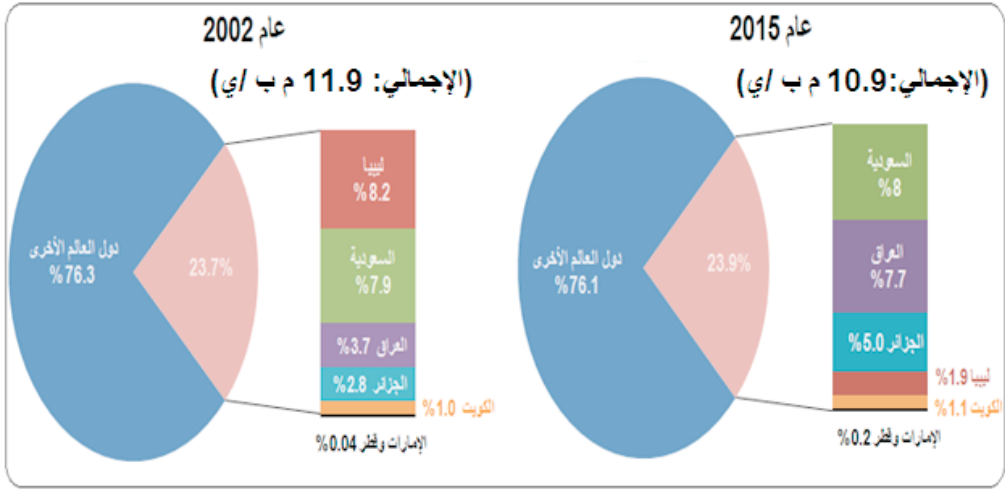
وبالنسبة للدول الأعضاء، فقد استقرت حصتها في السوق الأوروبية خلال الفترة من 2002-2015 عند حدود 24% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، حيث ساهمت الصادرات الليبية بأكثر حصة بين الدول الأعضاء من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، بلغت 8.2% خلال عام 2002، تليها الصادرات السعودية التي بلغت 7.9% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام خلال ذات العام، ثم جاءت الصادرات العراقية فالصادرات الجزائرية بحصة 3.7% و 2.8% على التوالي.

وخلال عام 2015، تراجعت حصة الصادرات الليبية من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام إلى حوالي 1.9% نتيجة لتراجع الانتاج الليبي بشكل عام، بينما ارتفعت حصص

صادرات المملكة العربية السعودية والعراق والجزائر من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام خلال عام 2015 إلى 8% و 7.7% و 5% على التوالي، كما هو موضح بالشكل (38).

الشكل (38)

حصص صادرات الدول الأعضاء إلى أوروبا من إجمالي الواردات الأوروبية من النفط الخام خلال عامي 2002 و 2015، %

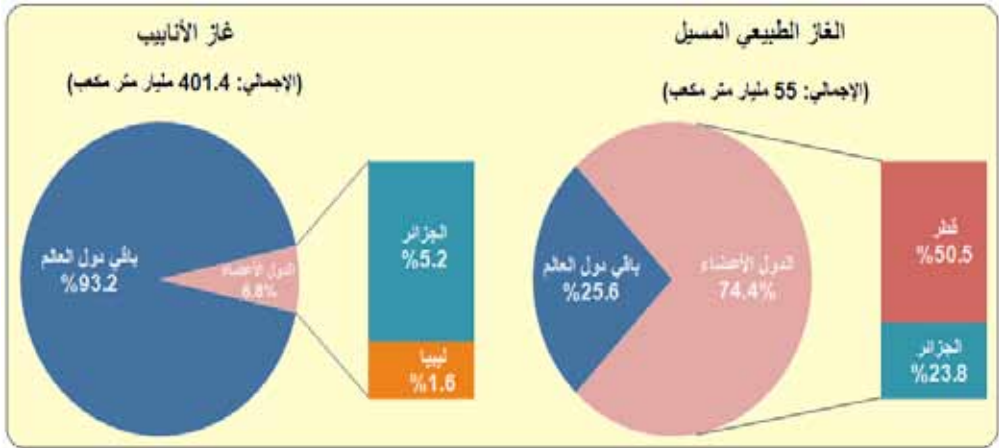


المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 & 2017.

وبالنسبة للغاز الطبيعي، بلغت حصة الامدادات من الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتروول (أوبك) حوالي 15% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، وقد جاءت تحديداً من الجمهورية الجزائرية ودولة قطر ودولة ليبيا. وتعتبر حصة الدول الأعضاء متواضعة في سوق الواردات الأوروبية من الغاز الطبيعي عن طريق الأنابيب بالمقارنة مع حصتها بالنسبة لواردات أوروبا من الغاز الطبيعي المسيل، حيث بلغت حصة الدول الأعضاء نحو 6.8% من إجمالي واردات أوروبا من غاز الأنابيب خلال عام 2015، والتي جاءت من صادرات الجزائر التي بلغت حصتها 5.2% من إجمالي واردات أوروبا من غاز الأنابيب، ومن صادرات ليبيا التي بلغت حصتها 1.6%. وبالمقابل،

هيمنت الصادرات القطرية والجزائرية على حصة تناهز ثلاثة أرباع إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي المسيل خلال عام 2015، حيث بلغت حصة قطر أكثر من نصف إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي المسيل، بينما بلغت حصة الجزائر نحو 23.8% من نصف إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي المسيل خلال عام 2015، كما هو موضح بالشكل (39).

الشكل (39)
حصص صادرات الدول الأعضاء إلى أوروبا من إجمالي الواردات الأوروبية من الغاز الطبيعي خلال عام 2015



المصدر: برتش بتروليوم BP، تقرير إحصاءات الطاقة العالمية يونيو 2016 .

وبإلقاء نظرة مستقبلية، تشير توقعات منظمة الدول المصدرة للنفط (أوبك) في تقرير آفاق النفط العالمي لعام 2016، أن مجموعة الدول الأعضاء في أوبك وروسيا سوف تحققان فوائض في ميزان النفط خلال كامل الفترة (2015-2040)، حيث يتوقع أن ينمو فائض الميزان النفطي لمجموعة الدول الأعضاء في أوبك بمعدلات معتدلة ليبلغ 28.2 مليون برميل /اليوم خلال عام 2025، ثم يتسارع نموه ليصل إلى 30.3 مليون برميل /اليوم خلال عام 2030، ثم إلى 35.3 مليون برميل /اليوم خلال عام 2040. بينما يتوقع أن يستقر فائض الميزان النفطي لروسيا عند حدود 7.4 مليون برميل /اليوم خلال الفترة 2015-2040.

وبالمقابل، تشير التوقعات إلى أن المجموعات الدولية الأخرى سوف تواجه عجزاً في موازينها النفطية خلال تلك الفترة، حيث يتوقع أن يمتد عجز الميزان النفطي لأمريكا الشمالية بتذبذبات بسيطة حول مستوياته الحالية حتى عام 2021، ثم يبدأ في التلاشي تدريجياً إلى أن ينقلب إلى فائض بمقدار 0.7 مليون برميل/اليوم خلال عام 2030، ويرتفع هذا الفائض إلى 2.3 مليون برميل/اليوم خلال عام 2040. من المتوقع أن يتسبب تراجع الطلب في مجموعة آسيا والمحيط الهادي بعد عام 2025 إلى انكماش عجز الميزان النفطي لدول المجموعة بحوالي 2.1 مليون برميل/اليوم ليصل إلى 5.5 مليون برميل/اليوم عام 2040 مقارنة بعجز مقداره 7.6 مليون برميل/اليوم خلال عام 2015. كما تشير التوقعات إلى ارتفاع عجز الميزان النفطي للصين من 6.4 مليون برميل/اليوم خلال عام 2015 إلى 13.6 مليون برميل/اليوم خلال عام 2040.

وفيما يخص مجموعة دول أوروبا الصناعية، تشير التوقعات إلى استقرار عجز الميزان النفطي عند مستوي 10 مليون برميل/اليوم حتى عام 2021، ثم يبدأ في الانكماش التدريجي حتى يبلغ 8.2 مليون برميل/اليوم خلال عام 2040. وعلى الرغم من التراجع المحتمل في إجمالي امدادات دول المجموعة من النفط، بسبب التراجع في إجمالي امدادات الدول المطلة على بحر الشمال – المصدر الرئيسي للإمدادات المحلية لمجموعة دول أوروبا الصناعية من النفط- خلال الفترة 2015-2040، وذلك بسبب أن التراجع المتوقع في إجمالي طلب دول المجموعة سيكون أعلى من التراجع المحتمل في إجمالي امداداتها من النفط خلال ذات الفترة، وستكون المحصلة انكماش عجز الميزان النفطي لدول أوروبا الصناعية.

وعليه، فإن التراجع المتوقع في إجمالي امدادات الدول المطلة على بحر الشمال من النفط من غير المتوقع أن يساهم في زيادة الطلب على الإمدادات الخارجية و توفير فرص تسويقية جديدة في سوق النفط الأوروبية لصادرات النفط من الدول الأعضاء في منظمة أوبك، كما يتوقع أن يساهم انكماش عجز الميزان النفطي لدول المجموعة في تحرير كميات

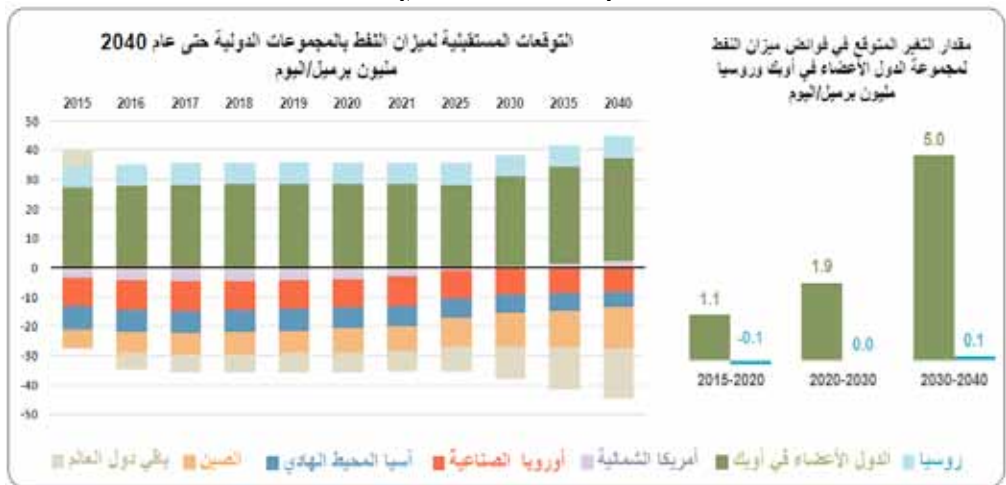
إضافية من الصادرات الروسية من النفط والتي كانت تتجه إلى أسواق أوروبا ، لتتجه إلى أسواق عالمية أخرى، ولتساهم في توفير مصادر امدادات إضافية أخرى منافسة لصادرات النفط من الدول الأعضاء في منظمة أوبك. ويوضح الجدول (10) والشكل (40) التوقعات المستقبلية لميزان النفط بالمجموعات الدولية حتى عام 2040:

الجدول (10)
التوقعات المستقبلية لميزان النفط بالمجموعات الدولية حتى عام 2040
مليون برميل/اليوم

2040	2035	2030	2025	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	
2.3	1.5	0.7	-0.7	-3.1	-3.7	-4.0	-4.4	-4.6	-4.3	-3.4	أمريكا الشمالية
-8.2	-8.8	-9.2	-9.7	-10.0	-10.0	-10.1	-10.0	-10.0	-10.0	-9.9	أوروبا الصناعية
-5.5	-5.9	-6.3	-6.7	-7.0	-7.1	-7.3	-7.3	-7.5	-7.6	-7.6	آسيا المحيط الهادي
35.3	32.9	30.3	28.2	28.3	28.4	28.5	28.3	28.0	27.7	27.3	الدول الأعضاء في أوبك
7.4	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4	7.5	7.6	7.4	روسيا
-13.6	-12.4	-11.0	-9.5	-8.3	-8.0	-7.7	-7.5	-7.3	-6.9	-6.4	الصين
-17.5	-14.4	-11.6	-8.7	-7.0	-6.7	-6.6	-6.5	-6.1	-5.7	5.5	باقي دول العالم

المصدر: منظمة أوبك، تقرير آفاق النفط العالمي 2016 .

الشكل (40)
التوقعات المستقبلية لميزان النفط بالمجموعات الدولية حتى عام 2040
(مليون برميل/اليوم)



وفي مجال الغاز الطبيعي، تكتسب السوق الأوروبية أهمية خاصة كونها تعد من أقدم الأسواق المستهلكة للغاز بعد السوق الأمريكية وأكبر مستورد للغاز الطبيعي في العالم، وتعتبر حصة صادرات الدول الأعضاء من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي منخفضة بالمقارنة مع حصتها بالنسبة للنفط، حيث ترتفع درجة اعتماد أوروبا على إمداداتها المحلية من الغاز الطبيعي القادمة أساساً من دول بحر الشمال، كما ترتفع درجة اعتمادية أوروبا في توفير إمداداتها الخارجية من الغاز الطبيعي على روسيا.

وقد دفعت التطورات الأخيرة في مجال الطاقة إلى إعادة النظر في مفاهيم أمن الطاقة وعلاقتها بالتنمية والبيئة على مستويات مختلفة أكاديمية وبحثية وحكومية، وتعتبر أوروبا ممثلة في الإتحاد الأوروبي في مقدمة المجموعات الدولية التي باشرت في صياغة مفاهيم جديدة لأمن الطاقة الأوروبي.

وتصدرت قضية الطاقة مراكز متقدمة في الأجندة الاقتصادية والسياسية للإتحاد الأوروبي نتيجة لعدة عوامل يأتي في مقدمتها، تزايد الطلب العالمي على مصادر الطاقة المختلفة، وعدم الاستقرار في معظم المناطق الأساسية المنتجة لتلك المصادر، علاوة على المستجدات التي طرأت على العلاقات الروسية الغربية مؤخراً في ظل الأهمية الخاصة للإمدادات الروسية في مزيج واردات النفط والغاز الأوروبية. ولعل مسلسل أزمات الغاز الروسية الأوكرانية عامي 2006 و 2008 - التي أدت إلى توقف تدفق ضخ الغاز الروسي إلى أوروبا عبر أوكرانيا- يبرهن على الشكوك الأوروبية حول مدى إمكانية اعتبار روسيا دولة مصدرة موثوق بها من جهة، والتخوف الأوروبي من الرغبة الروسية في استخدام الطاقة كسلاح استراتيجي في علاقاتها مع الغرب من جهة أخرى.

وفي ظل الأهمية الخاصة للإمدادات الروسية في مزيج واردات الغاز الأوروبية، بالإضافة إلى عوامل النضوب التي تعاني منها مناطق الإمدادات الرئيسية في بحر الشمال، حيث تشير التوقعات المستقبلية إلى تسارع نمو الطلب الأوروبي على الغاز الطبيعي في

مواجهة التراجع المتوقع لإمدادات الغاز الطبيعي من بحر الشمال، حيث يتوقع تزداد فجوة الطلب على الغاز الطبيعي بأوروبا اتساعاً إلى أن تصل إلى 334 مليار متر مكعب خلال عام 2040، مما يعني تزايد الطلب الأوروبي على الغاز الطبيعي من مصادر الإمدادات الخارجية بمعدل 56% عن مستوياته في عام 2015. لقد شكلت هذه العوامل المتداخلة، الدافع الرئيسي لإعادة النظر بسياسة الطاقة للاتحاد الأوروبي بتوسيع المفهوم الأوروبي لأمن الطاقة ليشمل التحكم في العرض الخارجي من خلال التركيز على الدخول في شراكة مع الدول الأساسية التي يعتمد عليها الاتحاد الأوروبي في تأمين وارداته من النفط والغاز الطبيعي إلى جانب إدارة الطلب الداخلي على الطاقة، ورفع كفاءة استخدامها، وتوسيع قاعدة المصادر النوعية للطاقة، وتنظيم الاسواق الداخلية للطاقة لتجنب الأزمات والصدمات المفاجئة.

