منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول
أوابـك

طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية في الولايات المتحدة، وانعكاساتها على السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

دولة الكويت - أيلول / سبتمبر 2019

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

أوابـك

طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية في الولايات المتحدة، وانعكاساتها على السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

دولة الكويت - أيلول / سبتمبر 2019

مقدمة

اعتمد العالم على مصـــادر الغاز التقليدية على مدار عقود لتلبية احتياجاته من هذا المورد الحيوي، وهي لا تزال تسـاهم بالنصـيب الأكبر في إنتاج الغاز الطبيعي في عالم اليوم، حيث تعد الأسـهل والأقل تكلفة في الاسـتخراج مقارنة ببقية المصـادر التي تعد غير تقليدية كونها تنطوي على بعض الصـعوبات الفنية والاقتصـادية لاستخراجها. إلا أن التطور التقني مهد الطريق أمام اســتغلال المصـــادر غير التقليدية وبالأخص مصادر السجيل أو ما يعرف باسم مصادر الغاز الصخري، لتضيف مورداً جديداً للغاز يمكن استغلاله في تلبية احتياجات العالم من الطاقة لعقود مقبلة.

ولا شك أن الطفرة التي شهدها العالم في مجال استغلال المصادر غير التقليدية يعود في المقام الأول إلى التجربة الرائدة بقيادة الولايات المتحدة في تطوير تقنيات الحفر الأفقي الموجه والتشـــقيق الهيدروليكي. ولعل أول ما يتبادر إلى الذهن أن هذه التقنيات حديثة العهد، لكنها في الحقيقة تقنيات مســتخدمة منذ عدة عقود في الصـــناعة البترولية، حيث يعود تطبيق الحفر الأفقي إلى الثلاثينات من القرن الماضـــي، بينما بدأ استخدام التشقيق الهيدروليكي منذ فترة الخمسينات. بيد أن ما شـهدته هذه التقنيات من تطور هائل بفضل الابتكار وتراكم الخبرات واستخلاص الدروس المستفادة، ساهم في خفض تكلفة اســتخدامها، والوقت اللازم في حفر وإكمال الآبار، ورفع إنتاجيتها. ومع صعود أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، بات استغلال المصادر غير التقليدية مجدياً من الناحية الاقتصادية. وباستغلال هذه التقنيات في تطوير مصادر السجيل على نطاق واسـع، حققت الولايات المتحدة طفرة غير مسـبوقة في إنتاج الغاز، حتى تمكنت من تصـدر دول العالم كأكبر منتج للغاز الطبيعي منذ عام 2009، متفوقة على روسـيا الاتحادية التي ظلت محتفظة بهذه المكانة لسنوات عديدة، وأصبحت تساهم بنحو 25% من الإنتاج العالمي للغاز الطبيعي، وتحولت إلى مصدر صاف للغاز عام 2017.

من هنا تأتي أهمية هذه الدراسة التي تتناول تطورات صناعة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة في العقد الأخير، وتجربتها الفريدة في تطوير مصادر الغاز غير التقليدية وبالأخص مصادر السجيل باستخدام تلك التقنيات، وما أسفرت عنه من تداعيات، أبرزها تحول الولايات المتحدة من مستورد صاف إلى مصدر صاف للغاز الطبيعي، وتدشينها مرحلة جديدة في تاريخها بتنفيذ مشاريع ضخمة لتصدير الغاز الطبيعي المسال. وسوف تتطرق الدراسة إلى كيفية مساهمة مشاريع الإسالة في دخول الولايات المتحدة كلاعب قوي في نادي الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال، وما لذلك من انعكاسات على السوق العالمي.

تأتي هذه الدراسة، في إطار سعي الأمانة العامة المتواصل نحو رصد وتحليل أبرز المتغيرات والتطورات في صناعة الغاز الطبيعي عالمياً، وما لذلك من تداعيات وانعكاسات على المستويين الإقليمي والدولي، وتأمل أن توفر من خلالها معلومات ومادة ثرية يستفيد منها المختصون.

والله ولي التوفيق،،،

الأمين العام

عباس علي النقي

قائمة المحتويات

الموضـــــوع	رقم الصفحة
مـقـدمة	3
قائمة المحتويات	5
قائمة الأشكال	7
قائمة الجداول	12
ملخص	13
الفصل الأول: مصادر الغاز غير التقليدية، والتقنيات المستخدمة في استغلالها	**15**
1-1: نبذة مختصرة عن منشأ البترول	18
1-2: مصادر الغاز التقليدية	21
1-3: أنواع مصادر الغاز غير التقليدية	23
1-3-1: غاز السجيل أو الغاز الصخري (Shale Gas)	23
1-3-2: غاز الصخور الكتيمة أو الغاز الكتيم (Tight Gas)	31
1-3-3: غاز أو ميثان طبقات الفحم (Coalbed or Coal-Bed Methane)	35
1-3-4: هيدرات الغاز (Gas Hydrates)	42
1-3-5: مقارنة بين المصادر التقليدية وغير التقليدية	45
1-4: التقنيات المستخدمة في استغلال مصادر الغاز غير التقليدية	48
1-4-1: الحفر الأفقي والموجه	48
1-4-2: التشقيق الهيدروليكي	52
الفصل الثاني: طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية في الولايات المتحدة وانعكاساتها على السوق المحلي	**61**
2-1: احتياطيات الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة	64
2-1-1: إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي	64
2-1-2: تطور الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة	66
2-2: نبذة تاريخية عن استغلال الغاز غير التقليدي بالولايات المتحدة	71
2-3: أماكن تواجد مصادر السجيل في الولايات المتحدة	76
2-3-1: منظومة Marcellus في حوض Appalachian الرسوبي	79
2-3-2: منظومة Haynesville/Bossier في حوض TX-LA Salt الرسوبي	80
2-3-3: منظومة Wolfcamp/Bone Spring في حوض Permian الرسوبي	82
2-3-4: منظومة Eagle Ford في حوض Western Gulf الرسوبي	83
2-3-5: منظومة Utica/Point Pleasant في حوض Appalachian الرسوبي	83
2-3-6: منظومة Woodford في حوض Anadarko, South Oklahoma الرسوبي	84
2-3-7: منظومة Barnett في حوض Fort Worth الرسوبي	85
2-3-8: منظومة Fayetteville في حوض Arkoma الرسوبي	86
2-4: طفرة إنتاج الغاز الطبيعي بالولايات المتحدة	89
2-4-1: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة	89
2-4-2: تطورات أنشطة الحفر والإنتاج في منظومات السجيل بالولايات المتحدة	97

يتبع قائمة المحتويات

الموضـــــوع	رقم الصفحة
2-4-3: أسباب نجاح الولايات المتحدة في تحقيق طفرة في الإنتاج	106
2-4-3-1: التطور التقني وتحسين اقتصاديات الحفر والإنتاج	107
2-4-3-2: أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة	114
2-4-3-3: وجود عدد ضخم من شركات الحفر والخدمات العاملة في المجال	116
2-4-3-4: البنية التحتية الهائلة لمعالجة ونقل الغاز	119
2-4-3-5: سياسات السلطة الفيدرالية وسلطات الولايات	124
2-4-3-6: ملكية الثروات المعدنية في باطن الأرض للأفراد	125
2-5: استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة	125
2-5-1: مزيج استهلاك الطاقة الأولية في الولايات المتحدة	125
2-5-2: تطور استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة	127
2-5-3: توزيع استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة وفق القطاعات	131
2-5-4: تداعيات طفرة السجيل على القطاعات الاقتصادية في الولايات المتحدة	132
الفصل الثالث: تداعيات طفرة غاز السجيل على تجارة الغاز في الولايات المتحدة، والانعكاسات على السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال	139
3-1: استيراد وتصدير الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب في الولايات المتحدة	142
3-2: صناعة الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة	146
3-2-1: لمحة تاريخية عن تصدير الغاز الطبيعي المسال من ولاية ألاسكا	146
3-2-2: مرافئ استيراد الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة	148
3-3: الأطر التنظيمية والتجارية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة	153
3-3-1: الإجراءات القانونية لتنظيم صادرات الغاز الطبيعي المسال	153
3-3-2: الهيكل التجاري لمشروع تصدير الغاز الطبيعي المسال	158
3-3-2-1: نموذج المشروع المتكامل (Integrated Project Model)	158
3-3-2-2: نموذج الشركة أو التاجر (Merchant Project Model)	160
3-3-2-3: نموذج الرسوم (Tolling Project Model)	162
3-4: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة	165
3-5: تداعيات دخول الولايات المتحدة في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال والآفاق المستقبلية	**173**
3-5-1: تحول الولايات المتحدة من مستورد صاف إلى مصدر صاف للغاز	173
3-5-2: وجهة صادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة	178
3-5-3: تنافسية الولايات المتحدة في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال	183
3-5-4: الآفاق المستقبلية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة	188
الخلاصة والاستنتاجات	195
المراجع	205
Abstract	217

قائمة الأشكال

الشكل	رقم الصفحة
الفصل الأول	
الشكل 1-1: مراحل نضوج الصخر المصدر، ونافذة توليد النفط والغاز	20
الشكل 1-2: العناصر الرئيسية للمنظومة البترولية التي تضم تجمعات من النفط أو الغاز	21
الشكل 1-3: أنواع المكامن الحاوية للغاز (التقليدية وغير التقليدية)	22
الشكل 1-4: مثال لشكل تكوينات السجيل	24
الشكل 1-5: مراحل تقييم حجم الغاز القابل فنيا للاستخراج من مكمن سجيل طبقاً لآلية إدارة معلومات الطاقة الأمريكية	28
الشكل 1-6: أحواض السجيل التي تم تقييمها في 46 دولة حول العالم	29
الشكل 1-7: الدول العشر الكبرى في مصادر غاز السجيل القابلة للاستخراج	30
الشكل 1-8: حجم وتوزع المسام داخل صخور تقليدية وصخور كتيمة	33
الشكل 1-9: حجم مصادر الغاز الكتيم القابل فنياً للاستخراج، مطلع عام 2018	35
الشكل 1-10: التصدعات/الشقوق الأمامية والخلفية داخل طبقات الفحم التي يتسرب من خلالها الغاز	36
الشكل 1-11: الطاقة التخزينية لأنواع الفحم المختلفة من الغاز الممتز (جاف، خالي من الغبار)	37
الشكل 1-12: إنتاج الغاز الطبيعي من طبقات الفحم بحفر الآبار الرأسية	38
الشكل 1-13: تطور إنتاج الغاز والمياه من بئر غاز طبقات الفحم مع الوقت	39
الشكل 1-14: المخزون الجيولوجي لمصادر غاز طبقات الفحم في عدة دول	41
الشكل 1-15: شكل هيدرات الغاز المستخرجة من تربة رسوبية في خليج المكسيك	42
الشكل 1-16: مواضع تكون هيدرات الغاز ضمن وأسفل الطبقة الجليدية، وأسفل قاع المحيط	43
الشكل 1-17: أماكن تواجد هيدرات الغاز حول العالم	45
الشكل 1-18: حجم الغاز القابل فنياً للاستخراج من المصادر التقليدية وغير التقليدية، عام 2018	46
الشكل 1-19: رسم توضيحي لاختراق الطبقات الحاوية للغاز بواسطة الحفر الرأسي والحفر الأفقي	49
الشكل 1-20: منطقة حفر متعددة الآبار تضم 9 آبار أفقية، تم حفرها في منظومة Marcellus بالولايات المتحدة	50
الشكل 1-21: تطور نشاط الحفر الأفقي (والموجه) ونشاط الحفر الرأسي في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2019	52
الشكل 1-22: مكونات سائل التشقيق الهيدروليكي	54
الشكل 1-23: مخطط لإجراء عملية تشقيق هيدروليكي متعددة المراحل	55
الشكل 1-24: مقطورات تحمل المياه المستخدمة في عملية التشقيق الهيدروليكي لبئر غاز بمنظومة Marcellus بالولايات المتحدة	56
الشكل 1-25: دورة المياه المستخدمة في عملية التشقيق الهيدروليكي لبئر غاز	57
الشكل 1-26: متوسط كمية المياه المستخدمة في حفر وتشقيق بئر واحد في منظومات للسجيل بالولايات المتحدة	58

الفصل الثاني	
الشكل 2-1: الدول الكبرى في احتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة عالميا، نهاية عام 2017	64
الشكل 2-2: توزيع الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة حسب نوع المصادر، نهاية عام 2017	65
الشكل 2-3: توزيع احتياطيات الغاز المصاحب والغاز الحر (غير المصاحب) في الولايات المتحدة، نهاية عام 2017	66
الشكل 2-4: تطور الاحتياطيات المؤكدة للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 1980-2017	67
الشكل 2-5: التغير السنوي في تقديرات الاحتياطي المؤكد للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة (2007-2017)	69
الشكل 2-6: تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في أعلى ثمان ولايات أمريكية خلال الفترة 2013-2017	70
الشكل 2-7: توزيع الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة حسب المنطقة/الولاية، مطلع عام 2018	70
الشكل 2-8: تطور إنتاج الغاز الطبيعي المسوق في الولايات المتحدة خلال الفترة 1900-2000	72
الشكل 2-9: تطور حصة احتياطيات غاز السجيل من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017	75
الشكل 2-10: أحواض ومنظومات السجيل في الولايات 48 السفلية بالولايات المتحدة	76
الشكل 2-11: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Marcellus في خمس ولايات أمريكية، ومتوسط إنتاجية الآبار التي تم حفرها حتى أبريل عام 2017	80
الشكل 2-12: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Haynesville ، والآبار المنتجة، حتى أكتوبر 2017	81
الشكل 2-13: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Wolfcamp، ومتوسط إنتاجية الآبار التي تم حفرها من أول 2015 وحتى منتصف عام 2018	82
الشكل 2-14: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Utica/Point Pleasant، ومتوسط إنتاجية الآبار التي تم حفرها حتى منتصف عام 2016	84
الشكل 2-15: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Barnett والآبار المنتجة، عام 2011	86
الشكل 2-16: الاحتياطي المؤكد للغاز في أبرز منظومات السجيل بالولايات المتحدة نهاية عام 2017	88
الشكل 2-17: احتياطيات غاز السجيل في أعلى ثماني ولايات بالولايات المتحدة، نهاية عام 2017	89
الشكل 2-18: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2018	90
الشكل 2-19: إنتاج الغاز الطبيعي في الدول الخمس الكبرى عالمياً، عامي 2008 و2018	91
الشكل 2-20: تطور إنتاج غاز السجيل وبقية المصادر الأخرى في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017	92
الشكل 2-21: تطور إنتاج غاز طبقات الفحم في الولايات المتحدة خلال الفترة (2000-2017)	93
الشكل 2-22: تطور حصة مصادر الغاز غير التقليدية من إجمالي الإنتاج في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017	94
الشكل 2-23: تطور إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في أعلى ثمان ولايات أمريكية خلال الفترة 2007-2017	95
الشكل 2-24: تراجع إنتاج الغاز الطبيعي في منطقة خليج المكسيك خلال الفترة 2001-2017	97