كانت الدول الأعضاء في منظمة أوبك في مقدمة البدائل المرشحة في استراتيجية التحكم في العرض الخارجي للاتحاد الأوروبي كونها من أهم الدول الأساسية التي يعتمد عليها الاتحاد الأوروبي في تأمين وارداته من النفط والغاز الطبيعي، حيث تساهم صادرات الدول الأعضاء بحصة تناهز 24% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام و 15% من الغاز الطبيعي.

وفي هذا الإطار تهدف استراتيجية الإتحاد الأوروبي إلى ربط بلدانه بأنايب غاز مع دول الشرق الأوسط وشمال إفريقيا، وتشجيع إمدادات الغاز المسيل من مناطق منتجة كبيرة أخرى بعيداً عن روسيا. وهذا التوجه يعني فتح فرصاً تسويقية جديدة لصادرات الغاز المسيل من بعض البلدان الأعضاء مثل قطر والجزائر، وبالتالي أصبحت الدول الأعضاء جزءاً مكماً لإستراتيجية الإتحاد الأوروبي لتنوع مصادره امداداته والمساهمة في تلبية احتياجات بلدان الإتحاد المستقبلية المتزايدة من الغاز الطبيعي.

وبالمقابل، تقوم روسيا بالعمل على تنويع أسواقها، التي قد تتأثر بسياسات الإتحاد الأوروبي الهادفة إلى تقليل الاعتماد على الغاز الروسي، وتسعى روسيا إلى دخول الغاز الروسي إلى أسواق آسيا التي تعتبر وجهة رئيسية لصادرات الدول الأعضاء في منظمة

أوبك، حيث ستؤدي زيادة المنافسة من الغاز الروسي إلى إعادة خارطة توزيع صادرات الدول الأعضاء جزئياً وتبديل وجهات بعض الكميات من صادرات الغاز المسيل إلى أسواق أخرى من ضمنها الأسواق الأوروبية، وهو أمر ممكن من الناحية العملية في ضوء مرونة شحنات الغاز الطبيعي المسيل.

خلاصة القول، من المتوقع أن تنعكس أية تطورات لإمدادات بحر الشمال من النفط والغاز، على الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوبك)، بقدر تأثير هذه التطورات على أسواق النفط والغاز العالمية. كما أن انعكاس هذه التأثيرات على الدول الأعضاء كلاعب أساسي في هذه الأسواق يتأثر سلباً أو إيجاباً بتطوراتها السلبية والإيجابية، إلا أن التوقعات المرجحة لمستويات الطلب والإمدادات المستقبلية للنفط والغاز الطبيعي تشير إلى أن السياسات والإجراءات والخطط المقترحة من قبل الاتحاد الأوروبي المعنية بالطاقة بشكل عام، والنفط والغاز الطبيعي بشكل خاص، سيكون لها الانعكاسات الأكثر تأثيراً على الدول الأعضاء في منظمة أوبك ومستقبل الطلب على امداداتها من النفط والغاز الطبيعي.

فالإجراءات التي تهدف إلى رفع كفاءة الاستخدام وتنويع مصادر الطاقة في أوروبا سيكون لها آثار مباشرة في تخفيض احتياجات إجمالي طلب أوروبا على النفط، بدرجة أكبر من الانخفاض المتوقع في امدادات النفط من الدول المطلة على بحر الشمال، وبالتالي استيراد كميات أقل من النفط مما كان يمكن. وكذلك الحال بالنسبة لسياسة الاتحاد الأوروبي الهادفة إلى زيادة حصة الطاقات المتجددة التي ستفضي إلى انخفاض الطلب على النفط، مما يؤدي إلى تزايد فائض العرض في ظل الاستقرار المتوقع للصادرات الروسية من النفط. كما أن سياسات الاتحاد الأوروبي الهادفة إلى تقليل الاعتماد على الغاز الروسي، وردة فعل روسيا بالعمل على تنويع أسواقها، سيوفر فرصاً تسويقية أكبر لصادرات الدول الأعضاء في منظمة أوبك في سوق الغاز الأوروبية، ولكنه سيؤدي في نفس الوقت إلى زيادة حدة المنافسة من قبل الغاز الروسي لصادرات الدول الأعضاء في منظمة أوبك إلى أسواقها الرئيسية في آسيا.

سابعاً: الخلاصة والاستنتاجات

من أهم ما خلصت إليه الدراسة ما يلي:

- احتلت منطقة بحر الشمال مكانة مهمة في مشهد الطاقة العالمي بفضل الاحتياطيات الضخمة من النفط والغاز الطبيعي التي تم اكتشافها بعد فترة الستينيات القرن الماضي، وبلغت هذه الإحتياطيات ذروتها خلال منتصف ثمانينات القرن الماضي، كنتيجة لموجة الاستثمارات الواسعة التي شهدتها تلك الحقبة بعد سلسلة الارتفاعات المتواصلة في أسعار النفط خلال عقد السبعينيات ومطلع الثمانينيات. إلا أن احتياطيات النفط والغاز الطبيعي في بحر الشمال بدأت في الانحدار التدريجي بعد ذلك بسبب عوامل النضوب الطبيعي لحقول المنطقة الذي برزت بوادره بوضوح منذ بدايات القرن الحالي
- بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للدول المطلة على بحر الشمال ذروته عند حوالي 24.9 مليار برميل خلال عام 1986، إلا أنه بدأ في الانحدار التدريجي بعد ذلك لتتخفص تقديراته إلى حوالي 9.5 مليار برميل خلال عام 2015.
- بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال ذروته عند حوالي 6.2 تريليون متر مكعب خلال عام 1987، إلا أنه بدأ في الانحدار التدريجي بعد ذلك لتتخفص تقديراته إلى نحو 3.3 تريليون متر مكعب عام 2015.
- تتركز احتياطيات بحر الشمال من النفط بشكل أساسي في المياه الإنجليزية والنرويجية، حيث بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام للنرويج والمملكة المتحدة نحو 8.5 مليار برميل خلال 2015، لتشكل حوالي 98.6% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة للدول المطلة على بحر الشمال، حيث تبوأ النرويج المركز الأول بين دول المجموعة باستحواذها على نحو 58% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة لدول المجموعة، بينما جاءت المملكة المتحدة في المركز الثاني بحصة بلغت نحو 31.5% من إجمالي الإحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بمنطقة بحر الشمال عام 2015.

- تتركز احتياطيات بحر الشمال من الغاز الطبيعي بشكل أساسي في النرويج وهولندا والمملكة المتحدة، حيث بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لهذه الدول نحو 3.2 تريليون متر مكعب خلال عام 2015، لتشكل حوالي 96% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة للدول المطلة على بحر الشمال، حيث تبوأَت النرويج المركز الأول بين دول المجموعة باستحواذها على نحو 62% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة لدول المجموعة، بينما جاءت هولندا في المركز الثاني بحصة بلغت نحو 27% ، والمملكة المتحدة في المركز الثالث بحصة بلغت نحو 7% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بمنطقة بحر الشمال عام 2015.
- تميزت حركة إنتاج النفط في منطقة بحر الشمال منذ أوائل فترة السبعينيات بزيادة مستمرة بشكل عام، وذلك لفترة ثلاثة عقود متتالية لاحقة (باستثناء الانخفاض في بعض السنوات)، حيث تزايد إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال من 217 ألف برميل/اليوم فقط عام 1973، ليلبغ أعلى مستوياته على الإطلاق وهو 6.5 مليون برميل/اليوم خلال عام 2000، ويمثل هذا المستوى الحد الأعلى للإنتاج الذي وصل إليه إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال منذ بداياته، وهو ما يمثل حوالي 8.5% من إجمالي الإنتاج العالمي من النفط خلال العام المذكور.
- بدأ إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال في الانحدار التدريجي بعد عام 2000 بسبب عوامل النضوب الطبيعي للاحتياطيات النفطية التي أُلقت بظلالها على منطقة بحر الشمال، حتى بلغت مستوياته أقل من 3.3 مليون برميل /اليوم خلال عام 2015.
- اكتسب بحر الشمال أهمية اقتصادية متزايدة في أسواق النفط العالمية خلال فترة الثمانينيات والتسعينيات، بسبب التزايد المضطرد في حصة مجموعة الدول المطلة عليه

حتى بلغت نحو 8.9% من إجمالي إنتاج النفط العالمي عام 1999، وكانت مصدراً رئيسياً من مصادر الإمدادات النفطية العالمية من خارج أوبك بحصة بلغت 15.4% من إجمالي إنتاج المجموعة، إلا أن هذه الأهمية الاقتصادية تراجعت نسبياً منذ بدايات القرن الحالي بسبب التراجع الكبير الذي شهده الإنتاج النفطي للدول المطلة على بحر الشمال، وما ترتب عليه من تراجع لحصتها إلى حوالي 3.4% من إجمالي إنتاج النفط العالمي عام 2015، وحوالي 5.9% من إجمالي إنتاج مجموعة خارج أوبك بحصة خلال عام 2015.

- يأتي معظم إنتاج بحر الشمال النفطي من النرويج والمملكة المتحدة، حيث بلغ إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للنرويج حوالي 1.9 مليون برميل/اليوم، والمملكة المتحدة نحو 970 ألف برميل/اليوم خلال عام 2015.
- شهد إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في منطقة بحر الشمال نمواً متواصلًا منذ مطلع فترة السبعينيات ولأكثر من ثلاثة عقود متتالية (باستثناء انخفاض واحد حصل خلال الفترة 1979-1982)، فقد تزايد إجمالي الغاز الطبيعي المسوق للدول المطلة على بحر الشمال من 66 مليار متر مكعب عام 1970 إلى أن بلغ ذروته عند مستوى 288 مليار متر مكعب عام 2004، ثم أخذ الإنتاج منحى مغايراً ليتراجع إلى 229 مليار متر مكعب عام 2015.
- اكتسب بحر الشمال أهمية اقتصادية متزايدة في أسواق الغاز العالمية خلال النصف الأول من عقد السبعينيات، بسبب التسارع الكبير في حصة مجموعة الدول المطلة عليه من إجمالي الإمدادات العالمية خلال تلك الفترة، والتي قفزت من 6.4% في عام 1970 إلى نحو 13.6% في عام 1976، نتيجة معدلات النمو القوية التي شهدتها إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في المنطقة والتي تجاوزت معدلات النمو في إجمالي الإنتاج العالمي خلال الفترة 1970-1976، وقد كانت هولندا أحد مصادره

الأساسية. إلا أن حصة مجموعة الدول المطلة على بحر الشمال من إجمالي الإمدادات العالمية بدأت في التراجع حتى بلغت أدنى مستوياتها عند 6.3% عام 2015.

- يأتي معظم إنتاج بحر الشمال من الغاز الطبيعي، من النرويج وهولندا والمملكة المتحدة، حيث بلغ إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للنرويج حوالي 120.6 مليار متر مكعب، وهولندا نحو 54.4 مليار متر مكعب، والمملكة المتحدة نحو 41.2 مليار متر مكعب خلال عام 2015.

- شهدت صادرات النفط الخام والمتكثفات للدول المطلة على بحر الشمال خلال نهاية فترة الثمانينيات ومطلع فترة التسعينيات نمواً استثنائياً نتيجة التزايد المطرد لصادرات النرويج، حيث ارتفع إجمالي الصادرات للدول المطلة على بحر الشمال، من نحو 2.6 مليون برميل /اليوم عام 1986 إلى مستوى الذروة أي عند أكثر من 5.4 مليون برميل /اليوم خلال عام 2000، ثم بدأت في التراجع تزامناً مع انخفاض الإنتاج لتصل إلى 2.2 مليون برميل /اليوم خلال عام 2015.

- تقدر حصة صادرات النفط الخام والمتكثفات للنرويج والمملكة المتحدة حوالي 89% من إجمالي صادرات النفط الخام والمتكثفات للدول المطلة على بحر الشمال خلال عام 2015، حيث تقدر حصة الصادرات النرويجية بنحو 56.7%، بينما تقدر حصة صادرات المملكة المتحدة بحوالي 32.3% من إجمالي صادرات الدول المطلة على بحر الشمال خلال عام 2015.

- تتجه معظم صادرات النفط الخام والمتكثفات من النرويج والمملكة المتحدة إلى الدول الأوروبية، حيث يعتبر من أهم المزايا النسبية التي تتمتع بها مناطق إنتاج النفط في بحر الشمال ميزة قربها من أسواق الاستهلاك الرئيسية بدول أوروبا الغربية، وطبقاً لإحصاءات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية توجهت نسبة 97% من إجمالي صادرات النفط الخام والمتكثفات النرويجية إلى دول أوروبا خلال عام 2015، بينما توجهت

نسبة 87% من إجمالي صادرات المملكة المتحدة من النفط الخام والمتكثفات إلى دول أوروبا خلال عام 2015.

- شهدت فترة نهاية التسعينيات ومطلع القرن الحالي نمواً استثنائياً في إجمالي صادرات الدول المطلة على بحر الشمال من الغاز الطبيعي، بسبب التزايد المطرد لصادرات النرويج، ودخول كميات وفيرة إلى أسواق التصدير من باقي الدول المطلة على بحر الشمال. وظل منحنى الارتفاع في إجمالي صادرات دول المجموعة خلال كامل الفترة اللاحقة، وذلك بخلاف الإتجاه العام لمنحنى الإنتاج الذي بدأ في التراجع منذ عام 2004، حتى تجاوز إجمالي صادرات الغاز الطبيعي للمجموعة حاجز 100 مليار متر مكعب عام 2000، وواصل صعوده ليقفز فوق حاجز الـ 200 مليار متر مكعب خلال عام 2012، حتى بلغت الصادرات نحو 217.3 مليار متر مكعب خلال عام 2015.
- يعتبر التصدير عن طريق الأنابيب هو السمة الغالبة لتصدير الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال، نتيجة لميزة قرب مناطق الإنتاج من أسواق الاستهلاك في أوروبا الغربية، حيث بلغت نسبة صادرات الغاز الطبيعي عن طريق الأنابيب نحو 94.8% من إجمالي صادرات النرويج من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، بينما تجاوزت نسبة صادرات الغاز الطبيعي عن طريق الأنابيب نحو 97% من إجمالي صادرات هولندا من الغاز الطبيعي خلال عام 2015، في حين ارتفعت نسبة صادرات الغاز الطبيعي عن طريق الأنابيب إلى نحو 98.4% من إجمالي صادرات باقي الدول المطلة على بحر الشمال من الغاز الطبيعي خلال عام 2015.
- تعتبر دول أوروبا بشكل عام وأوروبا الغربية بشكل خاص، الوجهة الرئيسية للجزء الأعظم من صادرات النرويج وهولندا من الغاز الطبيعي، حيث تشير إحصاءات شركة برتش بتروليوم إلى توجه ما نسبته 97.6% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي النرويجية إلى دول أوروبا خلال عام 2015، بينما توجهت نسبة 2.4% الباقية إلى

دول العالم الأخرى، في حين توجهت كامل صادرات هولندا من الغاز الطبيعي إلى دول أوروبا خلال عام 2015.