الشـكل 2-25: خريطة توضـح النشـاط الهائل في عمليات الحفر في منظومتي Marcellus و Utica خلال الفترة 2012-2017	100
الشـكل 2-26: تطور الإنتاج الشـهري للآبار الجديدة لكل حفارة في عدة مناطق للسـجيل حتى نيسان/أبريل عام 2019	101
الشكل 2-27: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في منظومات السجيل بالولايات المتحدة	102
الشكل 2-28: عدد الحفارات العاملة في حفر آبار الغاز في أحواض مختارة بالولايات المتحدة	103
الشـكل 2-29: تأثر إنتاج الغاز الطبيعي في منظومة Haynesville بأنشـطة الحفر، وأسـعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة	105
الشكل 2-30: تحسن إنتاجية الآبار في منظومة Haynesville	106
الشكل 2-31: موقع إنتاج الغاز ويضم (أ) رؤوس الآبار، (ب) خطوط التجميع والصهاريج	109
الشكل 2-32: توزيع التكاليف الإجمالية لحفر وتشغيل بئر في منظومة غاز سجيل في الولايات المتحدة	111
الشكل 2-33: تراجع الوقت المستغرق في إتمام حفر البئر الأفقي الواحد بالولايات المتحدة، مع ازدياد إجمالي الطول الأفقي خلال الفترة 2009-2012	112
الشكل 2-34: تطور تكلفة التشقيق الهيدروليكي للمرحلة الواحدة بالولايات المتحدة خلال الفترة 2009-2012	112
الشـكل 2-35: تطور تكاليف حفر الآبار في خمس منظومات بالولايات المتحدة وذلك خلال الفترة 2006-2015	113
الشكل 2-36: توزيع آبار الغاز في الولايات المتحدة حسب معدل الإنتاج (برميل نفط مكافئ في اليوم)	114
الشكل 2 - 37: تطور الأسعار الشهرية للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة وفقا لمركز هنري	115
الشكل 2-38: منحنى توضيحي لتراجع الإنتاج من بئر غاز السجيل (الغاز الصخري)	117
الشكل 2 - 39: تطور عدد آبار الغاز، وآبار النفط المنتجة للغاز في الولايات المتحدة	118
الشكل 2 - 40: توزيع إنتاج الغاز في الولايات المنتجة حسب نوع الآبار المنتجة عام 2017	119
الشكل 2-41: شبكات خطوط أنابيب نقل وتوزيع الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة	121
الشكل 2-42: شبكة محطات ضواغط الغاز في الولايات المتحدة	122
الشكل 2-43: محطات معالجة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، متوسط معدل تشغيلها عام 2017	123
الشـكل 2-44: التغير في طاقة المعالجة والإنتاجية لمحطات معالجة الغاز خلال الفترة 2014-2017	124
الشكل 2-45: مزيج استهلاك الطاقة الأولية في الولايات المتحدة، عام 2018	126
الشكل 2-46: تطور استهلاك الطاقة الأولية في الولايات المتحدة حسب مصدر الطاقة	127
الشكل 2-47: أكبر خمس دول في استهلاك الغاز الطبيعي عالمياً عام 2018	128
الشكل 2-48: تطور إجمالي استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2018	129
الشكل 2-49: تطور استهلاك الغاز الطبيعي في أعلى سبع ولايات أمريكية خلال الفترة 2007-2017	130
الشكل 2-50: توزيع استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة حسب القطاعات، عام 2018	131
الشـكل 2-51: تطور توليد الكهرباء في الولايات المتحدة حسـب نوع الوقود المسـتخدم خلال الفترة 1970-2018	133
الشكل 2-52: مزيج توليد الكهرباء حسب نوع الوقود المستخدم في الولايات المتحدة عام 2018	134
الشكل 2-53: توقعات إنتاج الكهرباء في الولايات المتحدة حسب نوع الوقود حتى عام 2050	135

الشكل 2-54: تطور سعر واستهلاك الغاز الطبيعي في القطاع الصناعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 1997-2018	136
الفصل الثالث	
الشكل 3-1: تطور تجارة الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب مع كندا خلال الفترة 1973-2018	143
الشكل 3-2: تطور تجارة الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب مع المكسيك خلال الفترة 1973-2018	144
الشكل 3-3: تطور تجارة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة عبر خطوط الأنابيب مع كندا والمكسيك خلال الفترة 1973-2018	146
الشكل 3-4: محطة Kenai، أول محطة للغاز الطبيعي المسال بالولايات المتحدة	147
الشكل 3-5: تراجع صادرات الغاز الطبيعي المسال من محطة Kenai في ولاية ألاسكا بالولايات المتحدة	148
الشكل 3-6: تطور واردات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 1985-2000	149
الشكل 3-7: تطور واردات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 2001-2018	152
الشكل 3-8: الطلبات التي تسلمتها لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC) حتى نهاية آب/أغسطس 2014، لتنفيذ مشاريع لتصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة	154
الشكل 3-9: مراحل الحصول على تصريح من لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية لتنفيذ مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال بالولايات المتحدة	155
الشكل 3-10: مشاريع الغاز الطبيعي المسال التي أخذت موافقة لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC) والإدارة البحرية الأمريكية (MARAD) ولم يتم تشغيلها بعد	156
الشكل 3-11: هيكل نموذج المشروع المتكامل (Integrated Project Model) في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال	159
الشكل 3-12: هيكل نموذج الشركة أو التاجر (Merchant Project Model) في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال	161
الشكل 3-13: هيكل نموذج الرسوم (Tolling Project Model) في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال	163
3-14: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال التي دخلت حيز التشغيل، والمشاريع تحت الإنشاء في الولايات المتحدة، عام 2019	165
الشكل 3-15: مشروع Sabine Pass Liquefaction في ولاية لويزيانا، أول مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات 48 السفلية بالولايات المتحدة	167
الشكل 3-16: المخطط الزمني لمشروع Sabine Pass لتصدير الغاز الطبيعي المسال بالولايات المتحدة	169
الشكل 3-17: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال التي دخلت حيز التشغيل في الولايات المتحدة حتى عام 2019	172
الشكل 3-18: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة اعتباراً من شباط/فبراير 2016 وحتى نهاية الربع الأول من عام 2019	174
الشكل 3-19: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة حسب المشروع المصدر	175

الشكل 3-20: تطور صادرات وواردات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة خلال الفترة 2010-2018	176
الشكل 3-21: توقعات صادرات وواردات الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة حتى عام 2050	177
الشكل 3-22: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال حسب الدولة خلال الفترة 2015-2018 وتطور حصة الولايات المتحدة من إجمالي التجارة العالمية	178
الشكل 3-23: توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال (المجمعة) من الولايات المتحدة حسب وجهة الاستقبال خلال الفترة من شباط/فبراير 2016 وحتى نهاية آذار/مارس 2019	179
الشكل 3-24: أكبر الدول المستوردة للغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة عام 2018	180
الشكل 3-25: حصة صادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة من إجمالي الصادرات إلى دول الاتحاد الأوروبي	182
الشكل 3-26: حصة السوق الأوروبي من إجمالي صادرات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال	182
الشكل 3-27: تطور أسعار الغاز الطبيعي في الأسواق العالمية	184
الشكل 3-28: تطور مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل خلال الفترة 2009-2018	185
الشكل 3-29: تطور حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل من كل من دولة قطر، وأستراليا والولايات المتحدة	186
الشكل 3-30: التكلفة الاستثمارية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال (دولار/طن في السنة)	187
الشكل 3-31: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة خلال الفترة 2016-2021	189
الشكل 3-32: مشروع Elba Island لتصدير الغاز الطبيعي المسال في ولاية جورجيا، بالولايات المتحدة	190
الشكل 3-33: تطور طاقة الإسالة في كل من أستراليا، وقطر والولايات المتحدة بحلول عام 2021	192
الشكل 3-34: توقعات العرض والطلب على الغاز الطبيعي المسال حتى عام 2030	194
الخلاصة والاستنتاجات	
الشكل-1: تطور حصة مصادر الغاز غير التقليدية من إجمالي الإنتاج في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017	196
الشكل -2: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال حسب الدولة خلال الفترة 2015-2018 وتطور حصة الولايات المتحدة من إجمالي التجارة العالمية	198
الشكل-3: تطور أسعار الغاز الطبيعي في الأسواق العالمية	200
الشكل-4: تطور حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل من كل من دولة قطر، وأستراليا والولايات المتحدة	201
الشكل -5: تطور طاقة الإسالة في كل من أستراليا، وقطر والولايات المتحدة بحلول عام 2021	202
الشكل -6: توقعات العرض والطلب على الغاز الطبيعي المسال حتى عام 2030	203

قائمة الجداول

الجدول	رقم الصفحة
الفصل الأول	
الجدول 1-1: مصادر غاز السجيل القابلة فنياً للاستخراج في مناطق العالم	31
الجدول 1-2: أبرز نقاط المقارنة بين المصادر التقليدية، والمصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي	47
الجدول 1-3: تطوير منطقة بمساحة 640 فدان (1 ميل مربع) باستخدام تقنيات الحفر الرأسي والأفقي	51
الجدول 1-4: بيانات لمتوسط بيانات آبار تم حفرها في مناطق مختلفة بداخل منظومة Marcellus بالولايات المتحدة	59
الفصل الثاني	
الجدول 2-1: مقارنة بين خصائص منظومات غاز السجيل في الولايات المتحدة	78
الجدول 2-2: الآثار المباشرة المتوقعة لطفرة غاز السجيل في الولايات المتحدة على الصناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة خلال الفترة 2015-2020	137
الفصل الثالث	
الجدول 3-1: تعاقدات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من مشروع Sabine Pass في الولايات المتحدة	168
الجدول 3-2: تعاقدات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من مشروع Chorpus Christi في الولايات المتحدة	170
الجدول 3-3: تعاقدات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من مشروع Cove Point في الولايات المتحدة	172
الجدول 3-4: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال تحت الإنشاء في الولايات المتحدة، مطلع عام 2019	188
الجدول 3-5: المشاريع المقترحة لتصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة، مطلع عام 2019	193

ملخص

تقع الدراسة في ثلاثة فصول، يتناول **الفصل الأول** أنواع مصادر الغاز غير التقليدية، وتوزيعها عالمياً بالإضافة إلى حجم المصادر القابل فنياً للاستخراج. كما يستعرض التقنيات المستخدمة في تطوير المصادر غير التقليدية كالحفر الأفقي الموجه والتشقيق الهيدروليكي، والتي بفضلها بات استغلال هذه المصادر مجدياً من الناحية الاقتصادية.

بينما يتناول **الفصل الثاني** الطفرة غير المسبوقة التي حققتها الولايات المتحدة في مجال إنتاج الغاز الطبيعي من المصادر غير التقليدية وبالأخص مصادر السجيل، ومناطق إنتاج تلك المصادر، والعوامل التي مكنت الولايات المتحدة من تحقيق تلك الطفرة. كما يتناول تداعيات طفرة الإنتاج على أسعار الغاز الطبيعي في السوق الأمريكي، وعلى أنماط استهلاك الغاز في القطاعات الاقتصادية المختلفة.

أما **الفصل الثالث**، فيتناول المشهد الراهن لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة التي دخلت حيز التشغيل والمشاريع الجاري تنفيذها، بالإضافة إلى المشاريع المقترحة، وطبيعة الإجراءات التنظيمية الفيدرالية الواجب اتباعها للحصول على الموافقة لتصدير الغاز الطبيعي المسال. كما يتطرق إلى الانعكاسات على السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال بعد دخول الولايات المتحدة ضمن مجموعة كبار الدول المصدرة له.

الفصل الأول

مصادر الغاز غير التقليدية، والتقنيات المستخدمة في استغلالها

1-1: نبذة مختصرة عن منشأ البترول

2-1: مصادر الغاز التقليدية

3-1: أنواع مصادر الغاز غير التقليدية

4-1: التقنيات المستخدمة في استغلال مصادر الغاز غير التقليدية

الفصل الأول

مصادر الغاز غير التقليدية، والتقنيات المستخدمة في استغلالها

شهد سوق الطاقة العالمي في الآونة الأخيرة ظهور ما يعرف بثورة أو طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من المصادر غير التقليدية وبالأخص مصادر السجيل في الولايات المتحدة. حيث نجح التقدم التقني في نشاط الحفر والإكمال في تحقيق الإنتاج التجاري من هذه المصادر على نطاق واسع، وهو الأمر الذي مكّن الولايات المتحدة من تصدر دول العالم كأكبر منتج للغاز الطبيعي منذ عام 2009.

ولا يعتمد الفرق بين المصادر التقليدية وغير التقليدية على التركيب الجزيئي للغاز، فكلاهما مصدر للغاز الطبيعي الذي يشكل فيه الميثان النسبة الأعلى تصل إلى 70-90%، بل يكمن الفرق في سمات المكمن/الخزان الحاوي لتجمعات الغاز وبالأخص النفاذية، والتي تحدد الطرق التقنية المستخدمة لتعظيم إنتاج الغاز منه. وتضم هذه المصادر غاز السجيل Shale Gas، وغاز الصخور الكتيمة Tight Gas وغاز طبقات الفحم Coal Bed Methane، بالإضافة إلى هيدرات الغاز Gas Hydrates. وبالرغم من أن الغاز التقليدي كان ولا يزال المصدر الرئيسي للإنتاج، ويستحوذ على معظم الاستثمارات في صناعة الغاز العالمية، إلا أن الغاز غير التقليدي وبالأخص غاز السجيل بات يشكل رافداً جديداً، وأصبح محور اهتمام عدد من شركات النفط الوطنية والعالمية.

1-1: نبذة مختصرة عن منشأ البترول

توجد نظريتين رئيسيتين حول تفسير نشأة البترول، ووفقاً للنظرية العضوية السائدة فإن منشأ البترول يعود إلى تجمع بقايا ومخلفات نباتية وحيوانية وطحالب وأحياء دقيقة في قاع البحار والمستنقعات. ومع تعاقب الأحقاب (الأزمنة) الجيولوجية، دُفنت هذه البقايا والمخلفات بأثقال من الأتربة والرمال. وبمرور الوقت، يزداد تراكم الأثقال، لتبدأ الرواسب في التصلب (Solidification) أي تتحول إلى صخور، ثم تبدأ المادة العضوية الموجودة في البقايا والمخلفات في التحلل الميكروبي وتستمر هذه العملية التي تعرف باسم"Diagenesis" عند درجات حرارة أقل من 50 مئوية، وعلى أعماق في حدود عدة مئات من الأمتار، وفي المراحل الأخيرة منها تتحد المكونات الناتجة من التحلل الميكروبي للمادة العضوية لتكون ما يسمى بالكيروجين (Kerogen) التي تعد المصدر الرئيسي لتوليد الهيدروكربونات[1]. وتشهد هذه المرحلة أيضاً توليد الغاز الحيوي (Biogenic Gas) من النشاط البكتيري. ويطلق على الصخر الذي تتكون بداخله مادة الكيروجين اسم الصخر الأم أو المصدر (Source Rock)، ويعد الصخر في هذه المرحلة غير ناضج حرارياً (Immature). ويستخدم معامل الانعكاس R_o (Vitrinite Reflectance Index) في تقييم درجة نضوج الصخر، والذي لا تزيد قيمته في هذه المرحلة عن 0.5%[2].

ومع استمرار زيادة تراكم الرواسب، يستمر الضغط ودرجات الحرارة في الارتفاع، لتبدأ المرحلة الثانية التي تعرف باسم "Catagenesis" وفيها يتم التحلل الحراري لمادة الكيروجين لتبدأ في توليد النفط ثم في مرحلة تالية يبدأ توليد كميات ضئيلة من الغاز لتشكل مع النفط المتبقي ما يعرف باسم "المتكثفات".

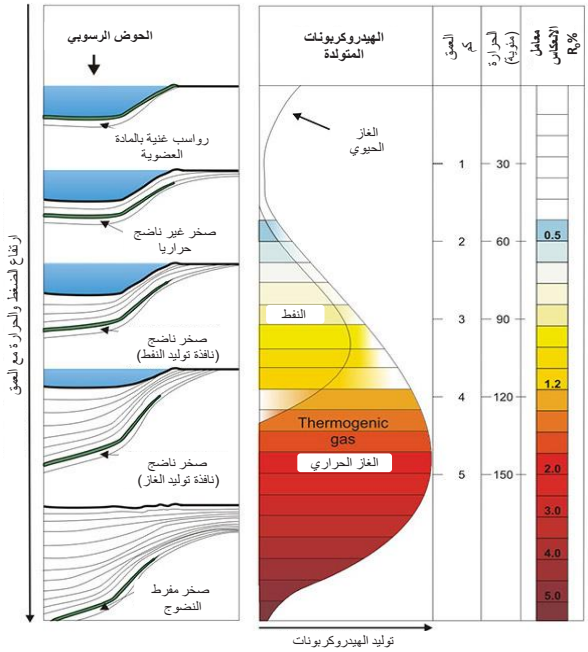
[1] B.P. Tissot et al;" Petroleum Formation and Occurrence"; 1984.
[2] Izabella Grotek; (Polish Geological Institute); "Thermal maturity of organic matter and gas exploration"; 2014.

ويعد الصخر في هذه المرحلة (مرحلة Catagenesis) ناضج حرارياً (Thermally Mature)، وتبلغ قيمة معامل الانعكاس R_o له نحو 0.5-1.2%. ومع استمرار عملية الدفن والوصول إلى أعماق أكبر، وبطبيعة الحال إلى درجات حرارة أعلى، تبدأ المادة العضوية في توليد الغاز الحراري (Thermogenic Gas) فقط، وتبلغ قيمة معامل الانعكاس R_o للصخر في هذه المرحلة حوالي 1.2-2%.

ومن الجدير بالذكر أن عملية توليد النفط أو الغاز تتوقف على المحتوى الكلي للكربون العضوي (Total Organic Carbon, TOC) وتركيبه في الصخر المصدر أو الأم الذي غالباً ما يكون من صخر السجيل (Shale). كما تتوقف عملية التوليد على العمق ودرجات الحرارة حيث تتواجد نافذة توليد النفط عند درجات حرارة تتراوح بين 60 و120 درجة مئوية وعلى أعماق 2-4 كم، بينما تتواجد نافذة توليد الغاز الطبيعي عند درجات حرارة تتراوح بين 120و150 درجة مئوية، وعلى أعماق أكبر تتراوح في مدى 3-6 كم كما هو مبين بالشكل 1-1.

أما المرحلة الثالثة، فتبدأ عند درجات حرارة أعلى من 200 درجة مئوية، وعلى أعماق أكبر، حيث تبدأ عملية "Metagenesis" والتي يستنزف فيها الصخر قدرته على توليد الهيدروكربونات، حيث يصبح مفرط النضوج (Overmature)، كما يبدأ في مرحلة متأخرة منها حدوث تشوه للصخر نفسه بسبب الارتفاع الكبير في درجات الحرارة، وهي مرحلة ليست ذات أهمية لجيولوجيا البترول. وتزيد قيمة معامل الانعكاس R_o للصخر في هذه المرحلة عن 3%. ويستخلص مما سبق أن الغاز له أكثر من منشأ، أحدهما حيوي (Biogenic Gas) عند أعماق ضحلة في حدود 1 كم، والآخر حراري (Thermogenic Gas) عند أعماق تصل إلى 3-6 كم.

الشكل 1-1: مراحل نضوج الصخر المصدر، ونافذة توليد النفط والغاز

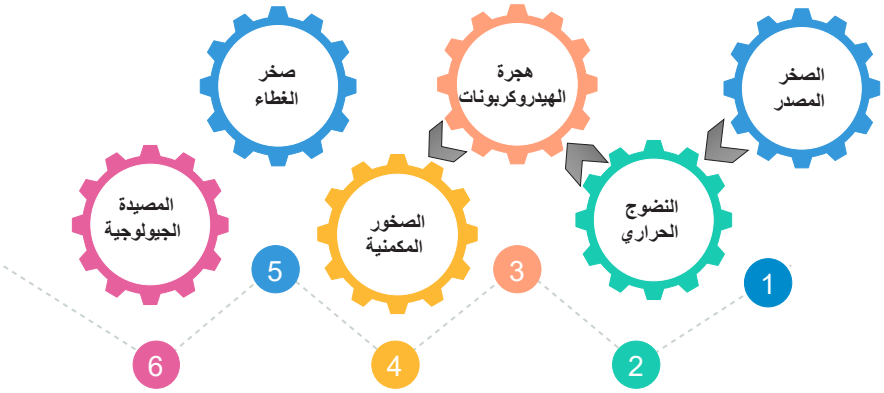


المصدر: معدل عن Bjørlykke، 2010

ويعقب عملية توليد الهيدروكربونات حدوث هجرة لأغلب التجمعات المتكونة من الصخر المصدر إلى أعلى حتى تصل إلى سطح الارض أو حتى تصطدم بطبقة صخرية غير نفاذة تكون بمثابة صخر غطاء أو مانع (Cap or Seal Rock) لمنع هجرة الهيدروكربونات، لتحاصر هذه التجمعات فيما يشبه المصيدة (تسمى المصيدة الجيولوجية)، وتتجمع داخل صخور ذات مسامية عالية (يطلق عليها المكمن أو الخزان)، لتشكل ميلاد المكامن التقليدية للنفط والغاز. أما المصادر غير التقليدية، فهي تجمعات الهيدروكربونات التي ظلت محصورة بالصخر المصدر ولم تهاجر، والتي من أشهرها مصادر غاز السجيل أو ما يعرف بالغاز الصخري.

يلخص الشكل 1-2، العوامل الرئيسية لتكوين تجمعات الهيدروكربونات، والتي يطلق عليها المنظومة البترولية (Petroleum System).

الشكل 1-2: العناصر الرئيسية للمنظومة البترولية التي تضم تجمعات من النفط أو الغاز



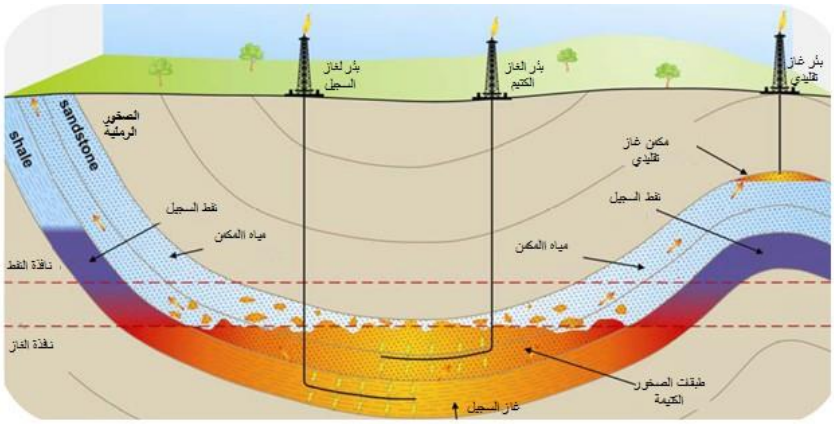
1-2: مصادر الغاز التقليدية

في ضـــوء النظرية العضـــوية لمنشـــأ البترول، فإن المصـــادر التقليدية، هي الصـــخور التي هاجرت إليها الهيدروكربونات من الصـــخر المصـــدر، لُتخزن بداخل مسـامها، وهي تتميز بأنها ذات مسـامية (Porosity) عالية وهو ما يسـمح لها بتخزين كميات كبيرة من الغاز يمكن استخراجها بطرق الحفر التقليدية مثل حفر الآبار الرأسية باستغلال الضـغط الطبيعي للمكمن، وبتكلفة منخفضـة نسبياً مقارنة بالمصـادر الأخرى ولكنها حسـب طبيعة كل مكمن وموقعه. كما تتميز بأنها ذات نفاذية (Permeability) تتدرج من عالية إلى متوسـطة (أعلى من 1 ملي دارسـي وهو المقياس المسـتخدم في قياس النفاذية)، تسـمح بتدفق الغاز من المسـامات عبر مسـارات داخل الصـخور، وهو الأمر الذي يؤدي إلى اسـتمرار تدفق الغاز من البئر أثناء وضـعه على الإنتاج. وأغلب المكامن التقليدية من الصخور الرسوبية، لما تتميز به من مسامية عالية

وفي ضـــوء ما ســـبق، فإن مصـــادر الغاز التقليدية هي التي تتيح إنتاج الغاز بمعدلات تجارية بما يحقق النفع الاقتصـــادي، وغالباً دون الحاجة إلى تطبيق تقنيات متقدمة على نطاق واسع لتحفيز الآبار، ورفع إنتاجيتها.

وقد يتواجد الغاز الطبيعي في المصـــادر التقليدية إما حراً وفي هذه الحالة يطلق عليه غـاز حر أو غير مصـــاحب (Free Gas or Non-associated Gas) أو مصـــاحباً للنفط الخام ويطلق عليه غاز مصـــاحب (Associated Gas) كما هو مبين بالشـــكل 1-3، وتعد مكامن الغاز الحر المكون الرئيســـي لاحتياطيات الغاز الطبيعي المؤكد عالمياً. وتتميز مكامن الغاز التقليدي بارتفاع معامل الاســـتخراج، الذي قد يتراوح بين 70-90% من إجمالي المخزون الجيولوجي من الغاز.

الشكل 1-3: أنواع المكامن الحاوية للغاز (التقليدية وغير التقليدية)



المصدر: Oxford Institute for Energy Studies (OIES)

وقـد بلـغ إجمـالي احتياطيـات الغـاز التقليـدي القابلـة للاسـتخراج بغـض النظـر عـن الجـدوى الاقتصـادية مطلـع عـام 2018 حـوالي 15,150 تريليـون قـدم مكعـب. كمـا يهـيمن إنتـاج الغـاز التقليـدي علـى الإنتـاج العـالمي مـن الغـاز الطبيعـي بنسـبة 80% (عـام 2017)، ومـن المتوقـع أن يظـل الغـاز التقليـدي المصـدر الرئيسـي للإنتـاج خـلال السـنوات المقبلـة ليسـاهم بنحـو 70% مـن الإنتـاج العـالمي بحلول عام 2040.

3-1: أنواع مصادر الغاز غير التقليدية

لا يعتمد الفرق بين المصادر التقليدية وغير التقليدية على التركيب الجزيئي للغاز، فكلاهما مصدر للغاز الطبيعي الذي يشكل فيه الميثان النسبة الأعلى تصل إلى 70-90%، وفي بعض الحالات إلى 99%، بالإضافة إلى الهيدروكربونات الغنية مثل الإيثان والبروبان والبيوتان..إلخ، بل يكمن الفرق في سمات المكمن/الخزان الحاوي لتجمعات الغاز وبالأخص النفاذية، واتباع الطرق التقنية المستخدمة في استخراج الغاز منه. وتضم هذه المصادر غاز السجيل، وغاز الصخور الكتيمة، وغاز طبقات الفحم بالإضافة إلى هيدرات الغاز. وبالرغم من أن الغاز التقليدي كان ولا يزال المصدر الرئيسي للإنتاج، ويستحوذ على معظم الاستثمارات المخصصة في صناعة الغاز العالمية، إلا أن الغاز غير التقليدي وبالأخص غاز السجيل بات يشكل رافداً جديداً للإنتاج، وأصبح محور اهتمام عدد من شركات النفط الوطنية والعالمية في ضوء ما حققه التطور التقني الهائل في مجال الحفر الأفقي الموجه، والتشقيق الهيدروليكي.

1-3-1: غاز السجيل أو الغاز الصخري (Shale Gas)

- السمات الجيولوجية لمصادر غاز السجيل

يعرف السجيل أو الطّفل بأنه صخر رسوبي يتكون من جسيمات الطين المتصلب. حيث تترسب حبيبات دقيقة جداً من الطين في بيئة بطيئة الحركة مثل المياه العميقة أو على أطراف دلتا الأنهار[3]. وقد يتزامن مع ترسب هذه الحبيبات، ترسب بقايا نباتات، وطحالب، ومخلفات من أصل حيواني.

[3] J.Daniel Arthur et al; "An overview of modern shale gas development in the United States"; All consulting 2008.

ويؤدي تراكم هذه المكونات لملايين السنين إلى انضغاطها لتتصلب في النهاية وتكون طبقات أفقية رفيعة من الصخور كما يظهر الشكل 1-4.