- تشير توقعات وكالة الطاقة الدولية للأجل المتوسط، أي حتى عام 2021، إلى استمرار التراجع في إجمالي إنتاج النرويج من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمنتجات خلال السنوات القادمة حتى يبلغ أدنى مستوياته عند 1.7 مليون برميل/اليوم خلال عام 2019، ثم يرتفع مجدداً ليعود إلى مستوياته الحالية تقريباً عند 1.9 مليون برميل/اليوم خلال عام 2021. كما تتوقع وكالة الطاقة الدولية أن يتراجع إجمالي إنتاج النرويج من الغاز الطبيعي إلى نحو 108 مليار متر مكعب عام 2017، وأن يحافظ على تلك المستويات حتى عام 2021.

- تتوقع مديرية البترول النرويجية أن يتراجع إجمالي إنتاج النرويج بما يزيد عن 210 ألف برميل/اليوم بين عامي 2019 و2015 ليبلغ أدنى مستوياته عند 1.7 مليون برميل/اليوم خلال عام 2019، وليعاود الصعود مجدداً خلال عام 2020. كما تتوقع، أن يتراجع إجمالي إنتاج النرويج من الغاز الطبيعي بحوالي 8.4 مليار متر مكعب خلال عام 2016 ليبلغ نحو 107 مليار متر مكعب خلال عام 2016، ثم يبدأ في الصعود التدريجي مجدداً حتى يبلغ نحو 111 مليار متر مكعب خلال عام 2020،

- تشير توقعات وكالة الطاقة الدولية إلى أن إجمالي إنتاج المملكة المتحدة من النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمنتجات سيواصل تراجعته حتى يبلغ نحو 930 ألف برميل/اليوم عام 2017، ثم يرتفع مجدداً ليبلغ 980 ألف برميل/اليوم عامي 2018 و 2019 وليعود إلى الانخفاض مرة أخرى حتى يبلغ أدنى مستوياته عند 900 ألف برميل/اليوم عام 2021.

- يحوم قدر كبير من الضبابية حول مستقبل إنتاج هولندا من الغاز الطبيعي بسبب القيود التي فرضتها الحكومة الهولندية منذ شهر أكتوبر 2015 بشأن تحديد الحد الأقصى

لإنتاج حقل غرونينجن (Groningen Field) وهو أكبر حقول الغاز الطبيعي الهولندية عند 27 مليار متر مكعب (أي عند حوالي نصف حجم إنتاج هذا الحقل خلال عام 2013). وتتوقع وكالة الطاقة الدولية بأن تستمر تلك القيود على إنتاج هذا الحقل الذي يشكل إنتاجه نحو نصف إنتاج هولندا من الغاز الطبيعي، بينما تشير ذات التوقعات إلى تراجع إجمالي إنتاج الحقول الصغرى الأخرى، التي تمثل مصدراً للنصف المتبقي من الانتاج أي 10 مليار برميل خلال عام 2021 مقارنة بمستوياته خلال عام 2015.

- لا يزال السوق الأوروبي من أهم مصادر الطلب العالمي على النفط باستحواده على أكثر من 15% من إجمالي الطلب العالمي على النفط محتلاً بذلك المرتبة الثالثة من بين أكبر الأسواق العالمية المستهلكة للنفط بعد السوق الآسيوية والمحيط الهادي، وسوق أمريكا الشمالية خلال عام 2015.
- تشير التوقعات المستقبلية لسيناريو الإشارة في تقرير آفاق النفط العالمي مصادر عن منظمة أوبك، إلى أن فجوة الطلب على النفط بأوروبا سوف تتراوح ما بين 10-11 مليون برميل/اليوم خلال الفترة 2016-2025، قبل أن تنحسر إلى نحو 8.9 مليون برميل/اليوم خلال عام 2040.
- تعتمد دول أوروبا في تأمين نحو 28% من إجمالي احتياجاتها من النفط الخام محلياً من الدول الأوروبية المنتجة، بينما تعتمد على مصادر الإمدادات الخارجية في تأمين الجزء المتبقى البالغ نحو 72% من إجمالي احتياجاتها المحلية من النفط الخام، وتسنأثر الإمدادات الروسية بحصة 26% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، بينما تستحوذ الإمدادات من الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتترول (أوبك) على حصة 22%، وإمدادات دول أوبك غير العربية بحصة 13% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام.
- في مجال الغاز الطبيعي، تكتسب السوق الأوروبية أهمية خاصة كونها تعد من أقدم الأسواق المستهلكة للغاز بعد السوق الأمريكية وأكبر مستورد للغاز الطبيعي في العالم.

ويشكل الغاز الطبيعي الذي تمثل حصته نحو 24% من إجمالي استهلاك أوروبا من مصادر الطاقة المختلفة، محوراً رئيسياً من محاور أمن الطاقة الأوروبي، في ظل اعتماد أوروبا على مصادر إمدادات خارجية قليلة لتأمين احتياجاتها المتمثلة في سد فجوة الطلب المتزايدة ما بين إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي.

- تشير التوقعات المستقبلية لسيناريو السياسات الجديدة في تقرير آفاق الطاقة العالمي لوكالة الطاقة الدولية لعام 2016، إلى أن فجوة الطلب على الغاز الطبيعي بأوروبا سوف تزداد اتساعاً لتبلغ 334 مليار متر مكعب خلال عام 2040، مع تزايد الطلب المتزامن مع تسارع التراجع في الإنتاج المحلي. وهذا يعني تزايد الطلب الأوروبي على الغاز الطبيعي من مصادر الإمداد الخارجية بمعدل 56% عن مستوياته في عام 2015.

- تعتمد دول أوروبا في تأمين نحو 44% من إجمالي احتياجاتها من الغاز الطبيعي محلياً من الدول الأوروبية المنتجة، بينما تعتمد على مصادر الإمدادات الخارجية في تأمين الجزء المتبقى البالغ نحو 56% و تستأثر الإمدادات الروسية بحصة 35% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي، بينما تستحوذ الإمدادات من الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) على حصة 15% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي.

- يرجع تواضع حصة الدول الأعضاء في السوق الأوروبية للنفط والغاز لعدة أسباب يأتي في مقدمتها حجم اعتماد أوروبا الكبير على الإمدادات المحلية القادمة من بحر الشمال كمصدر أول للطاقة، والمنافسة الشديدة التي تواجهها إمدادات الدول الأعضاء من قبل الإمدادات الروسية من الغاز، نتيجة لأفضلية الموقع الجغرافي الذي منح روسيا مرونة تسويقية جعلت بالإمكان انتشار شبكات أنابيب تصدير الغاز الروسي بصورة أوسع في أسواق أوروبا، مما يبرز بشكل لافت ارتفاع حصة الإمدادات الروسية من

الغاز الطبيعي في الأسواق الأوروبية، حيث تستأثر بحصة 35% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي.

● في السوق الأوروبية للنفط، تستأثر الإمدادات الروسية بحصة 26% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، وشهد إجمالي صادرات الدول الأعضاء في منظمة أوبك من النفط الخام إلى أوروبا تراجعاً كبيراً منذ مطلع القرن الحالي، حيث ساهم الازدياد المضطرد في وئثر إنتاج النفط في روسيا، بالأخص بعد عام 2000، وما رافقه من محدودية في مستويات الاستهلاك، ناهيك عن تخفيضها خلال بعض السنوات، في تهيئة كميات متزايدة من النفط للتصدير، وهكذا فقد استمرت صادرات النفط الروسي لأوروبا بالتزايد خلال تلك الفترة لتعويض النقص في الإمدادات القادمة من بحر الشمال.

● بالنسبة للدول الأعضاء، فقد استقرت حصتها في السوق الأوروبية عند حدود 24% من إجمالي واردات أوروبا من النفط الخام، بينما بلغت حصة الامدادات من الدول الأعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوبك) حوالي 15% من إجمالي واردات أوروبا من الغاز الطبيعي خلال عام 2015.

● تشير توقعات منظمة الدول المصدرة للنفط (أوبك) أن مجموعة الدول الأعضاء في أوبك وروسيا سوف تحققان فوائض في ميزان النفط خلال كامل الفترة حتى عام 2040، حيث يتوقع أن ينمو فائض الميزان النفطي لمجموعة الدول الأعضاء في أوبك ليلبلغ 35.3 مليون برميل /اليوم خلال عام 2040. بينما يتوقع أن يستقر فائض الميزان النفطي لروسيا عند حدود 7.4 مليون برميل /اليوم خلال الفترة حتى عام 2040.

● وفيما يخص مجموعة دول أوروبا الصناعية، تشير توقعات منظمة الدول المصدرة للنفط (أوبك) إلى استقرار عجز الميزان النفطي عند مستوي 10 مليون برميل /اليوم حتى عام 2021، ثم يبدأ في الانكماش التدريجي حتى يبلغ 8.2 مليون برميل /اليوم

خلال عام 2040. وعلى الرغم من التراجع المحتمل في إجمالي امدادات الدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 2015-2040، وذلك بسبب أن التراجع المتوقع في إجمالي طلب دول المجموعة سيكون أعلى من التراجع المحتمل في إجمالي امداداتها من النفط خلال ذات الفترة، وستكون المحصلة انكماش عجز الميزان النفطي لدول أوروبا الصناعية.

- من غير الوارد أن يساهم التراجع المتوقع في إجمالي امدادات الدول المطلة على بحر الشمال من النفط في زيادة الطلب على الإمدادات الخارجية و توفير فرص تسويقية جديدة في سوق النفط الأوروبية لصادرات النفط من الدول الأعضاء في منظمة أوبك، كما يتوقع أن يساهم انكماش عجز الميزان النفطي لدول المجموعة في تحرير كميات إضافية من الصادرات الروسية من النفط والتي كانت تتجه إلى أسواق أوروبا ، لتتجه إلى أسواق عالمية أخرى، ولتساهم في توفير مصادر امدادات إضافية أخرى منافسة لصادرات النفط من الدول الأعضاء في منظمة أوبك.
- تشير التوقعات المستقبلية إلى تسارع نمو الطلب الأوروبي على الغاز الطبيعي في مواجهة التراجع المتوقع لإمدادات الغاز الطبيعي من بحر الشمال، حيث يتوقع تزداد فجوة الطلب على الغاز الطبيعي بأوروبا اتساعاً إلى أن تصل إلى 334 مليار متر مكعب خلال عام 2040، مما يعني تزايد الطلب الأوروبي على الغاز الطبيعي من مصادر الإمدادات الخارجية بمعدل 56% عن مستوياته في عام 2015.
- تشير التوقعات المرجحة لمستويات الطلب والإمدادات المستقبلية للنفط والغاز الطبيعي إلى أن السياسات و الإجراءات والخطط المقترحة من قبل الاتحاد الأوروبي المعنية بالطاقة بشكل عام، والنفط والغاز الطبيعي بشكل خاص، سيكون لها الانعكاسات الأكثر تأثيراً على الدول الأعضاء في منظمة أوبك ومستقبل الطلب على امداداتها من النفط والغاز الطبيعي.

المراجع

أولاً : المراجع العربية

- منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترو، التقرير الإحصائي السنوي، أعداد مختلفة.
- منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترو، تقرير الأمين العام السنوي، أعداد مختلفة.
- منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترو، الإدارة الإقتصادية، الآفاق المستقبلية لإمدادات العالم والدول الأعضاء من النفط: الفرص والتحديات، يونيو 2012
- علي رجب، تطور سوق الغاز الطبيعي في الإتحاد الأوروبي والانعكاسات على الطلب على الغاز من الأقطار الأعضاء، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد السادس والثلاثون، العدد 135، خريف 2010.

ثانياً : المراجع الأجنبية

- *Albert Pieters and Maarten van Rossum, Economic description of the North Sea for the Netherlands, 2005, 2008, 2010, 2011*, Statistics Netherlands, March 2014*
- *Bassam Fattouh, Has the North Sea entered a late-life crisis?, Oxford Institute for Energy Studies, December 2015.*
- *Carole Nakhle, Can the North Sea Still Save Europe, The Surrey Energy Economics Centre (SEEC), October 2007*
- *Euan Mearns, UK North Sea Oil Production Decline, Energy Matters, October 2013*
- *Gillian Staerck, The Development of North Sea Oil and Gas, Institute of Contemporary British History, University Of London, 2002*

- Greig Liddell, *Financial Scrutiny Unit Briefing: Scottish North Sea oil and gas industry, The Scottish Parliament information center, April 2014*
- IEA, *Energy Policies of IEA Countries: Norway 2011 Review, 2011*
- IEA, *Gas Medium Term Market Report: Market Analysis and Forecasts to 2021, 2016*
- IEA, *Oil Market Report, November 2016*
- IEA, *Oil Medium Term Market Report: Market Analysis and Forecasts to 2021, 2016*
- IEA, *World Energy Outlook 2016, 2016*
- M. Beller & A. Chauvel and P. Simandoux, *The Challenge of North Sea Oil and Gas, Revue de l'IFP, Vol. 54, 1999*
- Mikael Hööka and Kjell Alekletta, *A decline rate study of Norwegian Oil Production, Energy Policy, Volume 36, Issue 11, November 2008*
- Norwegian Petroleum Directorate, *Annual Report: Offshore Norway 2000, 2000*
- Norwegian Petroleum Directorate, *Resource accounts for the Norwegian continental shelf as of 31 December 2015*
- Norwegian Petroleum Directorate, *RESOURCE MANAGEMENT IN MATURE AREAS, August 2016*
- Norwegian Petroleum Directorate, *Resource report 2016, 2016*
- Oil & Gas UK, *Activity Survey 2016, 2016*
- Oil & Gas UK, *Economic Report 2016, 2016*
- OPEC, *World Oil Outlook 2016, 2016*
- Scottish Government, *Oil and Gas Analytical Bulletin, May 2014*
- Scottish Government, *Oil and Gas Discussion Paper: Challenges, Opportunities, and Future Policy, January 2015*

ملحق الجداول الإحصائية

الجدول (1)
تطور الاحتياطيات المؤكدة من النفط الخام بحسب الدول المطلة على بحر الشمال،
خلال الفترة 1980-2015، (مليار برميل)

1989	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	
10.4	14.8	10.5	10.9	8.3	7.7	6.8	7.6	5.5	5.8	النرويج
5.2	5.2	9.0	13.0	13.6	13.2	13.9	14.8	14.8	15.4	المملكة المتحدة
1.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	1.1	1.2	1.2	0.9	دول بحر الشمال الأخرى*
17.1	21.0	20.5	24.9	22.9	21.7	21.8	23.6	21.5	22.1	الإجمالي
1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	
10.9	10.4	11.2	8.4	9.4	9.3	8.8	7.6	7.6	11.5	النرويج
5.2	5.0	4.5	4.3	4.5	4.6	4.1	4.0	3.8	4.3	المملكة المتحدة
1.5	1.4	1.4	1.5	1.2	1.4	1.3	1.3	1.4	1.4	دول بحر الشمال الأخرى*
17.6	16.8	17.2	14.2	15.2	15.2	14.3	13.0	12.8	17.2	الإجمالي
2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	
6.7	6.9	7.8	7.7	8.5	10.4	10.3	9.4	9.4	10.8	النرويج
3.4	3.6	3.9	4.0	4.5	4.7	4.7	4.9	5.0	5.2	المملكة المتحدة
1.4	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8	1.6	1.6	1.5	دول بحر الشمال الأخرى*
11.5	12.1	13.5	13.5	14.8	16.9	16.8	16.0	16.0	17.5	الإجمالي
				2015	2014	2013	2012	2011	2010	
				5.5	5.8	5.4	5.3	5.7	6.7	النرويج
				3.0	3.0	3.1	2.8	2.9	3.1	المملكة المتحدة
				1.0	1.2	1.3	1.5	1.4	1.4	دول بحر الشمال الأخرى*
				9.5	10.0	9.8	9.6	9.9	11.2	الإجمالي

المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، EIA، احصاءات الطاقة العالمية.
(* دول بحر الشمال الأخرى: الدانمرك، ألمانيا، هولندا وبلجيكا وفرنسا.