الشكل 1-4: مثال لشكل تكوينات السجيل

المصدر: Shale Gas Handbook, June 2015[4]

وتعد صخور السجيل غنية بالمادة العضوية، وعلى عكس المكامن التقليدية، فهي تعد الصخر المولد للغاز والمكمن (الخزان) في نفس الوقت. حيث تتواجد صخور المصدر في الكثير من النظم البترولية التي لا تكون فيها صخور المكمن التقليدية متاحة لينفذ إليها الغاز الطبيعي. كما يمكن افتراض تواجد غاز السجيل (الغاز الصخري) بالقرب من المكامن التقليدية. ويتفاوت العمق الذي يتواجد فيه غاز السجيل، لكن في معظم الحالات يقع على أعماق أقل من الغاز التقليدي، وقد يكون في مثل عمقه أو أكثر عمقاً في بعض الحالات الأخرى[5].

[4] Norton Rose Fulbright; "Shale gas handbook A quick-reference guide for companies involved in the exploitation of unconventional gas resources: Second Edition"; June 2015.

[5] مجلس الطاقة العالمي، دراسة موارد الطاقة: نظرة مركزة على الغاز الصخري، 2010.

ويتواجد غاز السجيل بداخل مسام بنية الصخر (Matrix)، وبين الشقوق الطبيعية (Fractures) بين الطبقات، وكذلك ممتزاً على سطح المادة العضوية والمعادن[6].

وتتميز صخور السجيل بأنها ذات نفاذية منخفضة للغاية أو شبه منعدمة، حيث تتراوح من 0.01 إلى 0.00001 ميلي دارسي[7]. وبالتالي يظل الغاز محصوراً بداخل الصخور، بسبب ضعف الاتصال بين المسام الحاوية للغاز. كما تتميز بأنها تمتد على مسافات طويلة لكن بسمك قليل، وبالتالي فإن اتباع طرق الحفر الرأسية المستخدمة في المكامن التقليدية تكون غير مجدية في هذه الحالة، حيث أنها ستخترق عدد محدود من الشقوق. لذا يتم عادة اتباع تقنية الحفر الأفقي داخل الطبقات لاختراق أكبر مساحة ممكنة وإيجاد تلامس بأكبر قدر ممكن مع الشقوق الرأسية لتحسين تدفق الغاز. وعادة ما يتم تحسين إنتاجية بئر غاز السجيل بإجراء تشقيق هيدروليكي لتحفيز أكبر عدد من الشقوق.

وبالرغم من أن استخدام مصطلح "السجيل" قد يُوحي بأن صخر السجيل هو النوع الوحيد الحاوي للغاز، بيد أنه يضم في الواقع طيف واسع من صخور أخرى كما هو الحال في مكامن السجيل في الولايات المتحدة والتي قد تضم طبقات من الصخور الطينية، وصخور السلت (الغرين أو الطمي)، والصخور الرملية ذات الحبيبات الدقيقة. **وبالتالي فإن مصطلح "غاز السجيل" يشمل الأنواع الأخرى من الصخور التي تتميز بنفاذية منخفضة جداً.**

[6] Alberta Geological Survey (AGS);" What is Shale Gas? An Introduction to Shale Gas Gelogy in Alberta"; August 2008.
[7] Freeze, R., and J. Cherry. 1979. Groundwater. Prentice Hall. 1979.

وتختلف منظومة السجيل من مكان إلى آخر، استناداً إلى عدد من السمات الرئيسية أبرزها:

- النضوج الحراري للمادة العضوية، والذي يعبر عنه بقيمة معامل الانعكاس (R_o).
- المحتوى الكلي للكربون العضوي (TOC) داخل الصخر.
- درجة نفاذية الصخر.
- أصل منشأ الغاز (حراري أو حيوي وفي بعض الحالات الاثنين معاً).

ويعد المحتوى الكلي للكربون العضوي السمة الرئيسية لتكوينات السجيل، فهي مقياس لوفرة أو درجة غناء الصخر بالمادة العضوية. وهو يحدد إلى جانب النضوج الحراري، الجدوى الاقتصادية للاستثمار في منظومة سجيل في منطقة ما[8]. ويعد الصخر جيداً إذا زاد المحتوى الكلي للكربون العضوي عن 2% وزناً[9]. أما معامل الانعكاس، فتبلغ قيمته للصخر الحاوي للغاز الرطب والمتكثفات حوالي 1-1.3%، وتزيد عن 1.3% للغاز الجاف.

وبصورة عامة، فإن الحدود الدنيا المقبولة من كلا المعاملين تشير إلى تولد كميات صغيرة من الغاز داخل منظومة السجيل. وفي المقابل، فإن الحدود العليا تشير إلى تولد كميات أكبر من الغاز، ولكن لا يعني ذلك بالضرورة تحقيق الجدوى الاقتصادية لاستخراج الغاز من هذه المصادر، بسبب تتداخل عوامل أخرى مثل درجة النفاذية، وتكنولوجيا الحفر المستخدمة، وأسعار الغاز...إلخ.

[8] تتراجع قيمة المحتوى الكلي للكربون كلما اكتمل النضوج الحراري للصخر.
[9] Y Zee et al., "Unconventional oil and gas resources handbook: Evaluation and development"; 2016.

أما منشأ الغاز، فإما يكون حيويا من النشاط البكتيري أو حرارياً من تحلل المادة الحيوية بفعل ارتفاع الضغط والحرارة أو من التكسير الثانوي للنفط بعد تكونه، وفي بعض الأحيان قد يضم تكوين السجيل الاثنين معاً مثل تكوين New Albany في حوض Illinois في الولايات المتحدة.

➢ مصادر غاز السجيل القابلة فنياً للاستخراج

(Technically Recoverable Shale gas Resources)

تعد الولايات المتحدة الدولة الرائدة في تطوير مصادر غاز السجيل عالمياً، وفي مسعى نحو تقييم هذه المصادر في مناطق أخرى خارج الولايات المتحدة، استناداً إلى تجربتها المتميزة والفريدة في هذا المجال، أصدرت إدارة معلومات الطاقة الأمريكية (EIA) عدة تقارير متتالية لتقييم هذه المصادر في مناطق أخرى حول العالم، مع إجراء تحديث دوري للبيانات في ضوء ما يستجد من دراسات أو نتائج جديدة لأنشطة الحفر في الأحواض موضوع الدراسة.

ويقوم تقدير إدارة معلومات الطاقة الأمريكية لحجم الغاز القابل فنياً للاستخراج من مكمن سجيل قيد الدراسة على عدة خطوات متتالية[10] كما يبين الشكل 1-5، والتي تبدأ بعمل تقييم أولي للحوض الرسوبي وتحديد طبقات السجيل التي يحتويها الحوض مع استبعاد الطبقات التي يقل عمقها عن 1,000 متر أو يزيد عن 5,000 متر، وكذلك الطبقات التي يقل فيها المحتوى الكلي للكربون العضوي عن 2% وزناً.

[10] EIA; "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States"; June 2013.

ويتم احتساب المخزون الكلي للغاز بالطبقات والذي يشمل الغاز الحر المتواجد بين مسام الصخور (وهو يعد المصدر الرئيسي للإنتاج للطبقات الواقعة على أعماق كبيرة)، والغاز الممتز على المادة العضوية (وهو يعد المصدر الرئيسي للغاز المنتج من الطبقات الضحلة والغنية بالمادة العضوية).

وبعد تطبيق احتمالية النجاح، يتم حساب حجم الغاز الذي يمكن استخراجه استناداً إلى معامل استرجاع يتراوح بين 20-30%، وفي بعض الحالات الاستثنائية قد يصل إلى 15% أو إلى 35%.

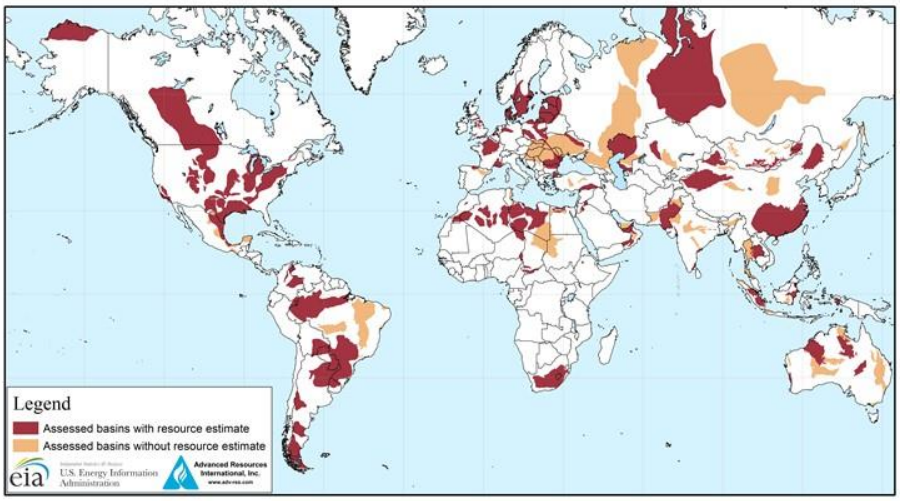
الشكل 1-5: مراحل تقييم حجم الغاز القابل فنيا للاستخراج من مكمن سجيل طبقاً لآلية إدارة معلومات الطاقة الأمريكية

ووفقاً لأحدث البيانات الصادرة في أيلول/سبتمبر 2015، والتي تغطي عدة أحواض وتكوينات للسجيل في 46 دولة حول العالم (تشمل الولايات المتحدة)[11] كما هو مبين بالشكل 1-6، فإن إجمالي حجم مصادر غاز السجيل

[11] EIA, "World Shale Resource Assessments"; September 24, 2015. Available at: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/

القابل فنياً للاستخراج يقدر بنحو 7,576 تريليون قدم مكعب، وهو ما يزيد عن الاحتياطيات المؤكدة للغاز الطبيعي عالمياً والبالغة نحو 7,028 تريليون قدم مكعب.

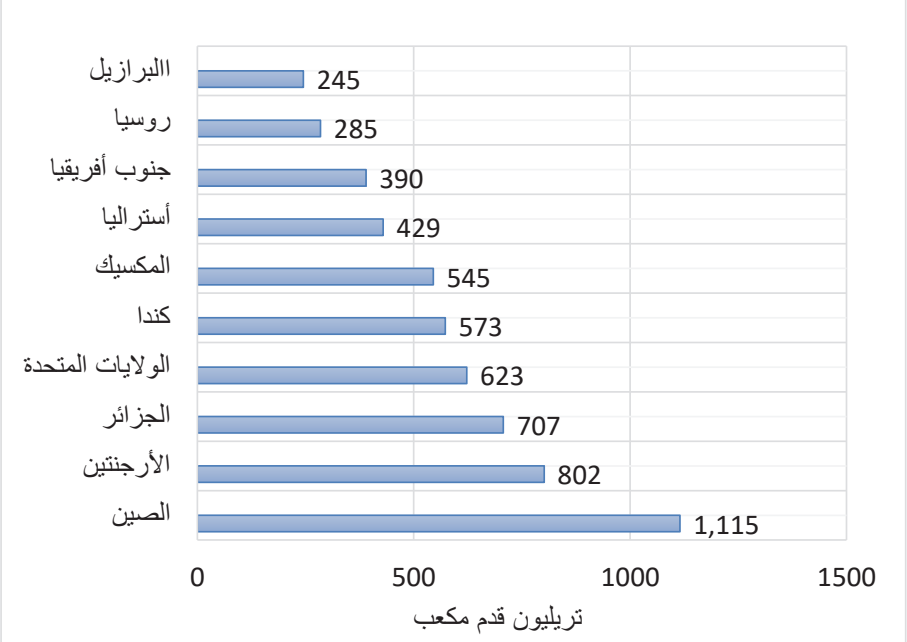
الشكل 1-6: أحواض السجيل التي تم تقييمها في 46 دولة حول العالم



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، EIA

ووفقاً لهذه التقديرات، تضم منطقة آسيا/المحيط الهادي وحدها نحو 1,802 تريليون قدم مكعب، (23.8% من إجمالي حجم المصادر القابلة للاستخراج عالمياً)، حيث يوجد في الصين وحدها نحو 1,115 تريليون قدم مكعب، وهو ما يجعل الصين في المرتبة الأولى عالمياً على مستوى الدول التي تم دراستها كما هو مبين بالشكل 1-7. أما في أمريكا الشمالية، فيقدر إجمالي حجم مصادر غاز السجيل القابل فنيا للاستخراج بنحو 1,740.6 تريليون قدم مكعب (23% من الإجمالي العالمي)، وتضم الولايات المتحدة وحدها نحو 622.5 تريليون قدم مكعب، بحصة 8.2% من إجمالي مصادر السجيل القابلة للاستخراج عالمياً، وهي تحتل المرتبة الرابعة على مستوى الدول، بعد كل من الصين والأرجنتين والجزائر.

الشكل 1-7: الدول العشر الكبرى في مصادر غاز السجيل القابلة للاستخراج



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، EIA

ويقدر إجمالي مصادر غاز السجيل القابلة فنيا للاستخراج في أمريكا الجنوبية حوالي 1,433.2 تريليون قدم مكعب (18.9% من الإجمالي العالمي)، حيث تضم الأرجنتين وحدها 801.5 تريليون قدم مكعب لتحل خلف الصين في المرتبة ثانياً عالمياً.

بينما تضم أفريقيا حوالي 1,405.8 تريليون قدم مكعب (18.6% من الإجمالي العالمي)، وقد حظيت كافة الدول العربية في شمال أفريقيا بتغطية شاملة في التقييم، وتأتي الجزائر في المرتبة الأولى عربياً والرابعة عالمياً بإجمالي 707 تريليون قدم مكعب. وتتوزع النسبة المتبقية بين منطقتي أوروبا وأوراسيا (12.3%) والشرق الأوسط (3.4%) كما هو مبين بالجدول 1-1.

الجدول 1-1: مصادر غاز السجيل القابلة فنياً للاستخراج في مناطق العالم

البند	أمريكا الشمالية	أمريكا الجنوبية	أفريقيا	أوروبا وأوراسيا	آسيا/ المحيط الهادي	الشرق الأوسط	الإجمالي
عدد الدول في التقييم	3	8	9	16	7	3	46
مصادر الغاز القابلة للاستخراج، تريليون قدم مكعب	1740.6	1433.2	1405.8	934.3	1802.3	260.1	**7576.3**
مصادر الغاز القابلة للاستخراج، تريليون متر مكعب	49.3	40.6	39.8	26.5	51	7.4	214.5
الحصة من الإجمالي، %	%23	%18.9	%18.6	%12.3	%23.8	%3.4	100%

المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى تقارير إدارة معلومات الطاقة الأمريكية.