الجدول (2)

تطور الإحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال
خلال الفترة 1980 – 2015، (ترليون قدم مكعب)

1989	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	
62.5	64.1	70.4	67.1	68.5	50.1	51.9	55.7	62.0	59.5	هولندا
85.5	105.9	103.2	104.0	89.0	58.8	58.0	49.4	42.7	23.5	النرويج
22.7	22.0	33.4	33.0	27.8	25.1	25.4	26.0	24.8	25.0	المملكة المتحدة
14.9	12.0	11.1	11.7	11.0	12.1	11.3	10.9	16.0	15.5	دول بحر الشمال الأخرى*
1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	
63.1	61.3	64.1	65.2	66.2	68.2	68.9	69.6	60.9	61.1	هولندا
41.4	52.3	47.7	47.5	70.9	70.5	70.6	60.7	60.7	82.2	النرويج
27.0	26.8	24.7	23.3	22.2	21.5	19.1	19.2	19.8	20.8	المملكة المتحدة
16.7	16.6	16.2	16.4	16.3	17.6	17.3	14.1	18.2	12.3	دول بحر الشمال الأخرى*
2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	
50.0	50.0	50.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.5	62.5	62.5	هولندا
81.7	79.1	82.3	84.3	73.6	74.8	77.3	44.0	44.0	41.4	النرويج
12.1	14.6	17.0	18.8	20.8	22.2	24.6	26.0	26.8	26.7	المملكة المتحدة
8.6	11.7	11.9	12.2	13.8	13.9	14.8	15.2	15.4	15.9	دول بحر الشمال الأخرى*
				2015	2014	2013	2012	2011	2010	
				31.7	33.7	43.4	46.0	49.0	50.0	هولندا
				72.4	73.8	73.1	70.9	72.0	81.7	النرويج
				8.5	8.6	8.7	8.9	9.0	10.3	المملكة المتحدة
				4.9	6.0	6.3	8.2	8.5	8.6	دول بحر الشمال الأخرى*

المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، EIA، إحصاءات الطاقة العالمية.
*دول بحر الشمال الأخرى: الدانمرك، ألمانيا وبلجيكا وفرنسا

الجدول (3)
إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال
خلال الفترة 1973 - 2015، (ألف برميل/ اليوم)

1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	
648	523	501	523	403	356	280	288	189	35	33	النرويج
2361	2140	1841	1649	1586	1092	778	244	29	7	6	المملكة المتحدة
251	205	172	156	142	143	153	151	159	171	178	باقي الدول المطلة على بحر الشمال
3260	2868	2514	2327	2131	1591	1211	683	377	212	217	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
57821	58788	60705	64067	67155	64082	63564	60910	56263	58858	58443	إجمالي الإنتاج العالمي*
1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985	1984	
2708	2377	2186	1965	1735	1568	1232	1083	938	837	728	النرويج
2639	2128	2011	1948	1949	1955	2433	2638	2675	2674	2637	المملكة المتحدة
349	313	305	305	303	318	317	319	289	277	253	باقي الدول المطلة على بحر الشمال
5695	4817	4502	4217	3988	3840	3982	4040	3902	3788	3618	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
68851	67738	67310	66302	66425	64994	63954	61424	61493	58472	58673	إجمالي الإنتاج العالمي*
2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	
2969	3189	3263	3330	3418	3324	3058	3076	3332	3243	2883	النرويج
1885	2100	2328	2525	2536	2687	2922	2827	2751	2773	2757	المملكة المتحدة
539	554	528	524	480	498	425	367	364	346	333	باقي الدول المطلة على بحر الشمال
5393	5843	6119	6379	6433	6508	6405	6271	6448	6362	5973	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
84828	83424	79427	75889	76931	76888	73997	75505	73245	71500	70007	إجمالي الإنتاج العالمي*
	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	
	1948	1889	1838	1917	2040	2137	2349	2466	2550	2779	النرويج
	972	872	875	956	1121	1366	1485	1575	1692	1707	المملكة المتحدة
	349	360	379	402	419	434	471	498	576	520	باقي الدول المطلة على بحر الشمال
	3269	3121	3092	3275	3580	3937	4306	4538	4818	5005	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
	95590	93045	91528	90835	87862	86517	84298	86446	85384	85312	إجمالي الإنتاج العالمي*

المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 .
*يشمل إجمالي إنتاج النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والنفط غير التقليدي وعوائد التكسير

الجدول (4)

صادرات الدول المظلة على بحر الشمال من النفط الخام والمكثفات خلال الفترة 1986-2015، ألف برميل/اليوم

1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986	
2660.2	2415.9	2114.6	1953.8	1732.1	1436.0	1404.4	1035.4	902.6	778.1	النرويج
1690.6	1708.9	1342.0	1202.0	1148.3	1182.0	1066.9	1502.5	1719.8	1806.2	المملكة المتحدة
201.2	255.4	204.8	177.1	166.4	134.9	129.7	115.3	77.7	56.7	باقي الدول المظلة على بحر الشمال
2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	
2376.7	2725.5	2775.5	2994.9	3200.9	3070.0	2875.4	2890.9	3022.0	2987.9	النرويج
1143.8	1351.7	1521.8	1795.7	1803.9	1923.8	1907.1	1766.9	1643.5	1581.6	المملكة المتحدة
381.2	411.6	371.5	387.6	337.1	451.0	354.4	275.0	305.5	234.8	باقي الدول المظلة على بحر الشمال
*2015	*2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	
1257.2	1226.2	1218.0	1324.1	1446.2	1627.6	1800.5	1701.5	2013.0	2211.0	النرويج
716.8	695.3	703.1	709.9	694.5	878.6	933.5	1006.3	1074.1	1058.2	المملكة المتحدة
241.7	242.4	244.6	300.5	308.0	343.0	354.6	367.4	370.0	310.5	باقي الدول المظلة على بحر الشمال

المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA ، احصاءات الطاقة العالمية ؛ منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 .
باقي دول بحر الشمال : الدانمرك، ألمانيا، هولندا، بلجيكا وفرنسا.
*بيانات تقديرية

الجدول (5)

تطور انتاج الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال
خلال الفترة 1970-2015، مليار متر مكعب

1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	1972	1971	1970	
96.3	92.3	100.6	101.4	94.9	76.0	64.1	52.8	64.2	33.4	هولندا
21.0	15.0	2.8	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	النرويج
39.2	38.5	40.3	38.4	36.3	35.0	28.9	26.7	18.5	11.1	المملكة المتحدة
40.5	40.1	38.5	37.4	36.4	33.9	32.6	29.0	24.3	21.3	باقي الدول المطلة على بحر الشمال*
197.0	185.8	182.2	177.5	167.7	144.9	125.6	108.5	107.0	65.9	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
1483.9	1389.0	1349.6	1304.1	1251.9	1241.2	1210.4	1153.3	1125.4	1027.7	إجمالي الإنتاج العالمي
1989	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	
71.9	66.7	75.3	74.1	80.6	75.1	74.7	71.1	82.7	90.3	هولندا
30.6	29.8	29.4	27.1	26.6	29.1	26.1	26.0	27.2	26.6	النرويج
44.8	45.8	47.6	45.3	43.0	38.5	38.7	37.8	37.2	37.3	المملكة المتحدة
36.3	38.6	42.0	37.8	39.4	42.0	39.5	34.5	38.0	38.1	باقي الدول المطلة على بحر الشمال*
183.5	180.8	194.3	184.3	189.5	184.8	179.0	169.4	185.1	192.3	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
1987.2	1922.0	1845.0	1754.3	1712.9	1655.8	1521.1	1518.3	1531.0	1491.6	إجمالي الإنتاج العالمي
1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	
72.0	79.9	81.8	89.7	78.4	78.4	84.0	83.0	82.4	72.4	هولندا
48.8	46.2	45.9	40.9	30.5	29.5	27.4	28.3	27.0	27.1	النرويج
98.7	89.0	85.8	89.8	75.5	69.8	65.5	56.0	55.3	49.6	المملكة المتحدة
32.0	31.0	32.0	31.4	29.1	29.3	28.3	27.9	27.9	32.0	باقي الدول المطلة على بحر الشمال*
251.6	246.1	245.6	251.8	213.4	207.0	205.2	195.1	192.6	181.1	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
2357.8	2294.1	2253.0	2267.1	2162.9	2135.0	2126.2	2072.0	2065.0	2026.9	إجمالي الإنتاج العالمي
2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	
73.7	80.0	68.3	70.7	73.1	77.5	68.8	71.2	72.3	67.8	هولندا
103.8	99.2	89.7	87.6	87.0	83.5	76.6	69.2	54.6	52.9	النرويج
59.1	69.9	72.3	79.8	88.3	97.0	102.9	103.6	105.9	108.3	المملكة المتحدة
23.9	26.6	27.4	30.5	30.6	30.2	30.7	30.8	31.0	31.0	باقي الدول المطلة على بحر الشمال*
260.5	275.7	257.7	268.6	279.0	288.2	278.9	274.8	263.8	259.9	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
3018.5	3070.3	2926.1	2884.9	2803.6	2725.5	2656.7	2560.7	2505.3	2441.2	إجمالي الإنتاج العالمي
				2015	2014	2013	2012	2011	2010	
				54.4	70.2	86.4	80.1	80.6	85.2	هولندا
				120.6	111.0	109.0	114.1	101.4	106.4	النرويج
				41.2	38.4	38.4	41.0	43.8	56.3	المملكة المتحدة
				13.0	14.8	17.1	18.5	19.0	21.6	باقي الدول المطلة على بحر الشمال*
				229.2	234.4	250.9	253.7	244.8	269.4	إجمالي الدول المطلة على بحر الشمال
				3643.7	3575.4	3532.0	3485.6	3344.7	3295.3	إجمالي الإنتاج العالمي

المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 .
*باقي الدول المطلة على بحر الشمال: الدانمرك، ألمانيا، بلجيكا وفرنسا.

الجدول (6)

صادرات الغاز الطبيعي للدول المطلة على بحر الشمال خلال الفترة 1970-2015، مليار متر مكعب

1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	1972	1971	1970	
52.5	48.3	52.8	52.2	48.9	42.0	31.4	23.8	16.9	10.9	هولندا
21.1	14.5	2.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	النرويج
0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	*باقي الدول المطلة على بحر الشمال
1989	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	
34.0	28.9	33.4	34.2	41.7	41.0	42.6	40.8	51.7	56.9	هولندا
28.7	28.3	28.1	25.9	25.7	25.0	25.0	25.0	26.0	25.8	النرويج
2.2	2.0	2.0	1.7	1.5	1.2	1.3	1.7	1.4	1.4	*باقي الدول المطلة على بحر الشمال
1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	
35.0	36.4	40.1	45.8	38.5	40.7	43.9	42.9	40.7	34.9	هولندا
45.5	42.6	42.3	38.0	27.6	26.8	24.8	25.8	24.7	25.2	النرويج
15.0	9.5	7.8	6.3	5.3	4.3	3.8	3.2	2.4	2.2	*باقي الدول المطلة على بحر الشمال
2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	
50.3	54.5	50.4	48.6	46.3	48.4	42.2	41.4	42.4	36.6	هولندا
98.9	95.2	85.3	84.0	78.3	74.6	70.8	62.9	50.5	48.9	النرويج
32.2	35.2	32.9	35.4	35.9	32.9	32.2	26.8	21.5	24.0	*باقي الدول المطلة على بحر الشمال
				2015	2014	2013	2012	2011	2010	
				51.0	58.7	59.5	54.5	50.4	53.3	هولندا
				114.2	106.8	106.6	111.9	95.1	100.6	النرويج
				52.2	48.1	44.0	42.7	46.4	45.6	*باقي الدول المطلة على بحر الشمال

المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 .
*باقي الدول المطلة على بحر الشمال: الدانمرك، ألمانيا، بلجيكا، فرنسا والمملكة المتحدة.

الجدول (7)

التوقعات المستقبلية لإجمالي إنتاج النرويج من النفط وسوائل الغاز الطبيعي والمكثفات حتى عام 2020، ألف برميل/اليوم

الإجمالي	المكثفات	سوائل الغاز الطبيعي	النفط الخام	
1948	43	338	1568	2015
1904	35	335	1534	2016
1859	32	324	1504	2017
1771	41	318	1412	2018
1736	45	309	1382	2019
1742	40	295	1407	2020

المصدر: Norwegian Petroleum Directorate

الجدول (8)

التوقعات المستقبلية لإجمالي إنتاج النرويج من النفط والغاز الطبيعي حتى عام 2030 من مصادره المحتملة، ألف برميل مكافئ نفط/يوم.

المصادر المحتملة				إجمالي الإنتاج	
موارد غير مكتشفة 4	الموارد من الاكتشافات 3	الموارد في الحقول 2	الإحتياطيات 1		
				3926	2015
0	2	0	3740	3741	2016
0	7	26	3674	3707	2017
0	7	57	3598	3662	2018
0	43	110	3495	3648	2019
0	105	174	3378	3657	2020
3	174	140	3317	3634	2021
7	274	260	3069	3610	2022
16	371	389	2821	3597	2023
28	491	505	2550	3574	2024
93	546	595	2304	3538	2025
152	651	619	2073	3495	2026
226	682	700	1885	3493	2027
286	731	748	1680	3445	2028
391	744	717	1575	3428	2029
526	688	719	1432	3364	2030

المصدر: Norwegian Petroleum Directorate

- (1) الإحتياطيات : تعرف مديرية البترول النرويجية إحتياطياتها البترولية بأنها تلك الكميات القابلة لاستخلاص من النفط والغاز الطبيعي التي اعتمدت السلطات خطط انتاجها وتطويرها وتشمل كذلك تلك الكميات التي قررت الشركات المرخص لها بإنتاجها، الانتاج ولم تحصل على الموافقة اللازمة من السلطات بعد
- (2) الموارد في الحقول: تعرف مديرية البترول النرويجية الموارد في الحقول بأنها تلك الكميات القابلة لاستخلاص من النفط والغاز الطبيعي التي لم يتخذ قرار انتاجها بعد، كما تشمل أيضاً الموارد المحتملة من رفع معدلات الاستخلاص البترولي
- (3) الموارد من الإكتشافات: تعرف مديرية البترول النرويجية الموارد من الإكتشافات بأنها تلك الكميات القابلة لاستخلاص من النفط والغاز الطبيعي المحتملة من الإكتشافات الجديدة والتي لم يتخذ قرار انتاجها بعد
- (4) الموارد غير المكتشفة: تعرف مديرية البترول النرويجية الموارد غير المكتشفة بأنها تلك الكميات من النفط المحتمل وجودها وقابليتها للاستخلاص ولكنها لم تكتشف بعد.