1-3-2: غاز الصخور الكتيمة أو الغاز الكتيم (Tight Gas)

➢ السمات الجيولوجية للصخور الكتيمة

يعرف غاز الصخور الكتيمة (الغاز الكتيم) بأنه الغاز المتواجد داخل صخور ذات نفاذية ومسامية منخفضة. ويعود أول تعريف له إلى حقبة السبعينات من القرن الماضي، حينما حددته حكومة الولايات المتحدة آنذاك بأنه الغاز المتواجد في صخور ذات نفاذية أقل من 0.1 ملي دارسي، وكان الغرض من هذا التعريف هو تحديد الآبار المنتجة من هذه التكوينات التي ستحصل على اعتمادات ضريبية من الحكومة الفيدرالية/حكومة الولايات[12].

[12] Stephen A. Holditch(SPE); Texas A&M U; " Tight Gas Sands"; June 2006.

وقد يتواجد غاز الصخور الكتيمة على أعماق ضحلة أو سحيقة، وتحت ضغط عال أو منخفض، وفي درجات حرارة عالية أو منخفضة، كما يمكن أن يتواجد في طبقة واحدة أو في عدة طبقات[13].

ولم يعد التعريف القديم الذي حددته الولايات المتحدة سائداً أو صالحاً في الوقت الحاضر، حيث بات تعريف غاز الصخور الكتيمة أكثر ارتباطاً بالجانب الاقتصادي لاستخراجه في ضوء التقدم التقني، وتراجع تكلفة الحفر والتشقيق. وفي هذا السياق، انخفض حد النفاذية المستخدم سابقاً لتصنيف مكامن الغاز الكتيم إلى 0.01 ملي دارسي، وفي بعض الحالات إلى أقل من 0.001 ملي دارسي كما هو الحال في الولايات المتحدة في الوقت الراهن[14].

وغالبا ما يتواجد غاز الصخور الكتيمة في الصخور الرملية (Sandstone) التي شهدت تقلصاً في حجم مسامها بسبب التحجر (Lithification). فكما يظهر الشكل 1-8، فإن حجم المسام (باللون الأزرق) داخل الصخور الكتيمة أقل بكثير من مثيلتها في مكمن غاز تقليدي، كما أنها موزعة بشكل عشوائي يعيق تدفق الغاز بشكل طبيعي، وهو ما يتطلب عمل تشقيق داخل الصخور لتحسين عملية التدفق. كما يمكن أن يتواجد الغاز الكتيم في الصخور الكربونية (Carbonate) أو الصخور الجيرية (Limestone) أو حجر السلت (Siltstone).

وتشبه التكوينات الجيولوجية للغاز الكتيم مكامن الغاز التقليدي، ولذا قد يصعب في بعض الأحواض الرسوبية التفريق بين مكامن الغاز الكتيم ومكامن الغاز التقليدي[15]. وعادة ما يكون إنتاج البئر من مكامن الغاز الكتيم أقل بكثير

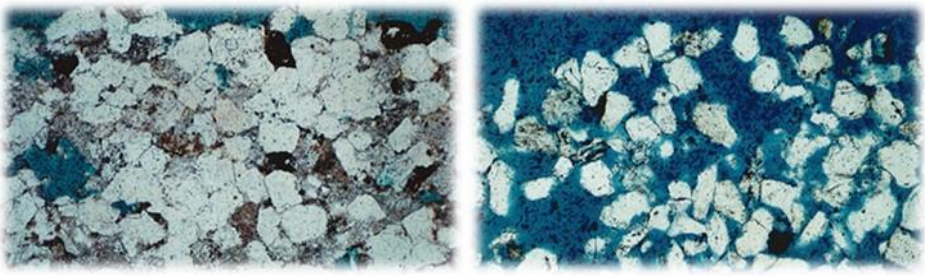
[13] Joy Hartley (Geo-Expro); " What is tight gas?"; Vol.9, No.3, 2012.

[14] نفس المرجع السابق.

[15] Alejandro Alonso Suárez (2012). The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane), Advances in Natural Gas Technology, InTech.

من مثيله في المكامن التقليدية، وهو الأمر الذ يتطلب حفر العديد من الآبار لاستخراج أكبر قدر من مخزون الغاز بسبب تدني معامل الاسترجاع.

الشكل 1-8: حجم وتوزع المسام داخل صخور تقليدية وصخور كتيمة



(أ) صخور رملية في مكمن غاز تقليدي ذات مسامية ونفاذية عالية

(ب) صخور رملية كتيمة، وفيها تتوزع المسام بشكل عشوائي، وأقل من المكمن التقليدي

المصدر: GC. Naik[16]

➢ تقديرات حجم مصادر الغاز الكتيم عالمياً

تتوزع مكامن الغاز الكتيم في عدة مناطق حول العالم. وبالرغم من أن المخزون الجيولوجي من الغاز في هذه المصادر يعد ضخماً حيث يقدر بنحو 10,950 تريليون قدم مكعب، إلا أن انخفاض معامل الاسترجاع يعيق دون استرجاع كميات كبيرة من هذا المخزون، حيث قد يصل إلى 10% أو أقل في بعض المكامن. وتشير تقديرات وكالة الطاقة الدولية إلى أن إجمالي حجم مصادر الغاز الكتيم القابل للاستخراج عالمياً قد بلغ نحو 2,860 تريليون قدم مكعب مطلع عام 2018. وتتوزع هذه المصادر في مناطق العالم كما هو مبين بالشكل 1-9. حيث تتصدر منطقة آسيا/المحيط الهادي بإجمالي 742 تريليون قدم مكعب، وتحل منطقة أمريكا الجنوبية في المرتبة الثانية بإجمالي 530 تريليون قدم مكعب.

[16] G.C.Naik; " Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future".

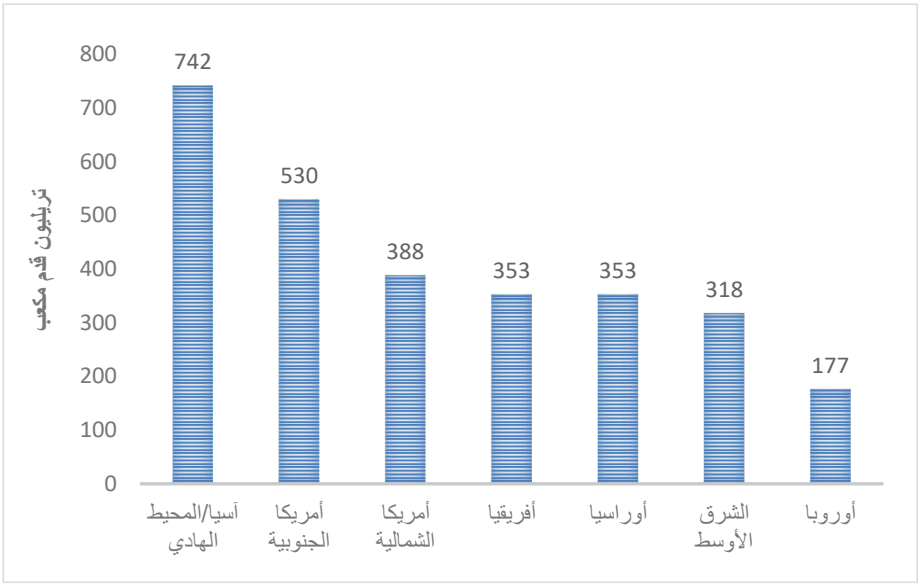
أما في منطقة أمريكا الشمالية، فتشير التقديرات إلى وجود نحو 388 تريليون قدم مكعب، وتعد الولايات المتحدة، الدولة الرائدة عالمياً في استغلال هذا النوع من المصادر منذ عقود. وتتوزع مصادر الغاز الكتيم القابلة للاستخراج بمستويات متقاربة تقريباً في بقية مناطق العالم، حيث تتراوح بين 320-380 تريليون قدم مكعب في كل من أفريقيا، وأوراسيا، والشرق الأوسط، أما في أوروبا فتشير التقديرات إلى وجود نحو 177 تريليون قدم مكعب.

ومن الجدير بالذكر أنه يوجد في الدول العربية عدة أمثلة لمكامن الغاز الكتيم، ومن بينها حقل خزان/ مكارم الواقع في منطقة الامتياز-61 وسط سلطنة عمان، والذي تقوم بتطويره شركة BP البريطانية. ويقدر إجمالي مخزون الغاز في المنطقة بحوالي 100 تريليون قدم مكعب **وهو يعد الحقل الأكبر للغاز الكتيم في منطقة الشرق الأوسط**[17]، بينما قدرت شركة BP الغاز القابل للاستخراج بحوالي 10.5 تريليون قدم مكعب[18]، (أي معامل استرجاع 10.5%).

وتعتقد BP أنه بالإمكان استخراج المزيد من الغاز من الحقل العملاق مع استمرار التقدم التكنولوجي في مجال الحفر والتشقيق وتراجع التكاليف. وقد بدأ إنتاج الغاز من الحقل نهاية عام 2017، ويقدر إنتاجه الحالي بحوالي 1 مليار قدم مكعب/اليوم، ومن المخطط حفر نحو 300 بئر للحفاظ على معدل إنتاج 1.5 مليار قدم مكعب/اليوم بداية من عام 2021.

[17] The Oil & Gas year;" Khazzan gas processing to begin September"; accessed on January 22, 2019.
[18] S & P global Platts; "Malaysia's Petronas acquires 10% stake in Oman gas field"; December 31, 2018.

الشكل 1-9: حجم مصادر الغاز الكتيم القابلة فنياً للاستخراج، مطلع عام 2018



مصدر البيانات: IEA, WEO 2018

1-3-3: غاز أو ميثان طبقات الفحم (Coalbed or Coal-Bed Methane)

➢ السمات الجيولوجية لطبقات الفحم

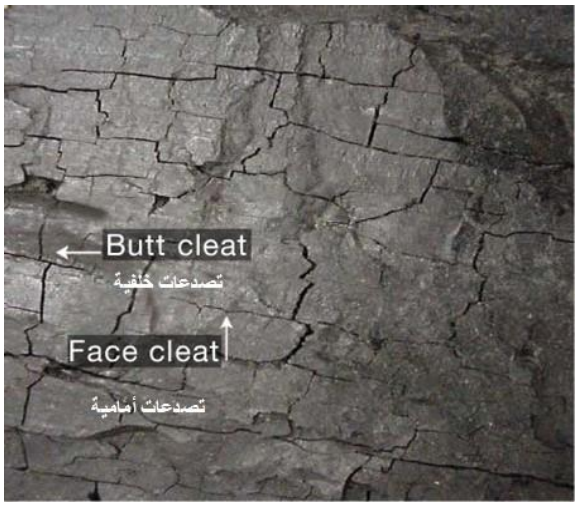
يتواجد غاز أو ميثان طبقات الفحم في معظم الأماكن التي يتواجد بها الفحم، وتعود نشأته إلى عملية تكون الفحم نفسه والتي يطلق عليها اسم Coalification[19]. حيث تتولد أثناء عملية التكون، كميات كبيرة من الغاز الغني بالميثان وتُخزن/تُمتز على الأسطح الداخلية لطبقات الفحم فيما يعرف باسم عملية الإدمصاص (Adsorption).

[19] NeiHl . Whitehead;" Goal-bed methane in New Mexico"; New Mexico geology, November 1991.

وتتمتع طبقات الفحم بمساحة سطحية داخلية كبيرة، ويتيح ذلك تكوين مخزون هائل من الميثان قد يصل إلى 6-7 أضعاف حجم المخزون في صخور مكمن غاز تقليدي بنفس الحجم عند نفس الضغط.

كما يمكن أن تحتوي التصدعات أو الشقوق (Cleats) الموجودة أساساً بين طبقات الفحم على غاز حر إلا أنها غالباً ما تكون مشبعة بالماء. وهي تنقسم إلى تصدعات أو شقوق أمامية (Face Cleats) التي تكون طويلة ومستمرة، وتحدث اتصال جيد داخل طبقة الفحم نفسها، وتصدعات أو شقوق خلفية (Butt Cleats) التي تكون متقطعة وتنتهي عند التصدعات الأمامية كما هو مبين بالشكل 1-10، وتكوِّن هذه التصدعات المسارات التي تسمح بتدفق الغاز من طبقات الفحم أثناء مرحلة استخراجه[20].

الشكل 1-10: التصدعات/الشقوق الأمامية والخلفية داخل طبقات الفحم التي يتسرب من خلالها الغاز

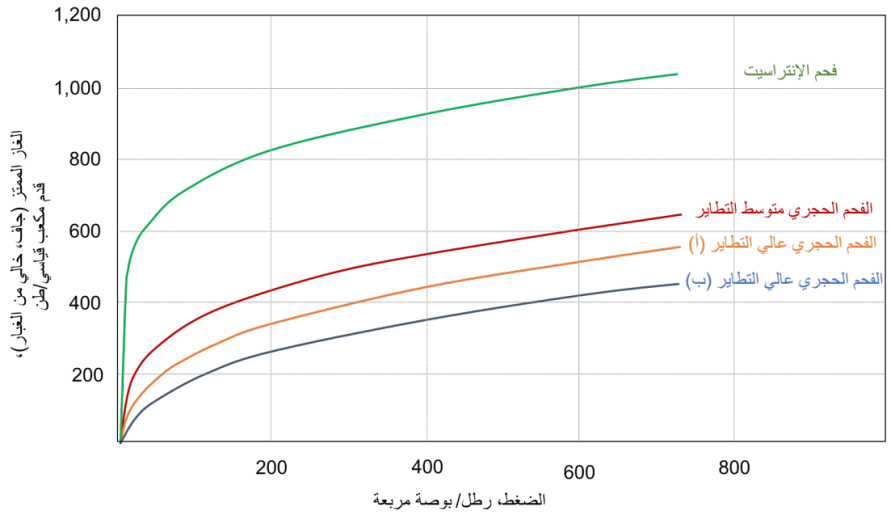


المصدر: NSW Chief Scientist & Engineer

[20] Ahmed Jubori et al; "Coalbed Methane: Clean Energy for the World"; Schlumberger: oilfield Review Summer 2009: 21, No.2.

ويتوقف مخزون الغاز بداخل طبقات الفحم على نوعية الفحم نفسه وظروف الضغط، فالطاقة التخزينية للغاز في أنواع الفحم عالي الجودة مثل فحم الانتراسيت (Anthracite) هي الأعلى، ويليه الأنواع المختلفة من الفحم الحجري (Bituminous) كما يبين الشكل 1-11، فعند ضغط 600 رطل/بوصة مربعة، تصل الطاقة التخزينية من الغاز لكل طن من فحم الانتراسيت إلى 1,000 قدم مكعب قياسي، بينما تتراجع الطاقة التخزينية للغاز لكل طن من الفحم الحجري متوسط التطاير (Medium Volatile Bituminous) إلى أعلى من 600 قدم مكعب قياسي، وتصل إلى 400 مكعب قياسي لكل طن من الفحم الحجري عالي التطاير من النوع-ب (High Volatile Bituminous -b).

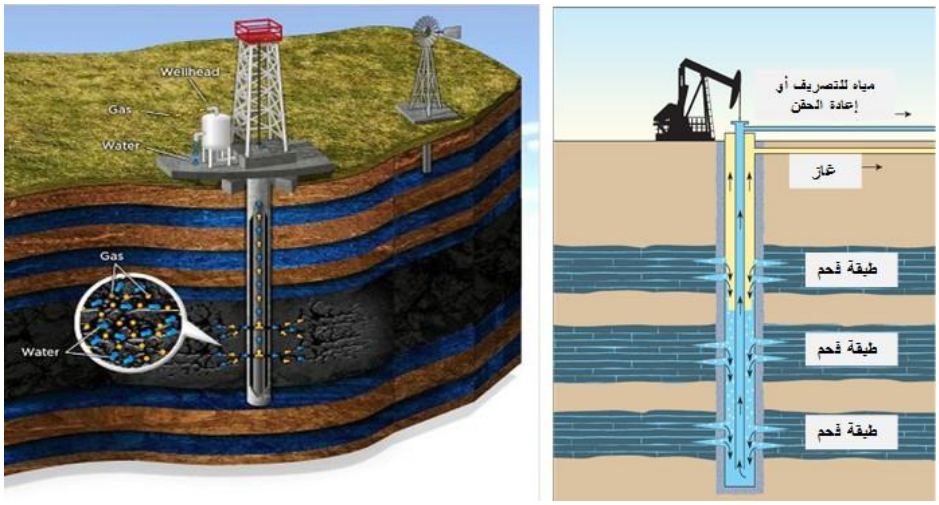
الشكل 1-11: الطاقة التخزينية لأنواع الفحم المختلفة من الغاز الممتز (كلف، خالي من الغبار)



المصدر: Schlumberger, Oilfield Review Summer 2009: 21, No.2;

وقد يتواجد غاز طبقات الفحم في بعض الأحيان بالقرب من سطح الأرض مما يسهل استخراجه بحفر الآبار الرأسية وبتكاليف منخفضة كما يظهر الشكل 1-12، ويؤدي ازدياد عمق الطبقات إلى ارتفاع الضغط وبالتالي يغلق التصدعات التي يتدفق منها الغاز فيعيق استخراجه. وعادة ما يتراوح عمق طبقات الفحم بين 800-1,200 متر[21]. ويتطلب إنتاج الغاز من طبقات الفحم، نزع المياه (dewatering) منها أولاً أي سحب المياه من الطبقات إلى السطح لتخفيف الضغط حتى يتحرر الغاز الممتز على الأسطح الداخلية للطبقات، والغاز الموجود بالمسام متناهية الصغر الموجودة بالفحم، ويتدفق عبر التصدعات حتى يصل إلى قاع البئر (wellbore) لاستكمال عملية الإنتاج[22].

الشكل 1-12: إنتاج الغاز الطبيعي من طبقات الفحم بحفر الآبار الرأسية



المصدر: Schlumberger , Oilfield Review Summer 2009: 21, No.2;

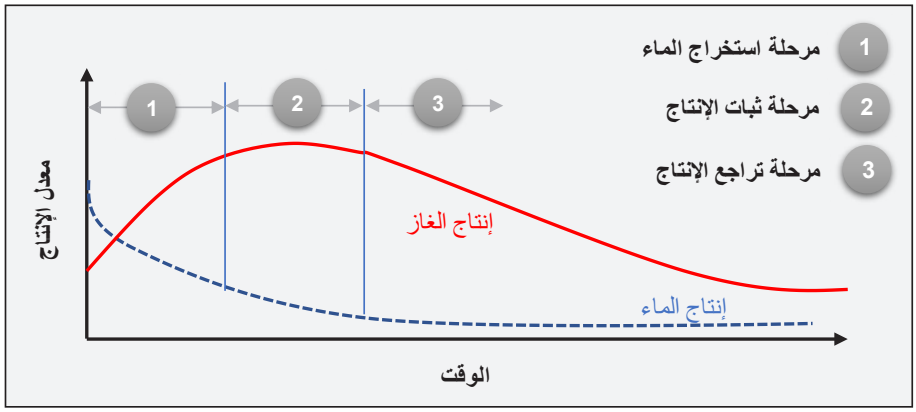
[21] IEA; World Energy outlook"; 2017.
[22] USGS Fact Sheet FS–123–00;" Coal-Bed Methane: Potential and Concerns; October 2000.

ويتم معالجة المياه المنتجة قبل التخلص منها أو إعادة استخدامها، كما يمكن إعادة حقنها مجدداً في طبقات أعمق. وبمرور الوقت يتراجع إنتاج المياه بينما يرتفع إنتاج الغاز حتى يصل إلى الاستقرار.

وعادة ما تكون إنتاجية الآبار من طبقات الفحم منخفضة، وللتغلب على ذلك يتم عمل تحفيز للبئر باستخدام تقنية التشقيق الهيدروليكي لتحفيز الشقوق الموجودة لتسمح بتدفق الغاز بسهولة وسلاسة باتجاه قاع البئر.

وكما يبين الشكل 1-13، فإن بئر غاز طبقات الفحم يمر بثلاثة مراحل منذ بداية وضعه على الإنتاج فالمرحلة الأولى تمثل نزع المياه من البئر، بينما تمثل المرحلة الثانية ثبات إنتاج الغاز من البئر وفيها يتراجع إنتاج المياه بشكل كبير، أما المرحلة الثالثة فهي مرحلة نضوب إنتاج الغاز، والتي يتراجع فيها إنتاج الغاز بشكل سريع بينما يظل إنتاج المياه عند مستويات منخفضة.

الشكل 1-13: تطور إنتاج الغاز والمياه من بئر غاز طبقات الفحم مع الوقت



المصدر: USGS Fact Sheet FS–123–00, Coal-Bed Methane: Potential and Concerns

وعادة يتراوح عمر بئر غاز طبقات الفحم من 5 سنوات إلى 15 سنة[23]، ويصل الإنتاج الأقصى للبئر من الغاز خلال فترة شهر إلى ستة أشهر من بعد نزع المياه[24]. ومعظم الآبار التي يتم حفرها في هذه الطبقات من النوع الرأسي.

➢ تقديرات حجم مصادر غاز طبقات الفحم

يوجد عدة تقديرات لحجم مصادر غاز طبقات الفحم وتوزيعها في مناطق العالم، إلا أنها متفاوتة نوعاً ما، لكنها وبالرغم من ذلك، تشير إلى توافر هذه المصادر بشكل خاص في الـ دول التي تشهد أنشطة متعلقة بتعدين الفحم وفي مقدمتها الولايات المتحدة، وأستراليا. فوفقاً لتقديرات مجلس البترول القومي الأمريكي (NPC) عام 2007، يقدر إجمالي المخزون الجيولوجي من غاز طبقات الفحم عالمياً بنحو 9,051 تريليون قدم مكعب، حيث تضم أمريكا الشمالية نحو 3,000 تريليون قدم مكعب، بينما تضم منطقة الاتحاد السوفيتي السابق نحو 4,000 تريليون قدم مكعب[25].

أما تقديرات شركة Shlumberger وفقاً لدراسة صدرت عام 2009 [(26)]، فتشير إلى أن إجمالي المخزون الجيولوجي من غاز طبقات الفحم عالمياً يقدر بنحو 6,400 تريليون قدم مكعب، وتتصدر الولايات المتحدة دول العالم بمخزون يصل إلى 1,748 تريليون قدم مكعب، حيث تضم ألاسكا وحدها نحو 1,037 تريليون قدم مكعب كما هو مبين بالشكل 1-14.

[23] Peter J Cook CBE," Life cycle of coal seam gas projets: technologies and political impacts"; Report for the New South Wales Office of the Chief Scientist and Engineer"; June 2013.
[24] U.S. Environmental Protection Agency: Office of Water (4303T);" Technical Development Document for the Coalbed Methane (CBM) Extraction Industry"; April 2013
[25] EY; "Shale gas and coalbed methane: Potential sources of sustained energy in the future",2010.
[26] نفس المرجع رقم 20

وتجدر الإشارة إلى أنه من بين 69 دولة تضم مناجم كبرى للفحم، قامت نحو 42 دولة بتنفيذ أنشطة لاستكشاف أو اختبار أو تطوير أو إنتاج غاز طبقات الفحم.

وبالرغم من وفرة مخزون غاز طبقات الفحم، إلا الغاز القابل للاستخراج في ضوء التكنولوجيا الحالية هو المعيار الأهم، حيث تشير تقديرات وكالة الطاقة الدولية إلى إجمالي حجم غاز طبقات الفحم القابل فنيا للاستخراج مطلع عام 2018 يبلغ حوالي 1,765 تريليون قدم مكعب. وبالأخذ في الاعتبار المخزون المقدر بنحو 6,400 تريليون قدم مكعب، فإن معامل الاسترجاع في هذه الحالة يصل إلى 28%، وهو يعد مقبولاً في مثل هذا النوع من المصادر. وعادة ما يتراوح إنتاج البئر من هذه المصادر من 0.1-0.5 مليون قدم مكعب/اليوم، وهو معدل منخفض مقارنة بالآبار التقليدية.

الشكل 1-14: المخزون الجيولوجي لمصادر غاز طبقات الفحم في عدة دول

المصدر: Schlumberger , Oilfield Review Summer 2009: 21, No.2;

1-3-4: هيدرات الغاز (Gas Hydrates)

هيدرات الغاز هي عبارة عن مادة بلورية صلبة مكونة من جزيئات الماء والميثان، حيث تكون جزيئات الميثان حبيسه داخل هيكل من جزيئات الماء، وهي تشبه إلى حد كبير البلورات الثلجية كما يبين الشكل 1-15، لكنها تتميز باحتوائها على كميات ضخمة من غاز الميثان.

تعد هيدرات الغاز مصدر وفير للطاقة إذا يحتوي كل 1 قدم مكعب منها (في صورتها الصلبة) على نحو 164 قدم مكعب من الميثان[27]. وتنتشر هيدرات الغاز على نطاق واسع في الترسبات البحرية (Marine Sediments)، في طبقة قد يصل سمكها إلى عدة مئات من الأمتار، كما تتواجد مع التربة المتجمدة في المناطق القطبية[28]. وهي تفقد ثباتها عند ظروف الضغط والحرارة عند سطح البحر، وهو الأمر الذي يمثل تحدياً لدراستها علمياً.

الشكل 1-15: شكل هيدرات الغاز المستخرجة من تربة رسوبية في خليج المكسيك

المصدر: GeoExpro نقلاً عن USGS

[27] Paul Pause;" Fire from Ice: Methane Hydrate Petroleum Systems and Resources"; Search and Discovery Article #80193 (2011)
[28] USGS; "What are gas hydrates?"; accessed on Jan, 14, 2019.

وقد يكون مصدر الميثان في هيدرات الغاز المتواجدة أسفل قاع المحيطات إما الغاز الحيوي الناتج عن النشاط البكتيري في الرواسب المتكونة على أعماق ضحلة، أو الغاز الحراري الناتج عن تحلل مادة الكيروجين داخل نافذة توليد الغاز[29]. ويتحد الميثان الناتج مع المياه الموجودة في مسام التربة الرسوبية، ليكون هيدرات الغاز عند درجات الحرارة المنخفضة أسفل قاع المحيط، وقد تتكون الهيدرات على سطح القاع مباشرة لكنها لا تعد مصدراً ذو أهمية على المقياس العالمي[30].

وإجمالاً، تتواجد نحو 99% من هيدرات الغاز أسفل قاع المحيطات على عمق 500 متر أو أكثر كما هو مبين بالشكل 1-16.

الشكل 1-16: مواضع تكون هيدرات الغاز ضمن وأسفل الطبقة الجليدية، وأسفل قاع المحيط

المصدر: هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية، USGS

[29] Department of energy (D.O.E); office of fossil fuels; "Methane Hydrate". Accessed on January 15, 2019.
[30] USGS;" Gas Hydrate in Nature"; factsheet 2017-3080, January 2018.

أما النسبة المتبقية فتتواجد في المناطق القطبية ضمن وأسفل الطبقة الجليدية التي تعرضت لتبريد شديد في العصر الجليدي. ويأتي مصدر الغاز في هذه الحالة من مكامن تقليدية عميقة، تسرب منها الغاز قبل العصر الجليدي واتحد مع المياه الموجودة في مسام التربة.

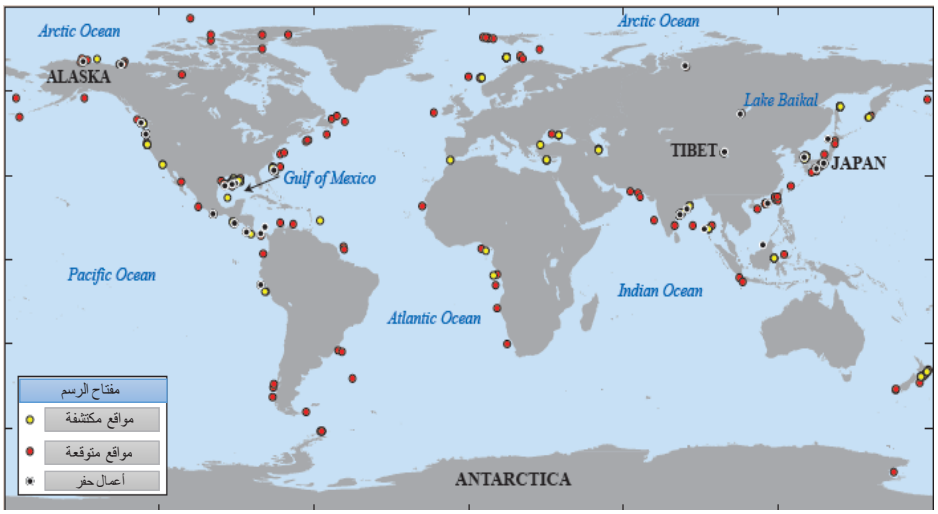
وبالرغم من انتشار هيدرات الغاز بوفرة حول العالم، إلا أن استغلالها على نطاق تجاري لإنتاج الغاز الطبيعي لم يتم حتى الآن. لكن هناك عدة اختبارات قصيرة المدة قد أجريت لأغراض بحثية في كندا والولايات المتحدة، كما قامت الصين واليابان بعمل اختبارات لإنتاج الغاز من الهيدرات الواقعة في المياه العميقة. ومن المخطط أن يبدأ عمل اختبارات إنتاج لفترة أطول مستقبلاً، كما تأمل بعض الدول كاليابان في إمكانية تحقيق الإنتاج التجاري منها خلال العقود المقبلة.