الجدول (9)

تطور طلب وإنتاج أوروبا من النفط خلال الفترة 1980-2015
وتوقعاتهما المستقبلية حتى عام 2040، مليون برميل/اليوم

1991	1990	1989	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	
14.8	14.7	14.6	14.5	14.3	14.2	13.8	13.8	13.9	14.3	14.8	16.1	الطلب
4.8	4.6	4.5	4.6	4.7	4.6	4.5	4.3	4.0	3.6	3.2	3.0	الإنتاج*
2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	
16.2	16.1	16.1	15.9	16.0	16.2	15.9	15.7	15.4	15.0	14.9	15.0	الطلب
6.6	6.8	6.9	6.8	7.0	6.9	7.0	7.0	6.6	6.2	5.3	5.1	الإنتاج
2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	
14.2	14.2	14.3	14.4	14.9	15.4	15.4	16.2	16.2	16.4	16.4	16.3	الطلب
3.9	3.7	3.7	3.9	4.2	4.5	4.6	4.9	5.1	5.4	5.8	6.2	الإنتاج*
2040		2035	2030	2025	2021	2020	2019	2018	2017	2016		
11.9		12.6	13.2	13.8	14.1	14.2	14.3	14.2	14.3	14.2	الطلب	
3.1		3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	الإنتاج**	

المصدر: ادارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA ، احصاءات الطاقة العالمية ؛ منظمة أوبك، تقرير آفاق النفط العالمي 2016 .
**النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات.

التوقعات المستقبلية للطلب والإنتاج حسب سيناريو الإشارة لتقرير آفاق النفط العالمي من أوبك .

الجدول (10)

تطور طلب وإنتاج أوروبا من الغاز الطبيعي خلال الفترة 1980-2015
وتوقعاتهما المستقبلية حتى عام 2040، مليار متر مكعب

1990	1989	1988	1987	1986	1985	1984	1983	1982	1981	1980	
356	359	342	350	338	329	322	304	299	299	302	الطلب
246	256	253	269	260	265	253	249	243	254	258	الإنتاج**
2001	2000	1999	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	
485	471	460	443	434	442	410	382	378	364	372	الطلب
306	304	297	294	295	309	274	267	267	255	255	الإنتاج**
2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	
512	527	563	526	558	545	547	547	531	511	494	الطلب
287	275	300	291	307	291	304	316	326	318	313	الإنتاج**
2040	2035	2030	2025	2021	2020	2019	2017	2015	2014	2013	
512	523	521	515	499	497	495	492	474	458	506	الطلب
178	184	194	205	223	220	230	239	260	265	283	الإنتاج**

المصدر: منظمة أوبك، التقرير الإحصائي السنوي 2016 ؛ IEA، تقرير آفاق الطاقة العالمي 2016 .
**النفط الخام وسوائل الغاز الطبيعي والمتكثفات.

التوقعات المستقبلية للطلب والإنتاج حسب سيناريو السياسات الجديدة لتقرير آفاق الطاقة العالمي من وكالة الطاقة الدولية IEA

الببليوغرافيا

إعداد

محمد سامي

إدارة الإعلام والمكتبة

يشمل هذا القسم ببليوغرافيا بالمواضيع التي تطرقت إليها أحدث الكتب والوثائق ومقالات الدوريات العربية الواردة إلى مكتبة أوابك، مدرجة تحت رؤوس الموضوعات التالية:

أولا : الاقتصاد والتنمية

ثانيا : البتروكيماويات

ثالثا : البترول

البترول - استكشافات

البترول - أسعار

البترول - اقتصاديات

البترول : إنتاج

البترول : تسويق

البترول : شركات

البترول - صناعة

رابعا : التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية

خامسا : الطاقة

الطاقة : مصادر

سادسا : الغاز

سابعا : المالية والمالية العامة

ثامنا : تلوث البيئة وحمايتها

تاسعا : موضوعات أخرى

أولاً : الاقتصاد والتنمية

آفاق تأثير العقوبات الأمريكية الجديدة ضد روسيا. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 31 (2017/8/12). - ص. 20-24.

اقتصاد الهند: إصلاح جديد وتحديات قائمة. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 28 (2017/7/23). - ص. 25-29.
بعض القضايا الإحصائية الناشئة عن تطبيق ضريبة القيمة المضافة في دول مجلس التعاون الخليجي. - الرياض: المركز الإحصائي لدول مجلس التعاون لدول الخليج العربية، 2017.

التأثير الاقتصادي لإعصار إرما على الولايات المتحدة الأمريكية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 36 (2017/9/16). - ص. 14-19.

تطور قطاع الصناعة التحويلية في الكويت من خلال تقرير بنك الكويت الصناعي، 2016. - الاقتصادي الكويتي. - الكويت: غرفة تجارة وصناعة الكويت. - ع. 545 (2017/6). - ص. 16-22.

تطور قطاع الصناعة في دول مجلس التعاون الخليجي بعد أزمة النفط. الجزء الأول. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 29 (2017/7/30). - ص. 6-12.

تطور قطاع الصناعة في دول مجلس التعاون الخليجي بعد أزمة النفط. الجزء الثاني. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 30 (2017/8/5). - ص. 6-12.

التعافي تحت المخاطر: اتجاهات النمو الاقتصادي لليابان 2017. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 34 (2017/8/30). - ص. 30-36.

حمشي، محمد. الاقتصاد السياسي للعلاقات العربية-الصينية: التحديات والفرص الاستراتيجية. - المستقبل العربي. - بيروت: مركز دراسات الوحدة العربية. - مج. 40، ع. 460 (2017/6). - ص. 111-134.

رأس المال النفسي وهيكل العمل. - التجارة. - الشارقة: غرفة تجارة وصناعة الشارقة. - مج. 46، ع. 6 (2017/6). - ص. 28-29.

- الصادرات الخليجية في ظل الرؤى المستقبلية للنهوض بالاقتصاد (2-2). - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 32 (2017/8/17). - ص. 28-34.
- طموحات مفروضة : هل تنجح الجزائر في تحقيق التنويع الاقتصادي بحلول 2020؟. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 30 (2017/8/5). - ص. 22-27.
- علاية، موسى. فاعلية السياسات التنموية الخارجية في إصلاح القطاع العام في البلدان النامية ما بين متلازمة المعرفة المحلية والهندسة الاجتماعية. - المستقبل العربي. - بيروت : مركز دراسات الوحدة العربية. - مج. 40، ع. 460 (2017/6). - ص. 52-74.
- قراءة في أداء قطاع السياحة بدول الخليج. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 24 (2017/6/24). - ص. 26-35.
- قراءة في الاستراتيجيات الخليجية لمواجهة التحديات الاقتصادية. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 20 (2017/5/27). - ص. 39-47.
- قراءة في جهود دول الخليج لتفعيل الاتحاد الجمركي الخليجي. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 21 (2017/6/3). - ص. 29-35.
- محاولات عبور الأزمة، هل تنجح خطة العراق 2030 في علاج الاختلالات الاقتصادية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 22 (2017/6/10). - ص. 26-30.
- مستقبل الإصلاحات في الصين. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 25 (2017/7/2). - ص. 23-27.
- نظرة على أداء الاقتصاد القطري - هل تأثر بالأزمة الخليجية؟. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 34 (2017/9/2). - ص. 30-39.
- نظرة على أداء بعض قطاعات الاقتصاد الإماراتي في ضوء التقرير السنوي لمستجدات خطة دبي 2021. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 30 (2017/8/3). - ص. 28-36.

هاشم، نوار جليل . خروج بريطانيا من الاتحاد الأوروبي: دراسة في الأسباب والتداعيات. - المستقبل العربي. - بيروت : مركز دراسات الوحدة العربية. - مج. 40، ع. 461 (2017/7). - ص. 40-57.

ثانياً : البتروكيماويات

أرياح شركات البتروكيماويات السعودية 1.9 بليون دولار في 3 أشهر. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 25 (2017/7/2). - ص. 20-21.

صناعة البتروكيماويات في الدول العربية. - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتترول، أوابك، 2017.

ملامح خريطة صناعة البتروكيماويات العالمية وفرص واعدة للولايات المتحدة للعب دور متميز: رؤية تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 25 (2017/7/2). - ص. 34-41.

ثالثاً : البترول

البحرين تستضيف مجموعة من المؤتمرات البترولية الدولية خلال الربع الأخير من عام 2017. - أوابك (نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتترول، أوابك. - مج. 43، ع. 7 (2017/7). - ص. 7.

تدشين أعمال الإدارة الجديدة لحقل الشاهين النفطي بالشراكة مع توتال. - أوابك نشرة. - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتترول، أوابك. - مج. 43، ع. 7 (2017/7). - ص. 11.

التطورات البترولية في الأسواق العالمية والدول الأعضاء. - أوابك نشرة - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتترول، أوابك. - مج. 43، ع. 7 (2017/7). - ص. 16-36.

الفالح، خالد بن عبد العزيز. التعاون بين دول أوبك وروسيا مفيد للأسواق وللاقتصاد العالمي. - أوابك (نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتترول، أوابك. - مج. 43، ع. 6 (2017/6). - ص. 8-9.

قطاع النفط في فنزويلا بين تراجع أسعار النفط وتداعيات الأزمة الاقتصادية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 29 (2017/7/30). - ص. 33-40.

- المنيف، ماجد عبد الله. النفط بين إرث التاريخ وتحديات القرن الحادي والعشرين. - ط. 1. - الدار البيضاء : المركز الثقافي العربي، 2017.
- النفط في أفريقيا : قراءة في الملامح والمؤشرات. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 28 (2017/7/23). - ص. 39-47.

البترو - استكشافات

- انخفاض عدد الحفارات النفطية الأمريكية إلى 763 منصة. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 33 (2017/8/26).
- ص. 45.
- جعفر، جمال عبد العزيز. اكتشافات نفطية واعدة في دولة الكويت. - أوابك (نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترو، أوابك. - مج. 43، ع. 6 (2017/6).
- ص. 12.

البترو - أسعار

- أسعار النفط في الأسواق العالمية بين جهود تدعيم ارتفاعها وضغوط تزيد من تراجعها : رؤية مستقبلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 22 (2017/6/10). - ص. 41-48.
- بعد قرار تمديد خفض الإنتاج - أسعار البترو على المحك. - البترو (مجلة). - القاهرة: قطاع البترو. - مج. 54 (2017/9). - ص. 34-35.
- بو بريمة، إحسان. تقلبات الدولار ومستقبل أسعار النفط والبترو دولار. - المستقبل العربي. - بيروت : مركز دراسات الوحدة العربية. - ع. 461 (2017/7). - ص. 7-23.
- عثمان، خالد. قراءة في قرار تحريك الأسعار. - البترو (مجلة). - القاهرة : قطاع البترو. - مج. 54، (2017/9). - ص. 22-23.
- هل استجابت أسعار النفط في الأسواق العالمية لإعصار هارفي أم أن هناك عوامل أخرى ذات تأثير أكبر على الأسواق؟ - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 35 (2017/9/9). - ص. 41-49.

البترو - اقتصاديات

- الاقتصاد الجزائري: صمود في وجه تراجع أسعار النفط. - الاقتصادي الكويتي. - الكويت: غرفة تجارة وصناعة الكويت. - ع. 544. - (2017/5). - ص. 56.
- هل تسهم استثمارات الصين في قطاع الطاقة في تلبية احتياجاتها من النفط والغاز؟ -

تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية.
- ع. 26 (2017/7/8). - ص. 37-45.

البتروك : إنتاج

إنتاج أوبك النفطي يقفز لأعلى مستوى في 2017 مع زيادة إمدادات نيجيريا وليبيا. -
تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية.
- ع. 25 (2017/7/2). - ص. 42-43.
تمديد اتفاق تخفيض إنتاج النفط للدول المنتجة للنفط من داخل وخارج أوبك. - أوبك
(نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتروك، أوبك. - مج. 43، ع.
6 (2017/6). - ص. 14.

البتروك : تسويق

أسواق النفط العالمية في نصف عام : قراءة لأبرز المعطيات. - تقرير الاقتصاد والأعمال.
- الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 30 (2017/8/5). -
ص. 38-46.
الكويت -- ضابط إيقاع سوق النفط. - الكويتي. - الكويت : شركة نفط الكويت. - ع. 1401
(2017/9). - ص. 22-25.
هل يستمر الطلب الآسيوي كمحرك للطلب العالمي على النفط؟. - تقرير الاقتصاد
والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 33
(2017/8/26). - ص. 36-44.

البتروك : شركات

توحيد المقاييس في نفط الكويت. - الكويتي. - الكويت : شركة نفط الكويت. - ع. 1398
(2017/6). - ص. 14-17.
توقيع 16 اتفاقية بين أرامكو وشركات أمريكية رائدة. - أوبك (نشرة). - الكويت : منظمة
الأقطار العربية المصدرة للبتروك، أوبك. - مج. 43، ع. 6 (2017/6). - ص. 13.
شركات النفط بين تراجع الأسعار وارتفاع تكاليف التشغيل والإنتاج، هل كانت الخاسر
الأكبر في أسواق النفط العالمية؟. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز
الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 36 (2017/9/16). - ص. 27-36.

الكويت تنشئ شركة للتجارة في المنتجات النفطية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 29 (2017/7/30). - ص. 41.

البتروول - صناعة

الملا، طارق. المرأة في البتروول.. تلغي شعار «للرجال فقط». - البتروول (مجلة). - القاهرة: قطاع البتروول. - مج. 54، (2017/9). - ص. 26-30.

رابعا: التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية

الإبراهيم، فهد راشد. تحسين التجارة العربية البينية. - نشرة ضمان الاستثمار. - الكويت: المؤسسة العربية لضمان الاستثمار وأتتمان الصادرات. - مج. 35، ع. 2 (2017/6). - ص. 3.

أبرز مؤشرات التجارة الخارجية العربية وتطورها، 2000-2016. - الاقتصادي الكويتي. - الكويت: غرفة تجارة وصناعة الكويت. - مج. 546، ع. 7 (2017/7). - ص. 41-47.

إحصاءات سوق العمل في الكويت بنهاية الربع الأول 2017. - الاقتصادي الكويتي. - الكويت: غرفة تجارة وصناعة الكويت. - مج. 546، ع. 7 (2017/7). - ص. 19-29.

أطلس إحصاءات التجارة الخارجية، 2014. - الرياض: المركز الإحصائي لدول مجلس التعاون لدول الخليج العربية، 2014.

التجارة الإلكترونية ستدعم موقع العملة الرقمية في الفترة القادمة وتعزز الحركة التجارية العالمية. - التجارة. - الشارقة: غرفة تجارة وصناعة الشارقة. - مج. 46، ع. 8 (2017/8). - ص. 18-21.

التجارة الخارجية العربية: التطور وأفاق المستقبل. - نشرة ضمان الاستثمار. - الكويت: المؤسسة العربية لضمان الاستثمار وأتتمان الصادرات. - مج. 35، ع. 2 (2017/6). - ص. 10-21.

التجارة العربية البينية، 2015. - نشرة ضمان الاستثمار. - الكويت: المؤسسة العربية لضمان الاستثمار وأتتمان الصادرات. - مج. 35، ع. 2 (2017/6). - ص. 22-23.

تجارة الكويت الخارجية خلال الربع الأول 2017. - الاقتصادي الكويتي. - الكويت: غرفة تجارة وصناعة الكويت. - مج. 546، ع. 7 (2017/7). - ص. 13-17.

تطور التجارة البينية غير النفطية لدول مجلس التعاون الخليجي: رؤية تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 26 (2017/7/8). - ص. 6-13.

العلاقات الاقتصادية بين الإمارات والصين: رؤية تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت: المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 38 (2017/9/28). - ص. 6-16.