وبالرغم من الاختلافات الكبيرة بين التقديرات المختلفة لحجم هيدرات الغاز وما تحويه من غاز، إلا أنها تشير إلى وجود كميات ضخمة جداً من هذا المصدر، تجعله الوقود الأكثر وفراً في الطبيعة. وتنتشر هيدرات الغاز في مواقع كثيرة على سواحل المحيطات كما هو مبين بالشكل 1-17، ومنها ما تم اكتشافه بالفعل، ومنها ما يتوقع وجوده استناداً إلى نتائج عمليات المسح السيزمي.

ومن المواقع التي شهدت عمليات بحث مكثفة، منطقة شمال خليج المكسيك بالولايات المتحدة، حيث تشير تقديرات مكتب إدارة طاقة المحيطات (BOEM) الأمريكي إلى وجود نحو 21,444 تريليون قدم مكعب من الميثان في هيدرات الغاز في تلك المنطقة. أما بالنسبة للسواحل الأخرى للولايات المتحدة، فتشير التقديرات إلى

وجود نحو 21,702 تريليون قدم مكعب من هيدرات الغاز على سواحل الأطلسي، ونحو 8,192 تريليون قدم مكعب على سواحل المحيط الهادي (عدا ألاسكا)[31].

الشكل 1-17: أماكن تواجد هيدرات الغاز حول العالم



المصدر: هيئة المسح الجيولوجي الأمريكية، USGS

1-3-5: مقارنة بين المصادر التقليدية وغير التقليدية

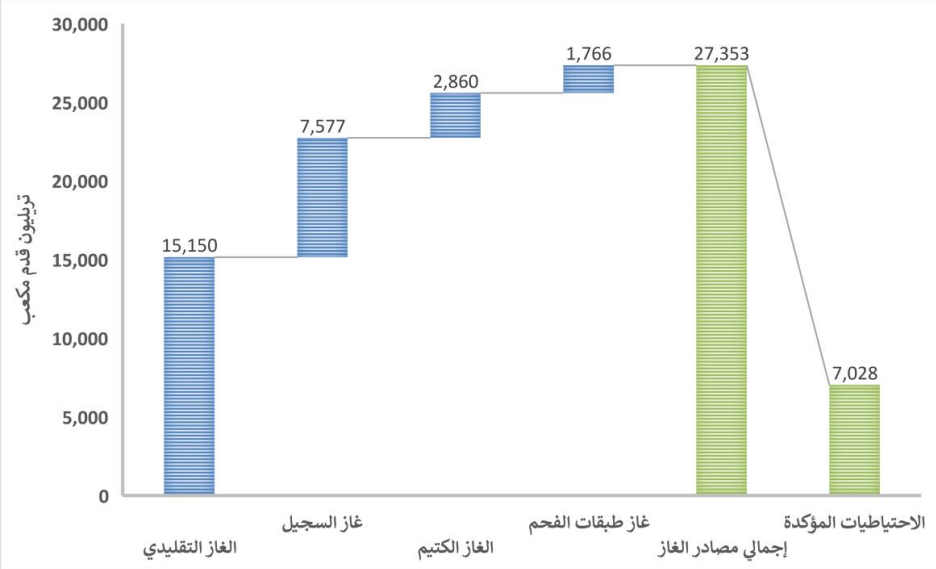
اعتمد العالم على مدار عقود على مصادر الغاز التقليدية في تلبية احتياجاته من هذا المورد الحيوي، وهي لا تزال تساهم بالنصيب الأكبر في إنتاج الغاز الطبيعي في عالم اليوم، كما أنها الأسهل والأقل تكلفة في التطوير مقارنة ببقية المصادر التي تعد غير تقليدية كونها تنطوي على بعض الصعوبات الفنية والاقتصادية لاستخراجها. إلا أن التطور التكنولوجي في مجال الحفر والتشقيق، مهد الطريق أمام استغلال المصادر غير التقليدية وبالأخص غاز السجيل والغاز الكتيم، لتضيف مورداً جديداً للغاز يمكن استغلاله لعقود مقبلة. وبالرغم من توافر هيدرات الغاز كمصدر غير تقليدي للغاز بتجمعات ضخمة جداً، إلا أن استغلالها تجارياً لم يشرع العمل فيه حتى الآن، علاوة

[31] نفس المصدر السابق.

على وجود عدد محدود جداً من الدراسات لتقدير حجم هذه المصادر، والمخزون للقابل للاستخراج منها. لذا سيكون التركيز على بقية المصادر الأخرى (غاز السجيل، الغاز الكتيم، غاز طبقات الفحم) التي تم استغلالها على نطاق تجاري في الولايات المتحدة.

وكما يبين الشكل 1-18، فإن إجمالي حجم الغاز القابل للاستخراج عالميا من المصادر التقليدية وغير التقليدية (بغض النظر عن الجدوى الاقتصادية) قد بلغ نحو 27,353 تريليون قدم مكعب مطلع عام 2018، وتشكل المصادر التقليدية نحو 55% من الإجمالي، بينما تساهم المصادر غير التقليدية بنسبة الـ 45% المتبقية. أما من جانب الاحتياطيات المؤكدة، والتي تعرّف على أنها الكميات التي يمكن استخراجها من الغاز من مصادره بدرجة معقولة من الاحتمالية وفقاً للظروف الاقتصادية والتشغيلية الحالية، فقد بلغت حوالي 7,028 تريليون قدم مكعب مطلع عام 2018.

الشكل 1-18: حجم الغاز القابل فنياً للاستخراج من المصادر التقليدية وغير التقليدية، عام 2018



المصدر: IEA, World Energy Outlook , 2018

كما يلخص الجدول 1-2، أبرز نقاط المقارنة بين المصـــادر التقليدية والمصـــادر غير تقليدية طبقاً لنوع المكمن/الخزان، وعمق الطبقات، وتركيب الغاز المنتج، والطرق المستخدمة في عمليات الاستخراج، وأبرز تحدياتها.

الجدول 1-2: أبرز نقاط المقارنة بين المصادر التقليدية، والمصادر غير التقليدية للغاز الطبيعي

الفقرة	الغاز التقليدي	غاز السجيل	الغاز الكتيم	غاز طبقات الفحم
مكمن/خزان الغاز	صخور ذات نفاذية ومسامية عالية (الصخور الرملية)	صخور ذات نفاذية منخفضة (صخور السجيل، الصخور الكربوناتية، إلخ..)	صخور ذات نفاذية ومسامية منخفضة (الصخور الرملية، الصخور الكربونية،..)	الفحم
العمق، متر	6,000-1,000	5,000-1,000	أعلى من 1,000 متر	1,000-300 متر
تواجد الغاز	حراً بداخل مسام الصخور	حراً بداخل مسام الصخور والشقوق الطبيعية، وممتزاً على سطح المادة العضوية والمعادن	حراً بداخل مسام بنية الصخر وبين الشقوق الطبيعية	ممتزاً على الأسطح الداخلية لطبقات الفحم، وحراً بين الشقوق ولكن غالباً ما تكون مشبعة بالماء
التركيب الجزيئي للغاز	70- 90% من الميثان، وقد يحتوي على مكونات أثقل كالإيثان والبروبان فأعلى	أغلبه من الميثان، وقد يحتوي على مكونات أثقل كالإيثان والبروبان فأعلى	70- 90% من الميثان، وقد يحتوي على مكونات أثقل كالإيثان والبروبان فأعلى	نسبة الميثان أعلى من 95%
طريقة الاستخراج	الحفر الرأسي	الحفر الأفقي، مع التشقيق الهيدروليكي للطبقات	التشقيق الهيدروليكي للطبقات مع/بدون الحفر الأفقي	الحفر الرأسي أو الأفقي، وقد يتطلب التشقيق الهيدروليكي
معامل الاسترجاع	70-90%	20-30%	10% أو أعلى حسب الجدوى الاقتصادية	قد يصل إلى 30%
تحديات الاستخراج	ارتفاع التكلفة والمخاطرة في الحقول البحرية	-النفاذية المنخفضة وما تتطلبه من تشقيق لرفع الإنتاجية -توفير كميات المياه المستخدمة في التشقيق	-النفاذية المنخفضة وما تتطلبه من تشقيق لرفع الإنتاجية -توفير كميات المياه المستخدمة في التشقيق	نزع المياه من الطبقات أولاً، وكيفية التخلص منها

1-4: التقنيات المستخدمة في استغلال مصادر الغاز غير التقليدية

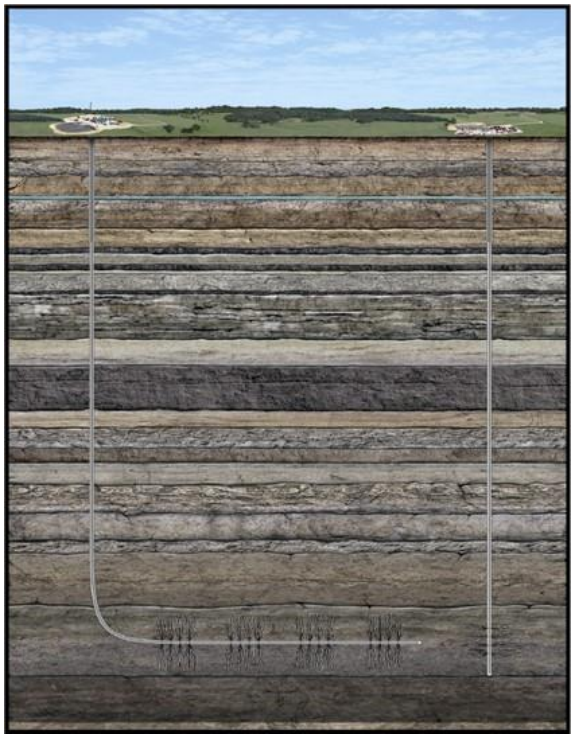
لا شك أن الطفرة التي شهدها العالم في مجال استغلال المصادر غير التقليدية يعود في المقام الأول إلى التطور التقني بقيادة الولايات المتحدة في عمليات الحفر الأفقي الموجه والتشقيق الهيدروليكي. ولعل أول ما يتبادر إلى الذهن أن هذه التقنيات حديثة، لكن في الحقيقة هي مستخدمة منذ عدة عقود في الصناعة البترولية، حيث يعود تطبيق الحفر الأفقي إلى الثلاثينات من القرن الماضي، بينما بدأ استخدام التشقيق الهيدروليكي منذ فترة الخمسينات. لكن ما شهدته هذه التقنيات من تطور هائل، ساهم في خفض تكلفة استخدامها، والوقت اللازم لحفر وإكمال الآبار. ومع صعود أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، بات استغلال المصادر غير التقليدية مجدياً من الناحية الاقتصادية.

1-4-1: الحفر الأفقي الموجه

تتميز طبقات السجيل بأنها ذات سمك صغير إلا أنها تمتد لمسافات طويلة تحت سطح الأرض. وبالتالي فإن الحفر الأفقي داخل الطبقات سيحقق أكبر اختراق ممكن لها ويسمح بتدفق كميات أكبر من تجمعات الغاز، مقارنة بحفر بئر رأسي كما يوضح الشكل 1-19. وعلى سبيل المثال، فإن حفر بئر رأسي في منظومة Marcellus في ولاية بنسلفانيا بالولايات المتحدة، قد يخترق 50 قدم من الصخور الحاوية للغاز، بينما لو تم الحفر أفقياً فإنه قد يمتد لمسافة 2-6 آلاف قدم داخل الطبقات التي قد يتراوح سمكها بين 50-300 قدم[32]. وبالتالي، فإن اتباع تقنية الحفر الأفقي سيقلل عموماً من عدد الآبار المطلوبة.

[32] US D.O.E & NEPL;" Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer"; April 2009.

الشكل 1-19: رسم توضيحي لاختراق الطبقات الحاوية للغاز بواسطة الحفر الرأسي والحفر الأفقي



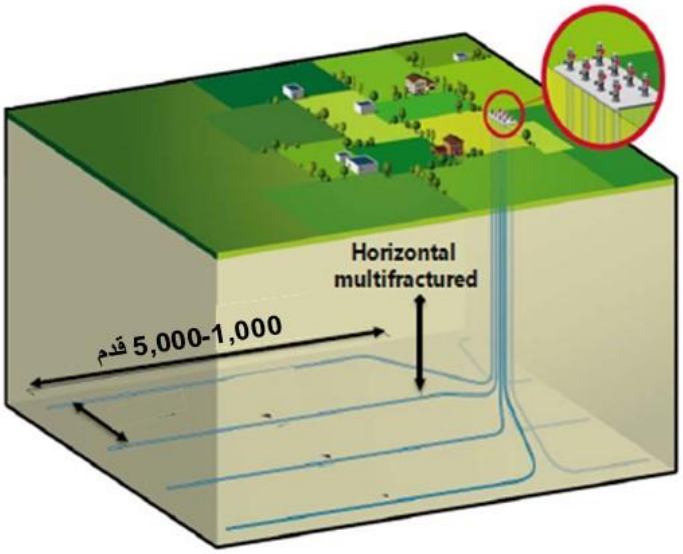
المصدر: US. DOE & NEPL, Modern Shale Gas Development: A Primer; April 2009

فمثلاً لاستخراج الغاز من منطقة بمساحة 640 فدان (1 ميل مربع)، قد يتطلب ذلك حفر نحو 16 بئراً رأسياً، بعد الأخذ في الاعتبار ترك مسافة فاصلة (Spacing Interval) لكل بئر قدرها 40 فدان. علاوة على ذلك، سيكون لكل بئر منطقة الحفر الخاصة به والتي تبلغ في المتوسط 2 فدان، بالإضافة إلى ما يتطلبه حفر البئر من طرق وممرات لتصل المساحة السطحية الكلية التي يشغلها البئر الواحد إلى 4.8 فدان.

أما في حالة الحفر الأفقي، فترك مسافة فاصلة في حدود 160 فدان ستكون مناسبة، وبالتالي سيتراجع عدد الآبار إلى أربعة فقط، والتي يمكن حفرها من منطقة حفر واحدة متعددة الآبار (single multi-well drilling pad) قد تصل مساحتها الكلية إلى 7.4 فدان.

يبين الشكل 1-20، نموذج لمنطقة حفر متعددة الآبار استخدمت في حفر عدة آبار أفقية في منظومة Marcellus بالولايات المتحدة.