- العلاقات التجارية بين السعودية وكوريا الجنوبية في ظل تطبيق رسوم الإغراق على الواردات: رؤية تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 25 (2017/7/2). - ص. 6-15.
- العلاقات التجارية والاستثمارية بين دول مجلس التعاون والولايات المتحدة. - النشرة الاقتصادية. - دبي : غرفة دبي. - مج. 10، ع. 157 (2017/7). - ص. 1-3.
- قراءة عامة في مجالات التعاون الاقتصادي الخليجي-التركي. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 23 (2017/6/17). - ص. 33-41.
- قراءة في تطور التعاون الاقتصادي الخليجي الهندي. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 27 (2017/7/15). - ص. 29-35.
- قراءة في العلاقات الاقتصادية الخليجية الصينية. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 25 (2017/7/2). - ص. 29-35.
- ما هي هيكلية النظام الاقتصادي العالمي؟ - التجارة. - الشارقة : غرفة تجارة وصناعة الشارقة. - مج. 46، ع. 7 (2017/7). - ص. 24-25.
- نيبلوك، تيم. بروز الصين كأكبر شريك تجاري لدول الخليج العربي : فرص مستجدة ومعوقات محتملة لمجلس التعاون الخليجي. - المستقبل العربي. - بيروت : مركز دراسات الوحدة العربية. - ع. 460 (2017/6). - ص. 74-89.
- اليوسف، نورة عبد الرحمن. العلاقة الطاقية بين البلدان العربية والصين. - المستقبل العربي. - بيروت : مركز دراسات الوحدة العربية. - ع. 460 (2017/6). - ص. 90-110.

خامسا : الطاقة

- إنشاء مدينة الطاقة الصناعة في السعودية. - أوابك (نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترو، أوابك. - مج. 43، ع. 7 (2017/7). - ص. 8.
- تقرير الأمين العام السنوي لمنظمة الأوابك الثالث والأربعون لعام 2016 : استعراض التطورات العربية والدولية في صناعة النفط والغاز. - أوابك (نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترو، أوابك. - مج. 43، ع. 7 (2017/7). - ص. 4-5.

- الطاقة المتجددة في الوطن العربي وأثرها على التنمية المستدامة. - الاقتصادي الكويتي. - الكويت : غرفة تجارة وصناعة الكويت. - ع. 545 (2017/6). - ص. 72-75.
- قراءة في مستقبل النفط كمصدر تقليدي للطاقة في ضوء تنامي صناعة السيارات الكهربائية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 38 (2017/9/28). - ص. 45-54.
- قطاع النفط في سلطنة عمان بين تراجع الأسعار وخطط تنويع مصادر الدخل القومي. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 34 (2017/8/30). - ص. 44-53.
- المزروعي، سهيل محمد بن فرج. جهود لتعزيز مكانة الإمارات في قطاع الطاقة الدولية. - أوابك (نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، أوابك. - مج. 43، ع. 7 (2017/7). - ص. 6.

الطاقة : مصادر

- جهود دول الخليج لتطوير اعتمادها على الطاقة البديلة. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 37 (2017/9/23). - ص. 27-32.

سادسا : الغاز

- افتتاح رصيف التحميل الثالث في مرفأ تصدير الغاز في ميناء أم قصر. - أوابك (نشرة). - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، أوابك. - مج. 43، ع. 7 (2017/7). - ص. 9.
- تغيرات في قطاع الغاز عالميا وصعود قوي لأستراليا : قراءة تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 32 (2017/8/16). - ص. 35-42.
- قطاع الغاز في الجزائر بين تحديات تواجهه ومستقبل واعد : رؤية تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 31 (2017/8/12). - ص. 32-40.
- قطاع الغاز في مصر ومستقبل واعد في ضوء جهود متواصلة لتطويره والنهوض به -- : قراءة تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 37 (2017/9/23). - ص. 36-45.

سابعاً : المالية والمالية العامة

أداء الاقتصاد الكويتي في ضوء توقعات باستقرار تصنيفه الائتماني. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 36 (2017/9/16). - ص. 29-36.

الاستثمار الأجنبي المباشر في دولة الإمارات -- : على ضوء «تقرير مناخ الاستثمار في الدول العربية لعام 2017». - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 28 (2017/7/23). - ص. 6-13.

انعكاسات رفع الدعم والبيئة الضريبية على القطاع الخاص في دول مجلس التعاون الخليجي. - الاقتصادي الكويتي. - ع. 546 (2017/7). - ص. 69-74.
انفراجة أوروبية : بعد ست أعوام من التقشف القاسي، البرتغال تخرج من العجز المفرط. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 23 (2017/6/14). - ص. 22-27.

دور الصناديق السيادية في الاقتصاد الخليجي على ضوء تصنيف معهد الصناديق السيادية. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 29 (2017/7/29). - ص. 32-38.

دول مجلس التعاون - الإصلاحات الاقتصادية تدعم التصنيف الائتماني. - الاقتصادي الكويتي. - ع. 545 (2017/6). - ص. 39-40.

رؤية تحليلية للإصدارين الأوليين لللكوك السعودية المحلية والدولية -- : في ضوء تطور حجم الدين العام (1-1). - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 31 (2017/8/12). - ص. 6-12.

رؤية تحليلية للإصدارين الأوليين لللكوك السعودية المحلية والدولية -- : في ضوء تطور حجم الدين العام (2-2). - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 32 (2017/8/16). - ص. 6-11.

سبل المواجهة : كيف تواجه لبنان مأزق الموازنة العامة. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 38 (2017/9/28). - ص. 25-34.

- الصعود والمخاطر : اتجاهات وآفاق أعلى عملة في العالم بيتكوين. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 32 (2017/8/16). - ص. 20-26.
- ضريبة القيمة المضافة في دول الخليج -- : بين النص والواقع. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 33 (2017/8/26). - ص. 31-37.
- قراءة تحليلية في التقرير الربعي الثاني للميزانية السعودية لعام 2017 -- (1-1). - تقرير الاقتصاد والأعمال. - ع. 33 (2017/8/26). - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ص. 6-14.
- قراءة تحليلية في التقرير الربعي الثاني للميزانية السعودية لعام 2017 -- (2-2). - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 34 (2017/8/30). - ص. 6-19.
- قراءة تحليلية للميزانية الكويتية في ظل بيان المالية لسنة 2018/2017 . - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 23 (2017/6/14). - ص. 6-13.
- قراءة في التصنيف الائتماني لدول الخليج. - تقرير الخليج الاستراتيجي. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 22 (2017/6/10). - ص. 36-44.
- قراءة في الميزان التجاري السعودي بعد أزمة النفط (1-2). - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 35 (2017/9/9). - ص. 6-19.
- نحو دعم النمو : استراتيجية البنك المركزي لتحقيق الشمول المالي في مصر. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 37 (2017/9/23). - ص. 24-29.
- الهيكل التنظيمي الضريبي الجديد في الإمارات في ظل اعتماد اللائحة التنفيذية : رؤية تحليلية. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 37 (2017/9/23). - ص. 6-13.

- Liu, Bo (et al).** Effective energy data management for low-carbon growth planning: An analytical framework for assessment.- Energy Policy.- Vol. 107 (8/2017).- p. 32-42.
- Meredith, Emily and Kavangh, Ronan.** Trump's Paris decision and the ripple effects.- New Energy.- Vol. 6, no. 22 (1/6/2017).- p. 1-2.
- Musau, Zipporah.** Plastics pose biggest threat to oceans.- Africa Renewal.- Vol. 31, no. 1 (5-7/2017).- p. 6-7.
- Paris agreement on climate change: One year later, how is Africa faring?.-** Africa Renewal.- Vol. 31, no. 1 (5-7/2017).- p. 32-33.
- Roos, Philippe.** Climate risk climbs on investors agendas.- New Energy.- Vol. 6, no. 38 (21/9/2017).- p. 1-2.
- Shepard, Dan.** Africa feeling the heat of climate change.- Africa Renewal.- Vol. 31, no. 1 (5-7/2017).- p. 8-9.
- Stucki, Tobias and Woerter, Martin.** Green inventions: Is wait-and a reasonable option?.- The Energy Journal.- Vol. 38, no. 4 (2017).- p. 43-72.
- Wong, Kimfeng.** China takes step back on carbon market.- New Energy.- Vol. 6, no. 24 (15/6/2017).- p. 1-2.

SHALES GAS

- Davidson, Mark.** Shale gives US over a century of gas supply.- World Gas Intelligence.- Vol. 28, no. 30 (26/7/2017).- p. 4.

- Al-Amri, Khalifah M (et al). Implementing the pressurized mud cap technique for drilling through total loss zones: A way to improve well control while drilling the reservoir in well reentries.- Saudi Aramco Journal of Technology.- (Fall/2016).- p. 61-69.**
- Al-Ansari, Adel A (et al). Enhance drilling performance using an optimized mud fluid system through extensive laboratory testing.- Saudi Aramco Journal of Technology.- (Winter/2016).- p. 55-63.**
- East Med: Hope despite dry Cyprus well, Lebanon bid round dead.- MEES.- Vol. 60, no. 37 (15/9/2017).- p. 2-3.**
- Offshore exploration: What chance of a rebound?.- MEES.- Vol. 60, no. 32 (11/8/2017).- p. 7-9.**
- Ouerubin, Emily. Regional report: East Africa.- World Oil.- Vol. 238, no. 3 (3/2017).- p. 60-64.**
- Small fields, big expectations: Can India's discovered small field rounds deliver / Oxford Institute for Energy Studies. - Oxford : Oxford Institute for Energy Studies, 2017.**
- World region crew summary.- Seismic Crew Report.- No. 54 (4/2017).- p. 1.**
- World region crew summary.- Seismic Crew Report.- No. 56 (8/2017).- p. 1-4.**
- World region crew summary.- Seismic Crew Report.- No. 57 (9/2017).- p. 1.**

POLLUTION & ENVIRONMENTAL PROTECTION

- Abeyratne, Ruwantissa. Carbon offsetting as a trade related market based measure for aircraft engine emissions.- Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 3 (6/2017).- p. 425-443.**
- Advances in sulphuric acid plant design.- International Fertilizer.- No. 478, (5-6/2017).- p. 30-37.**
- Chakraborty, Pavel. Environmental standards, trade and innovation: Evidence from a natural experiment.- Environment and Development Economics.- Vol. 22, no. 4 (8/2017).- p. 414-446.**
- CO2 emissions from fuel combustion, 2016.- Paris: OECD/IEA, 2017.**
- DiCosmo, Bridget. US states ready for action after Paris exit.- New Energy.- Vol. 6, no. 24 (15/6/2017).- p. 2-3.**
- Kersting, Jan (et al). Cooperation on climate change under economic linkages: How the inclusion of macroeconomic effects affects stability of global climate coalition.- The Energy Journal.- Vol. 38, no. 4 (2017).- p. 19-42.**
- Lavin, Felipe Vasques (et al). A Bayesian quantile binary regression approach to estimate payments for environmental services.-Environment and Djanibekov, Utkur and Villamor, Grace B. Market-based instruments for risk-averse farmers: Rubber agroforest conservation in Jambi Province, Indonesia.- Environment and Development Economics.- Vol. 22, no. 2 (4/2017).- p. 133-155.**

OPEC: Historic deal or historic error?.- Energy Economist.- Vol. 428 (6/2017).- p. 3-6.

OPEC: «Phase two» has too much oil.- Oil Market Intelligence.- Vol. 22, no. 8 (8/2017).- p. 14.

OPEC: Temporary help gladly accepted.- Oil Market Intelligence.- Vol. 22, no. 9 (9/2017).- p. 14.

Pike, David. Oil sands producers step up ESG efforts.- New Energy.- Vol. 6, no. 38 (21/9/2017).- p. 5-6.

War-torn Yemen maintains steady crude exports; Thailand the key buyers.- MEES.- Vol. 60, no. 37 (15/9/2017).- p. 4.

PETROLEUM - REFINING

Egypt starts work on Assiut refinery upgrade to boost gasoline output.- MEES.- Vol. 60, no. 37 (15/9/2017).- p. 9-11.

Oil & Gas Journal. Worldwide refining survey, 2017.- Tulsa, OK: PennEnergy Research, 2017.

Refiners address gasoline processing issues.- Oil & Gas Journal.- Vol. 115, no. 8 (7/8/2017).- p. 54-60.

Refining: Expensive sour makes sweets look attractive.- Oil Market Intelligence.- Vol. 22, no. 8 (8/2017).- p. 1-3.

Refining: Hurricanes add to refinery tightness.- Oil Market Intelligence.- Vol. 22, no. 9 (9/2017).- p. 1-3.

PETROLEUM - REVENUES

OPEC revenue: Sour crude shortfall mitigates price crunch.- MEES.- Vol. 60, no. 29 (21/7/2017).- p. 10-11.

PETROLEUM - SUPPLY AND DEMAND

Non-OPEC supply: Non-OPEC continues to surprise despite downward pressures.- Oil Market Intelligence.- Vol. 22, no. 9 (9/2017).- p. 15.

PETROLEUM - TRANSPORTATION

Al-Daajani, Bander E. (et al). Assessment of advanced corrosion monitoring technology for pipeline integrity.- Saudi Aramco Journal of Technology.- (Winter/2016).- p. 41-46.

PETROLEUM- EXPLORATION

Abu Ahmad, Yousif M. Drilling for the next generation of multilateral completion systems.- Saudi Aramco Journal of Technology.- (Fall/2016).- p.

Oil & Gas report.- MEED.- Vol. 2, no. 5 (5/2017).- p. 63-68.

Saudi crude exports lowest since 2014 as oil burning ramps up.- MEES.- Vol. 60, no. 29 (21/7/2017).- p. 12-14.

Tan, Clara and Pike, David. Chinese move could shake up Auto, oil sectors.- New Energy.- Vol. 6, no. 37 (14/9/2017).- p. 2-3.

PETROLEUM - MARKETING

Balcilar, Mehment (et al). Does speculation in the oil market drive investor herding in emerging stock markets.- Energy Economics.- Vol. 65 (6/2017).- p. 50-63.

Blair, Benjamin F. (et al). Price pass-through in US gasoline markets.- Energy Economics.- Vol. 65 (6/2017).- p. 42-49.

Crude oil markets: Surplus undermines seasonal tightness.- Oil Market Intelligence.- Vol. 22, no. 9 (9/2017).- p. 6-7.

Market report series: Oil 2017.- Paris: OECD/IEA, 2017.

Oil output on the rise.- Energy Economist.- No. 430 (8/2017).- p. 49- 53.

PETROLEUM - PRICES

Cracks widen in Saudi-led Mideast crude pricing.- Petroleum Intelligence Weekly.- Vol. 56, no. 38 (25/9/2017).- p. 4-5.

Hassani, Hossein (et al). A statistical study of the short-and long-term drivers of crude oil prices.- OPEC Energy Review.- Vol. xli, no. 2 (6/2017).- p. 93-114.

Mohaddes, Kamiar and Pesaran, M. Hashem. Oil prices and the global economy: Is it different this time around?.- Energy Economics.- Vol. 65 (6/2017).- p. 315-325.

OPEC cut extension inevitable in 2018.- Petroleum Intelligence Weekly.- Vol. 56, no. 38 (25/9/2017).- p. 2-3.

Saudi cuts deficit, but only thanks to higher oil price.- MEES.- Vol. 60, no. 33 (18/8/2017).- p. 14-15.

PETROLEUM - PRODUCTION

Corcoran, Jason. In depth Russian oil output.-Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 4 (5/2017).- p. 16-25.

Al-Khayat, Faleh. Is Iraq's OPEC fudge justified?.- Energy Economist.- - No. 430 (8/2017).- p. 3-4.

Libyan oil output still vulnerable to disruption.- Energy Economist.- No. 431 (9/2017).- p. 3-6.

Libya's oil production gains.- MEES.- Vol. 60, no. 33 (18/8/2017).- p. 2-3.

Oil information, 2017.- Paris: OECD/IEA, 2017.

Rutledge, Emilie. Oil rent, the rentier state/resource curse narrative and the GCC countries.- OPEC Energy Review.- Vol. xli, no. 2 (6/2017).- p. 132-152 .

Stephen, Chris. Middle East: Algeria.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 6 (7-8/2017).- p. 50-51.

PETROLEUM - COMPANIES

Abu Dhabi plans further offshore reshuffling..- MEES.- Vol. 60, no. 32 (11/8/2017).- p. 2-3.

Gavin, James. Middle East: Egypt.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 6 (7-8/2017).- p. 52-53.

PETROLEUM - ECONOMIC ASPECTS

Butt, Gerald. Reportage Saudi Arabia.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 5 (6/2017).- p. 8-11.

Russia: Slow growth and hydrocarbon dependence.- Energy Economist.- Vol. 428 (6/2017).- p. 7-10.

Special report: Algeria's looming economic crisis.- MEES.- Vol. 60, no. 37 (15/9/2017).- p. 14-20.

PETROLEUM - INDUSTRY

Algeria oil output at 14-year low, gas exports slump.- MEES.- Vol. 60, no. 38 (22/9/2017).- p. 3-4.

BMI. Global summary oil & gas.- London: BMI, 2017.

Diesel backlash.- Energy Economist.- No. 427 (5/2017).- p. 3-6

Gunner, Tim. Study adds detail to crude oil: Volume characteristics.- Oil & Gas Journal.- Vol. 115, no. 8 (7/8/2017).- p. 70-77.

Industry at a glance: Production, rig count.- World Oil.- Vol. 238, no. 3 (3/2017).- p. 27-28.

Lu, Peng (et al). Kinetic approach for modeling scale formation during water injection into carbonate reservoirs.- Saudi Aramco Journal of Technology.- (Winter/2016).- p. 10-19.

MENA oil & gas 2017.- MEED Business Review.- Vol. 02, no. 7 (7/2017).- p. 66-78.

Oil & Gas Journal. OGJ 150/100 international companies.- Tulsa, OK: Oil & Gas Journal, 2016.

Oil & Gas Journal. Oil & Gas Journal: Databook, 2015.- Tulsa, OK: Oil & Gas Journal, 2016.

Musau, Zipporah. How South Sudan's "lost boy" brought water to his village.- Africa Renewal.- Vol. 31, no. 1 (5-7/2017).- p. 12-13.

Phosphates 2017.- International Fertilizer.- No. 478, (5-6/2017).- p. 53-57.

Ward's Automotive Group. World motor vehicle data 2016.- Southfield, MI: Ward's Automotive Group, 2016.

PETROCHEMICALS AND FERTILIZER

Arab Fertilizer Association. Fertilizer Statistical Yearbook, 2008.- Cairo, Egypt: Arab Fertilizer Association, 2008.

Saudi petchems firms report higher first half income as profits track oil price rise.- MEES.- Vol. 60, no. 33 (18/8/2017).- p. 6-7.

PETROLEUM

Akinkunmi, Mustapha A. Monetary policy decisions in selected Organization of Petroleum Exporting Countries economies: Does Taylor's principle matter?.- OPEC Energy Review.- Vol. xli, no. 2 (6/2017).- p. 115-

Brower, Derex. What can OPEC do?.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 6 (7-8/2017).- p. 11-12.

Butt, Gerald. Middle East petroleum.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 4 (5/2017).- p. 44-47.

Corcoran, Jason. What will Russia do?.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 6 (7-8/2017).- p. 13.

Egypt outlines Suez downstream plan, Canal expansion begins to pay off.- MEES.- Vol. 60, no. 38 (22/9/2017).- p. 5.

Habib, Muktar(et al). Application of operations management modelling towards optimising research and development performance processes in the oil and gas industry: The case of SINOPEC corp. and NNPC.- OPEC Energy Review.- Vol. xli, no. 2 (6/2017).- p. 164-183.

Jacobs, Justin. In depth: US tight oil.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 4 (5/2016).- p. 26-29.

Joint oil data initiative manual / International Energy Forum(IEF) (et al). - Riyadh: International Energy Forum (IEF), 2006.

Lewis, Ian. Africa petroleum.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 4 (5/2017).- p. 48-49.

Lewis, Lan. Nigeria report.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 6 (7- 8/2017).- p. 24-31.

Middle East report.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 5 (6/2017).- p. 40-43.

Mills, Robin. Middle East: Now to get busy.- Petroleum Economist.-Vol. 84, no. 6 (7-8/2017).- p. 48-49.

- Iraq prioritizes gas development, border fields.- MEES.-** Vol. 60, no. 29 (21/7/2017).- p. 5.
- Israel: Gas developments chase potential customers.- MEES.-** Vol. 60, no. 32 (11/8/2017).- p. 5.
- Market report series: Gas 2017.-** Paris: OECD/IEA, 2017.
- McCracken, Ross. The margins oil and the US-Asia LNG arbitrage.- Energy Economist.-** No. 430 (8/2017).- p. 5-8
- McQue, Katie(et al). Gulf crisis threatens Qatar’s LNG image.- World Gas Intelligence.-** Vol. 28, no. 23 (7/6/2017).- p. 2-3.
- Muklis, Ali. Indonesia overestimates LNG demand.- World Gas Intelligence.-** Vol. 28, no. 30 (26/7/2017).- p. 3-4.
- Pakistan prepares for LNG bonanza.- Energy Economist.-** Vol. 428 (6/2017).- p. 15-17.
- Rabim, Zillur (et al). Channel fracturing-an effective technology to unlock tight gas production potential in Saudi Arabia.- Saudi Aramco Journal of Technology. (Winter/2016).-** p. 2-9.
- Rodriguez, Daniel. Mexico sucks up the US shale gas bonanza.- Energy Economist.-** No. 430 (8/2017).- p. 22-28.
- Rosneft plans key gas pipeline to unlock Kurdish exports to Turkey.- MEES.-** Vol. 60, no. 38 (22/9/2017).- p. 12-13.
- Sokolov, Vitaly. Russia’s Gazprom talks up gas in low-carbon strategy.- New Energy.-** Vol. 6, no. 30 (27/7/2017).- p. 3-4.
- Troncoso, Karin and Silva, Agnes Soares. LPG fuel subsidies in Latin America and the use of solid fuels to cook.- Energy Policy.-** Vol. 107 (8/2017).- p. 188-196.
- UAE looks to offshore gas to ease growing LNG addiction.- MEES.-** Vol. 60, no. 37 (15/9/2017).- p. 6-7.

GAS INDUSTRY

- Qatar’s North field and global LNG market.- Energy Economist.-** No. 427 (5/2017).- p. 10-12.

LNG (Liquefied Natural Gas)

- Jetter, David. Notes on LNG power.- Petroleum Economist.-** Vol. 84, no. 6 (7-8/2017).- p. 14-15.

MISCELLANEOUS

- Africa fertilizer report.- International Fertilizer.-** No. 478, (5- 6/2017).- p. 40-47.
- Fertilizer industry financial scorecard.- International Fertilizer.-** No. 478, (5-6/2017).- p. 18-23.

ENERGY DEVELOPMENT

Roos, Philippe. How clean are electric cars?.- *New Energy*.- Vol. 6, no. 30 (27/7/2017).- p. 2-3.

FINANCE & PUBLIC FINANCE

Biswas, Siddarha (et al). Income inequality, tax policy, and economic growth.- *The Economic Journal*.- Vol. 127, no. 601 (5/2017).- p. 688-727.

Fetzer, Thiemo and Marden, Samuel. Take what you can: Property rights, contestability and conflict.- *The Economic Journal*.- Vol. 127, no. 601(5/2017).- p. 757-783.

Forbes, Kristin (et al). Current account deficits during heightened risk: Menacing or mitigating.- *The Economic Journal*.- Vol. 127, no. 601 (5/2017).- p. 571-623.

Ighobor, Kingsley. Africa's quest for a cashless economy gains momentum.- *Africa Renewal*.- Vol. 31, no. 1 (5-7/2017).- p. 16-17.

World investment report, 2017.- New York: United Nations, 2017.

GAS

Algeria on track for \$11bn deficit despite gas export boost.- MEES.- Vol. 60, no. 34 (25/8/2017).- p. 4-5.

Algeria re-tenders: 3.6bcm/y Ain Tsila gas development.- MEES.- Vol. 60, no. 29 (21/7/2017).- p. 4-5.

Aramco receives bids for Hawiyah gas plant expansion, targets gas supply boost.- MEES.- Vol. 60, no. 34 (25/8/2017).- p. 2.

Austvik, Ole Gunnar and Lembo, Carolina. EU-Russian gas trade and the shortcomings of international law.- *Journal of World Trade*.- Vol. 51, no. 4 (8/2017).- p. 645-674.

Bowker, Tom. Africa: East Africa.- *Petroleum Economist*.- Vol. 84, no. 6 (7-8/2017).- p. 54-57.

China faces gas shortages on smog crackdown.- World Gas Intelligence.- Vol. 28, no. 38 (20/9/2017).- p. 3-4.

Empirical relationship between gas composition and thermal maturity in Eagle Ford Shale, South Texas.- AAPG Bulletin.- Vol. 101, no. 8 (8/2017).- p. 1277-1307.

Ford, Neil. Egypt: From gas famine to gas feast.- *Energy Economist*.- No. 430 (8/2017).- p. 12-16.

Gao, Li (et al). The gas isotope interpretation tool: A novel method to better predict production decline.- *AAPG Bulletin*.- Vol. 101, no. 8 (8/2017).- p. 1263-1276.

Gazprom drums up more pipelines backers.- World Gas Intelligence.- Vol. 28, no. 23 (7/6/2017).- p. 5-6.

- Kavanagh, Ronan. Hydrogen takes small steps forward.- New Energy.-** Vol. 6, no. 33 (17/8/2017).- p. 2-3.
- Kavanagh, Ronan and Roos, Philippe. Euro oil majors deepen push into renewables.- New Energy.-** Vol. 6, no. 38 (21/9/2017).- p. 3-4.
- Langbroek, Joram H. M (et al). When do you charge your electric vehicle? A stated adaptation approach.- Energy Policy.-** Vol. 108 (9/2017).- p. 565-573.
- Libya's blackouts continue, power needs fail to trump instability.- MEES.-** Vol. 60, no. 38 (22/9/2017).- p. 8-9.
- Martin Daniel. ASEAN's renewables opportunity.- Energy Economist.-** No. 430 (8/2017).- p. 17-21.
- Meineke, Michelle. Forward intelligence: Renewables in the Middle East.- Petroleum Economist.-** Vol. 84, no. 4 (5/2017).- p. 14-17.
- Oni, Ayodele. Nigeria and the nuclear option.- Geopolitics of Energy.-** Vol. 39, no. 5 (5/2017).- p. 11-15.
- Renewables information, 2017.-** Paris: OECD/IEA, 2017.
- Roos, Philippe. Saudi Arabia finally serious about renewables.- New Energy.-** Vol. 6, no. 20 (18/5/2017).- p. 3-4.
- Uma, Ifemezue. The state of the nuclear power industry in Africa with focus on Nigeria.- Geopolitics of Energy.-** Vol. 39, no. 5 (5/2017).- p. 2-10.

ENERGY – SUPPLY AND DEMAND

- Eden, Jay. Energy demand: The great unknown.- New Energy.-** Vol. 6, no. 37 (14/9/2017).- p. 4-5.
- Global oil demand.- Oil Market Intelligence.-** Vol. 22, no. 8 (8/2017).- p. 16-17.
- Guo, Peiyang (et al). Smart demand response in China: Challenges and drives.- Energy Policy.-** Vol. 107 (8/2017).- p. 1-10.
- Le, Thai-Ha; Chang, Youngho and Park, Donghyun. Energy demand convergence in APEC: An empirical analysis.- Energy Economics.-** Vol. 65 (6/2017).- p. 32-41.
- NON-OPEC supply: Second half begins with a bang.- Oil Market Intelligence.-** Vol. 22, no. 8 (8/2017).- p. 15.

ENERGY CONSUMPTION

- Bardazzi, Rossella and Pazienza, Maria Grazia. Switch off the light, please! energy use, aging population and consumption habits.- Energy Economics.-** Vol. 65 (6/2017).- p. 161-171.
- Ros, Agustin. An econometric assessment of electricity demand in the United States using utility-specific panel data and the impact of retail competition on prices.- The Energy Journal.-** Vol. 38, no. 4 (2017).- p. 73-100.

Loktionov, Vodim I. The Russian energy policy: On the way to sustainability.- Geopolitics of Energy.- Vol. 39, no. 8 (8/2017).- p. 8-11.

Shayegh, Soheil (et al). Evaluating relative benefits of different types of R & D for clean energy technologies.- Energy Policy.- Vol. 107 (8/2017).- p. 532-538.

ENERGY – RESOURCES

Ajayi, Victor (et al). Cost efficiency and electricity market structure: A case study of OECD countries.- Energy Economics.- Vol. 65 (6/2017).- p. 283-291.

Alexander, Shani. Shell joins surge of investments in Asia solar.- New Energy.- Vol. 6, no. 37 (14/9/2017).- p. 6-7.

Bakr, Amena. Saudi Arabia moves steadily in renewable vision.- New Energy.- Vol. 6, no. 33 (17/8/2017).- p. 1-2.

Bertoldi, Paolo and Boza-Kiss, Benigna. An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame?.- Energy Policy.- Vol. 107 (8/2017).- p. 323-336.

BMI. Global summary power & renewables,- London: BMI, 2017.

BMI. Middle East & Africa oil and gas.- London: BMI, 2017.

BMI. Middle East & Africa power & renewables.- London: BMI, 2017.

Carvalho, Antonio. Drivers of reported electricity service satisfaction in transition economies.- Energy Policy.- Vol. 107 (8/2017).- p. 151-157.

Craft, Lauren. Should big oil move into electricity?.- New Energy.- Vol. 6, no. 34 (24/8/2017).- p. 1-2.

DiCosmo, Bridget. More ups and downs for US biofuel reform talks.- New Energy.- Vol. 6, no. 30 (27/7/2017).- p. 4-5.

DiCosmo, Bridget. US solar business nervous about trade case.- New Energy.- Vol. 6, no. 34 (24/8/2017).- p. 2-3.

Eden, Jay. Offshore wind: How quickly times change.- New Energy.- Vol. 6, no. 38 (21/9/2017).- p. 2-3.

Eden, Jay. Solar, EVs seen as top fossil fuel threats.- New Energy.- Vol. 6, no. 22 (1/6/2017).- p. 5-6.

Eden, Jay. Will offshore wind be cheaper than gas?.- New Energy.- Vol. 6, no. 24 (15/6/2017).- p. 4-5.

Electric vehicles in depth.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 5 (6/2017).- p. 12-14.

Gersema, Gerke and Wozabal, David. An equilibrium pricing model for wind power futures.- Energy Economics.- Vol. 65 (6/2017).- p. 64-74.

Indian coal: Expansion or contraction?.- Energy Economist.- No. 431 (9/2017).- p. 7-11.

Kauffman, Larry. Prospects for nuclear power in the US.- Geopolitics of Energy.- Vol. 39, no. 8 (8/2017).- p. 2-7.

ENERGY

Energy technology perspectives, 2017.- Paris: ECD/IEA, 2017.

Grossi, Luigi and Mussini, Mauro. Inequality in energy intensity in the EU-28: Evidence from a new decomposition method.- The Energy Journal.- Vol. 38, no. 4 (2017).- p. 1-18.

Haider, Salman and Ganaie, Aadil Ahmad. Does energy efficiency enhance total factor productivity in case of India?.- OPEC Energy Review.- Vol. xli, no. 2 (6/2017).- p. 153-163.

Oil, gas, coal and electricity, Q1, 2017.- Paris: OECD/IEA, 2017.

Power & water report.- MEED.- Vol. 2, no. 5 (5/2017).- p. 73-81Zero-subsidy renewables.- Energy Economist.- No. 427 (5/2017).- p. 23-26.

ENERGY - ECONOMIC ASPECTS

Butt, Gerald. Reportage: Iraq/KRG/Turkey; tricky energy triangle.- Petroleum Economist.- Vol. 84, no. 4 (5/2016).- p. 30-33.

Clements, Adam E (et al). The effect of transmission constraints on electricity prices.- The Energy Journal.- Vol. 38, no. 4 (2017).- p. 145-163.

Eibl, Ferdinand. The political economy of energy subsidies in Egypt and Tunisia: The untold story.- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2017.

Gupta, Kartick. Do economic and societal factors influence the financial performance of alternative energy firms.- Energy Economics.- Vol. 65 (6/2017).- p. 172-182.

Hoerenhout, Tom. Harnessing social safety in a context of changing social interactions: Compensation schemes and subsidy reforms in the GCC/ Tom Hoereshout.- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2017.

Saudi electricity taps \$1.75bn loan for capacity expansion.- MEES.- Vol. 60, no. 34 (25/8/2017).- p. 7.

Sharma, Rajesh. India moves toward all-electric transport.- New Energy.- Vol. 6, no. 20 (18/5/2017).- p. 1-1.

Upstream investment: Are shortfall fears overblown?.- MEES.- Vol. 60, no. 29 (21/7/2017).- p. 2-3.

World energy investment 2017.- Paris: OECD/IEA, 2017.

ENERGY - POLICY

Austvik, Ole Gunnar and Rzayeva, Gulmira. Turkey in the geopolitics of energy.- Energy Policy.- Vol. 107 (8/2017).- p. 539-547.

Condon, Bradley J. Disciplining clean energy subsidies to speed the transition to a low-carbon world.- Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 4 (8/2017).- p. 675-710.

- Bag, Parimal Kanti and Saha, Bibhas. Corrupt bookmaking in a fixed odds illegal betting market.- The Economic Journal.-** Vol. 127, no. 601 (5/2017).- p. 624-652.
- Basu, Titli. Contest for influence: Japan's agenda in Southeast Asia.- Global Asia.-** Vol. 12, no. 2 (Summer/2017).- p. 90-97.
- Biswas, Siddarha (et al). Income inequality, tax policy, and economic growth.- The Economic Journal.-** Vol. 127, no. 601 (5/2017).- p. 688-727.
- BMI. Global summary infrastructure,-** London: BMI, 2017.
- Construction report.- MEED.- Vol. 2, no. 5 (5/2017).- p. 69-72 Egypt's economy suffers another setback.- MEED.-** Vol. 2, no. 5 (5/2017).- p. 42-55.
- Construction report.- MEED Business Review.-** Vol. 02, no. 7 (7/2017).- p. 79-87.
- Economic cooperation and integration in the Middle East: A literature survey with particular reference to Egypt / Edited by Andrew M. Watson.- Toronto: University of Toronto; Center for International Studies, 1995.**
- Economic cooperation and integration in the Middle East: A literature survey with particular reference to Jordan, Israel, the West Bank and Gaza / edited by Andrew M. Watson.- Toronto: University of Toronto; Center for International Studies, 1994.**
- Economic crisis in developing countries: New perspectives on commodities, trade and finance / edited by Machiko Nissanke and Adrian Hewitt.- London: Pinter Publishers, 1993.**
- Economic development in Africa: Trade performance and commodity dependence.-** New York: United Nations, 2003.
- Fetzer, Thiemo and Marden, Samuel. Take what you can: Property rights, contestability and conflict.- The Economic Journal.-** Vol. 127, no. 601 (5/2017).- p. 757-783.
- Forbes, Kristin (et al). Current account deficits during heightened risk: Menacing or mitigating.- The Economic Journal.-** Vol. 127, no. 601 (5/2017).- p. 571-623.
- El-Gindi, Tamer. Well-being before the Arab Spring: Objective vs. subjective measurements.- Middle East Policy.-** Vol. xxiv, no. 2 (Summer/2017).- p. 110-121.
- Lee, Jieun. China's nonmarket economy treatment and US trade remedy actions.- Journal of World Trade.-** Vol. 51, no. 3 (6/2017).- p. 495-538.
- Oman: Muscat looks to overcome short-term challenges.- MEED.-** Vol. 2, no. 6 (6/2017).- p. 52-65.
- Salvatore, Dominick. Europe's growth crisis: When and how will it end?.- The World Economy.-** Vol. 40, no. 5 (5/2017).- p. 836-848.
- Stopford, Martin. Maritime economics.- London: Harper Collins Academic, 1988.**
- What embargo? Qatar products exports hit two-year high.- MEES.-** Vol. 60, no. 38 (22/9/2017).- p. 6.

COMMERCE & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATIONS

- Acharya, Ram C. Impact of trade on Canada's employment, skill and wage structure.-** The World Economy.- Vol. 40, no. 5 (5/2017).- p. 849-882.
- Gagliani, Gabriele. International economic disputes, investment arbitration and intellectual property: Common descent and technical problems.-** Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 2 (4/2017).- p. 335-355.
- Johannesson, Louise and Mavroidis, Petros C. The WTO dispute settlement system 1995-2016: A data set and its descriptive statistics.-** Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 3 (6/2017).- p. 357-408.
- Kang, Jong Woo and Ramizo, Dorothea M. Impact of sanitary and phytosanitary measures and technical barriers on international trade.-** Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 4 (8/2017).- p. 539-573.
- Lin, Ching-Fu. Toward a more rounded strategy to eliminate illicit trade in Tobacco products.-** Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 2 (4/2017).- p. 265-284.
- Liu, Han-Wei. Inside the black box: Political economy of the Trans-Pacific partnership's encryption clause.-** Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 2 (4/2017).- p. 309-333.
- Monkelbaan, Joachim. Using trade for achieving the SDGs: The example of the environmental goods agreement.-** Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 4 (8/2017).- p. 575-603.
- Sahoo, Pravakar (et al). Trade facilitation: Must for India's trade competitiveness.-** Journal of World Trade.- Vol. 51, no. 2 (4/2017).- p. 285- 307.
- Yucer, Aycil (et al). Trade performance of export processing zones.-** The World Economy.- Vol. 40, no. 5 (5/2017).- p. 1012-1038.

ECONOMICS & DEVELOPMENT

- Aisbett, Emma (et al). Dynamic adjustment and the specification of empirical economic models of deforestation.-** Environment and Development Economics.- Vol. 22, no. 4 (8/2017).- p. 470-489.
- Arab League, Arab Fund, Arab Monetary and Organization of Arab Petroleum, Exporting Countries (OAPEC). The joint Arab economic report 2016 (overview & statistical annexes).-** Abu Dhabi: Arab Monetary Fund, 2016.
- Askari, Hossein; Nowshirvani, Vahid and Jaber, Mohamed. Economic development in the GCC: The blessing and the curse of oil.-** London: Jai Press Inc., 1997.
- Askari, Hossein; Nowshirvani, Vahid and Jaber, Mohamed. The economic development of oil-exporting countries: The case of Iraq.-** London: Jai Press Inc., 1990.

ثامنا : تلوث البيئة وحمايتها

تأهيل البيئة البحرية في كبر. - الكويتي. - الكويت : شركة نفط الكويت. - ع. 1400 (2017/8). - ص. 22-25.

تأهيل التربة في نفط الكويت. - الكويتي. - الكويت : شركة نفط الكويت. - ع. 1398 (2017/6). - ص. 22-25.

Hydraulic fracturing and its potential environmental effects = لتثقيق الهيدروليكي وآثاره البيئية المحتملة - الكويت : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبتترول، أوابك، 2017.

اليوم العالمي للبيئة 2017 يرفع شعار "أنا مع البيئة". - الاقتصادي الكويتي. - الكويت : غرفة تجارة وصناعة الكويت. - ع. 545 (2017/6). - ص. 76-78.

تاسعا : موضوعات أخرى

آفاق التغيير : إصلاحات قانونية مرتقبة لسوق العمل داخل الاتحاد الأوروبي. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 35 (2017/9/9). - ص. 29-33.

بعد أكثر من عام، أين تتجه مفاوضات البريكست. - تقرير الاقتصاد والأعمال. - الكويت : المركز الدبلوماسي للدراسات الاستراتيجية. - ع. 33 (2017/8/26). - ص. 25-28.

Bibliography

Prepared by :
Muhammad Sami
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.

North Sea Crude Oil and Natural Gas supply developments and their impact on energy security in Europe and on OAPEC member Countries

* Eltaher ElZetoni

The North Sea region gained significant economic importance when crude oil and natural gas were discovered in the late 1960s. Since then, the North Sea supply of crude oil and natural gas has contributed significantly to the world's total energy supply, becoming a major source during the 1980s and 1990s, as total crude oil and natural gas liquids production for the North Sea countries (UK, Norway, Denmark, Germany, Netherlands, Belgium and France) peaked at 6.5 million b/d in 2000 year, accounting for about 15% of total non-OPEC oil supplies, and 8.5% of the world's total crude oil and natural gas liquids supply during that year.

In addition, total North Sea natural gas supply reached a peak of 288 billion cubic meters in 2004, accounting for 94% of the total Western European natural gas supply and 10.6% of the total world marketed natural gas supply during that year. Natural gas has played an important role in achieving energy security in Europe in general, and in the North Sea countries in particular. Political stability and geographic proximity to major European consumption markets supported North Sea to play a major role in global crude oil and natural gas markets.

In the beginning of the third millennium, the North Sea oil supply began to decline sharply, bringing the total North Sea crude oil and natural gas liquids production to 3.2 million barrels / day in 2015, representing a decline of about 49.8% compared to their peak levels in 2000, the region share of the world's total oil supply has fallen to about 3.4% in 2015. By contrast, the total North Sea natural gas supply over the past 10 years has declined to 229 billion cubic meters in 2015, A decrease of about 20% compared to its peak in 2004, reducing their share in the total world marketed natural gas supply to about 6.3%.

The study aims to present and analyze North Sea Crude oil and Natural Gas supply developments, in order to identify the implications of these developments on energy security in Europe and on OAPEC member Countries Crude oil and Natural Gas supply. The First part provides an overview of the Crude Oil and Natural Gas resources in the North Sea region. The second part deals with the development of oil supplies in the North Sea region. The third part reviewed the development of natural gas supply in the North Sea region. The fourth part was devoted to explore the future prospects of North Sea Crude oil and Natural Gas supply. The fifth part reviews the implications of the North Sea supply on energy security in Europe. The sixth part dealt with the impacts on OAPEC member Countries Crude oil and Natural Gas supply, while the seventh part introduced the final summary and conclusions.

Abstract

Floating LNG Receiving, Storage and Re-gasification Terminals

Wael Hamed A. Moati

LNG import terminal is considered as the last step of the LNG industry value chain. There are several types of LNG terminals based on the technical solutions and technology adopted, including onshore terminal, offshore Gravity based structure (GBS), shuttle regasification vessel (SRV) and floating storage & regasification unit (FSRU). Owing to its numerous advantages, the offshore terminals (particularly, FSRUs), became more attractive and strategic solution in seasonal or small markets.

This study sheds light on the current scene and future perspectives of the floating storage and re-gasification units (FSRUs) market. The study is divided into three chapters, chapter-I reviews the various types of LNG receiving terminals, their main components and the key merits of offshore (floating) terminals compared with onshore ones.

Chapter-II addresses the developments of LNG terminals projects in the global markets and the growth of the global regasification and storage capacities. In addition, how these terminals played a significant role in meeting the growing demand on natural gas.

Chapter-III addresses the growth of the FSRUs market and its key players including ship builders, FSRUs owners and operators. Moreover, it provides the future perspectives of the FSRUs market till year 2022 in the light of growing demand on LNG.

Contents

Articles

- Floating LNG Receiving, Storage and Re-gasification Terminals (part1)** 7
Wael Hamed A. Moati - [Abstract](#) 7
- North Sea Crude Oil and Natural Gas supply developments and their impact on energy security in Europe and on OAPEC member Countries** 99
Eltaher ElZetoni - [Abstract](#) 8

Bibliography

- English 9

Oil and Arab Cooperation is an Arab journal aiming at spreading petroleum and energy knowledge while following up the latest scientific developments in the petroleum industry

Articles published in this journal reflect the opinions of their authors and not necessarily those of OAPEC.

- Information sources and references should be referred to/enlisted in a clear academic method.
- When citing information from any source (digital, specific vision, or analysis), plagiarism should be avoided. Such information should be rephrased by the researcher's own words while referring to the original source. For quotations, quotation marks ("...") should be used.
- It is preferred to write the foreign names of cities, research centres, companies, and universities in English not Arabic.
- The researcher's CV should be attached to the article if it was the first time he/she cooperates with the journal.
- Views published in the journal reflect those of the authors and do not necessarily represent the views of OAPEC. The arrangement of the published articles is conditioned by technical aspects.
- Authors of rejected articles will be informed of the decision without giving reasons.
- The author of any published article will be provided with 5 complementary copies of the issue containing his/her article.

**Articles and reviews should be sent to:
The Editor-in-Chief, Oil and Arab Cooperation Journal, OAPEC**

**P.O.Box 20501 Safat -13066 Kuwait
Tel.: (+965) 24959000 - (+965) 24959779
Fax : (+965) 24959755**

E-mail : oapec@oapecorg.org - www.oapecorg.org

PUBLICATION RULES

DEFINITION AND PURPOSE

OIL AND ARAB COOPERATION is a refereed quarterly journal specialized in oil, gas, and energy. It attracts a group of elite Arab and non- Arab experts to publish their research articles and enhance scientific cooperation in the fields relevant to the issues covered by the journal. The journal promotes creativity, transfers petroleum and energy knowledge, and follows up on petroleum industry developments.

RESEARCH ARTICLES

The journal welcomes all research articles on oil, gas, and energy aiming at enriching the Arab economic literature with new additions.

BOOK AND RESEARCH REVIEWS

The journal publishes articles presenting analytical reviews on books or studies published on oil, gas, and energy in general. These reviews work as references for researchers on the latest and most important petroleum-industry-related publications.

REPORTS

They tackle a conference or seminar attended by the author on the condition that they are relevant to oil, gas, and energy. Also, the author should obtain the permission of the institution that delegated or sponsored him/her to attend that event allowing him/her to publish their article in our journal. The report should not exceed 10 pages including figures, charts, maps, and tables if available.

RESEARCH CONDITIONS

- Publication of authentic research articles in Arabic which observe internationally recognized scientific research methodology.
- Articles should not exceed 40 pages (including text, tables, and figures) excluding the list of references. The full text of the article should be sent electronically as a Word document.
- Figures, maps, and pictures should be sent in a separate additional file in JPEG format.
- “Times New Roman” should be used with font size 12. Line spacing should be 1.5. Text alignment should be “justified”.



OIL AND ARAB COOPERATION

Editor - in - Chief

Abbas Ali Al-Naqi

Deputy Editor - in - Chief

Abdul Kareem Kh. Ayed

Editorial Board

D. Samir El Kareish

Ahmed Al-Kawaz

Abdul Fattah Dandi

Ahmed Al-Kawaz

Saad Akashah

Emad Makki

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:
Editor-in-Chief of Oil and Arab Cooperation Journal



OIL AND ARAB COOPERATION



ORGANIZATION OF ARAB PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES
OAPEC

OIL & ARAB COOPERATION



Volume 43 - 2017 - Issue 162

Articles

- **Floating LNG Receiving, Storage and Re-gasification Terminals** **Part 1**
Wael Hamed A. Moati
- **North Sea Crude Oil and Natural Gas supply developments and their impact on energy security in Europe and on OAPEC member Countries**
Eltaher ElZetoni

Bibliography