الشكل 1-20: منطقة حفر متعددة الآبار تضم 9 آبار أفقية، تم حفرها في منظومة Marcellus بالولايات المتحدة



المصدر: International Oil & Gas Producers (IOGP)

وبالتالي، ستنخفض المساحة السطحية اللازمة لتجهيز عمليات الحفر والإكمال للآبار الأفقية إلى قرابة عُشر المساحة المطلوبة في حالة الحفر الرأسي كما هو مبين بالجدول 1-3، (7.4 فدان مقارنة بـ 77 فدان للآبار الرأسية)، وهو أمر ذو أهمية أكبرى لتقليل إشغال مساحات كبيرة تضر

بالحياة البرية في المناطق الريفية والحضرية خاصة إذا كان موقع العمل قريب من المناطق المأهولة بالسكان، علاوة على تقليل التجهيزات المطلوبة في موقع العمل من إنشاء طرق وممرات أثناء مراحل المشروع المختلفة.

الجدول 1-3: تطوير منطقة بمساحة 640 فدان (1 ميل مربع) باستخدام تقنيات الحفر الرأسي والأفقي

وجه المقارنة	الحفر الرأسي	الحفر الأفقي
عدد الآبار المطلوبة	16	4
المسافة الفاصلة لكل بئر	40	160
المساحة السطحية لكل بئر*	4.8 فدان	7.4 فدان
إجمالي المساحة السطحية	77 فدان	7.4 فدان
متوسط تكلفة حفر البئر**	800 ألف دولار	2.5 مليون دولار

- ملاحظات

*يشمل الطرق، وممرات المرافق الازمة أثناء عمليات الحفل والإكمال

** لا يشمل البنية التحتية

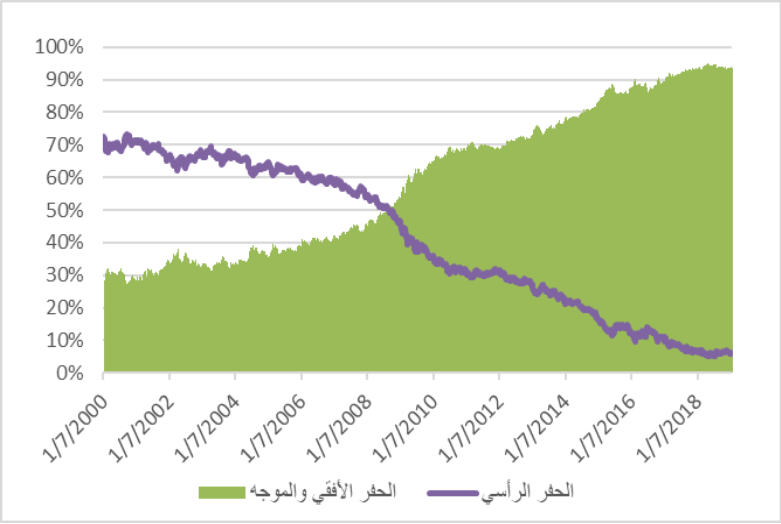
المصدر: بيانات تم تجميعها استناداً إلى

- US D.O.E & NEPL;" Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer"; April 2009.

وفي الولايات المتحدة، باتت تقنية الحفر الأفقي (والموجه)، التقنية الرئيسية المستخدمة في قطاع النفط والغاز، حيث يعتمد عليها بشكل شبه كلي في استخراج غاز السجيل، علاوة على تزايد الاعتماد عليها أيضاً في حفر المكامن التقليدية لرفع إنتاجية الآبار. وكما يبين الشكل 1-21، ارتفعت حصة الحفارات المستخدمة في عمليات الحفر الأفقي والموجه في مطلع عام 2019 إلى 93.7% من نشاط الحفر الإجمالي، مقارنة بـ 27.5% في مطلع عام

2000، بينما تراجعت حصة الحفارات المستخدمة في عمليات الحفر الرأسي من 72.5% إلى 6.3% خلال نفس الفترة.

الشكل 1-21: تطور نشاط الحفر الأفقي (والموجه) ونشاط الحفر الرأسي في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2019



المصدر: North America Rig Count, Baker Hughes

1-4-2: التشقيق الهيدروليكي

تعد تقنية التشقيق الهيدروليكي* عامل النجاح التقني الثاني في استغلال مصادر الغاز غير التقليدية. وبالرغم من أنها مستخدمة منذ عقود إلا أنها شهدت تطوراً كبيراً كان له بالغ الأثر على تحسين إنتاجية الآبار، وتراجع تكلفتها.

وتعرف عملية التشقيق على أنها عملية تحفيز للطبقات الحاوية للغاز عبر رفع نفاذية الصخور لتسمح بتدفق أكبر للغاز إلى قاع البئر[33]، وبالتالي

* يشار إليها في بعض المراجع العربية باسم التصديع المائي

تتغلب على المعوقات الطبيعية لسريان الغاز داخل الصخر. وهي تتم باستخدام سائل التشقيق (مكون من: 90% ماء، و9.5% رمل أو حبيبات السيراميك، و0.5% إضافات كيماوية) الذي يتم ضخه في الطبقات المستهدفة الحاوية للغاز بضغط عال وبكميات محددة بهدف تحفيز الشقوق الموجودة لتيسير تدفق الغاز المحاصر.

ويتوقف تركيب سائل التشقيق على عدة عوامل منها سمات الطبقات التي سيتم تشقيها، وضغط الطبقة، والموقع، وخواص الماء المستخدم في التشقيق، ويطلق على الرمل المستخدم في سائل التشقيق اسم "المادة الداعمة" (Proppant) حيث يحافظ الرمل على بقاء الشقوق التي تم تحفيزها مفتوحة بعد انتهاء التشقيق ليسمح بتدفق الغاز عبرها وتحسين إنتاجية البئر. فبدون المادة الداعمة، ستقوم الإجهادات الطبيعية في التربة بغلق الشقوق بإحكام مما يعيق تدفق الغاز مرة أخرى[34].

وتشمل الإضافات طيف واسع من المواد الكيماوية كما هو مبين بالشكل 1-22، وفي بعض الحالات قد تصل نسبة الإضافات الكيماوية إلى 2%. ومن أبرز تلك الإضافات المادة المثخرة (Gelling Agent) التي تساعد على تكوين هلام (Gel) مع سائل التشقيق، لاستيعاب كميات أكبر من المادة الداعمة. كما يتم إضافة المُكسرات (Breakers)، التي تساهم في خفض اللزوجة لسائل التشقيق لتسهيل استرجاعه إلى السطح بعد انتهاء العملية. كما يضاف إلى سائل التشقيق بعض المبيدات (Biocides) للقضاء على البكتريا الموجودة في الماء، والتي قد تتسبب في تكوين منتجات ثانوية تعيق حركة الهيدروكربونات، ومنشطات التوتر السطحي (Surfactants) لرفع

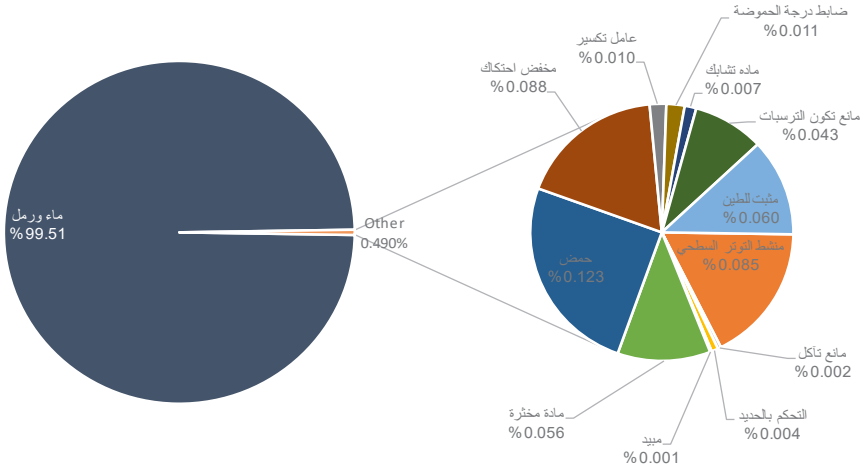
[33] John L. Gidley ety al." Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology", Society of Petroleum Engineers, Henry L Doherty Series Monograph. 1989.

[34] مجلس الطاقة العالمي، "دراسة موارد الطاقة: نظرة مركزة على الغاز الصخري"، 2010.

لزوجة سائل التشقيق وكعامل تثبيت له، كما تضاف أحماض (acids) التي تساعد على إذابة الصخور.

ومن الجدير بالذكر، أن الشركات العاملة في هذا المجال تحتفظ لنفسها بسرية مكونات سائل التشقيق والنسب المستخدمة لكل مكون. حيث أنفقت هذه الشركات مبالغ طائلة في عمليات البحث والتطوير، لتحديد أنسب خليط لضمان نجاح العملية[35].

الشكل 1-22: مكونات سائل التشقيق الهيدروليكي



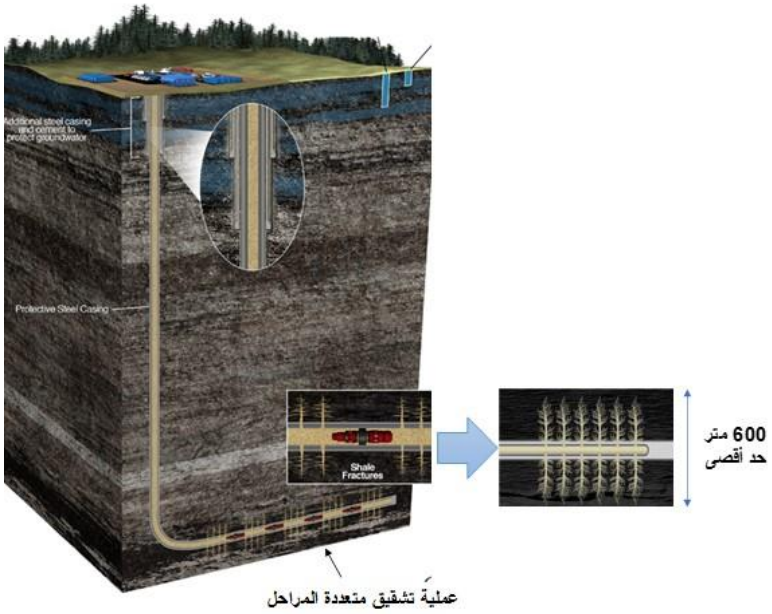
المصدر: All Consulting 2008

وتمتد الشقوق بعد مرحلة التشقيق الواحدة التي يطلق عليها اسم Stage إلى عدة مئات من الأمتار، ووفقاً لأقصى التقديرات قد تمتد إلى قرابة 600 متر كما هو مبين بالشكل 1-23، وقد يلزم تكرار عملية التشقيق لنفس البئر لعدة مراحل Multistage في مسار الحفر الأفقي حيث تبدأ من نهاية المسار "toe" ثم تكرر في اتجاه قاع البئر "Heel" من نقطة بداية الحفر

[35] Norton Rose Fulbright; " Shale Gas Handbook"; June 2015.

الأفقي، وتوضع سدادة (Plug) بعد كل مرحلة لعزل الطبقة المتشققة، ثم تنزع هذه السدادات قبل وضع البئر على الإنتاج، وعادة تستغرق عملية التشقيق عدة أيام[36]. وقد حققت الشركات الأمريكية اختراقاً في الوقت المستغرق في تنفيذ عملية التشقيق، والتي وصلت إلى سبعة أيام فقط.

الشكل 1-23: مخطط لإجراء عملية تشقيق هيدروليكي متعددة المراحل



المصدر: National Petroleum Energy Laboratory (NEPL)

وتتم عملية التشقيق على عدة خطوات تبدأ بتجميع المياه المستخدمة وذلك باستخدام قافلة من المقطورات المعبأة بالمياه كما هو مبين بالشكل 1-24، أو في بعض الحالات تقوم الشركات بتجهيز خزانات ضخمة للمياه وضخها مباشرة بواسطة مواسير بلاستيكية لاستخدامها أثناء الحفر والتشقيق

[36] US D.O.E; NEPL; "Modern Shale Gas Development in the United States: An Update"; September 2013.

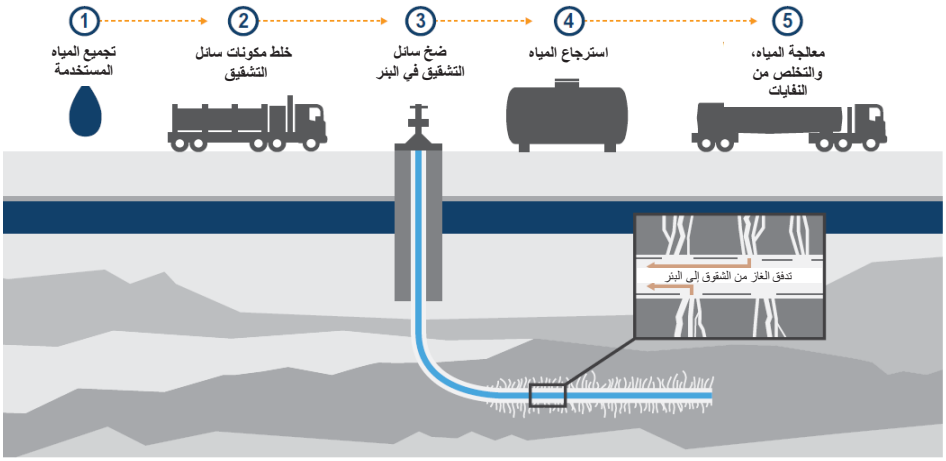
لعدة آبار. ثم يتم تجهيز سائل التشقيق بإضافة المكونات سالفة الذكر إلى الماء المستخدم وضخه إلى البئر.

الشكل 1-24: مقطورات تحمل المياه المستخدمة في عملية التشقيق الهيدروليكي لبئر غاز بمنظومة Marcellus بالولايات المتحدة

المصدر: National Petroleum Energy Laboratory (NEPL)

وبعد انتهاء العملية بنجاح يتم عمل استرجاع للمياه واختبار للبئر تمهيداً لوضعه على الإنتاج. وتختلف نسبة المياه المسترجعة من موقع لآخر، ففي منظومة Marcellus بالولايات المتحدة، عادة ما يتم استرجاع نحو 20-25% من المياه أثناء عملية تجهيز البئر لوضعه على الإنتاج، علماً بأنه في العادة تخرج كميات إضافية أخرى من المياه على مدار حياة البئر، لكن لا توجد بيانات حول نسبة هذه المياه من الكمية الأصلية التي تم حقنها. يبين الشكل 1-25، دورة المياه المستخدمة في عملية التشقيق الهيدروليكي لبئر غاز.

الشكل 1-25: دورة المياه المستخدمة في عملية التشقيق الهيدروليكي لبئر غاز



المصدر: World Resources Institute (WRI)

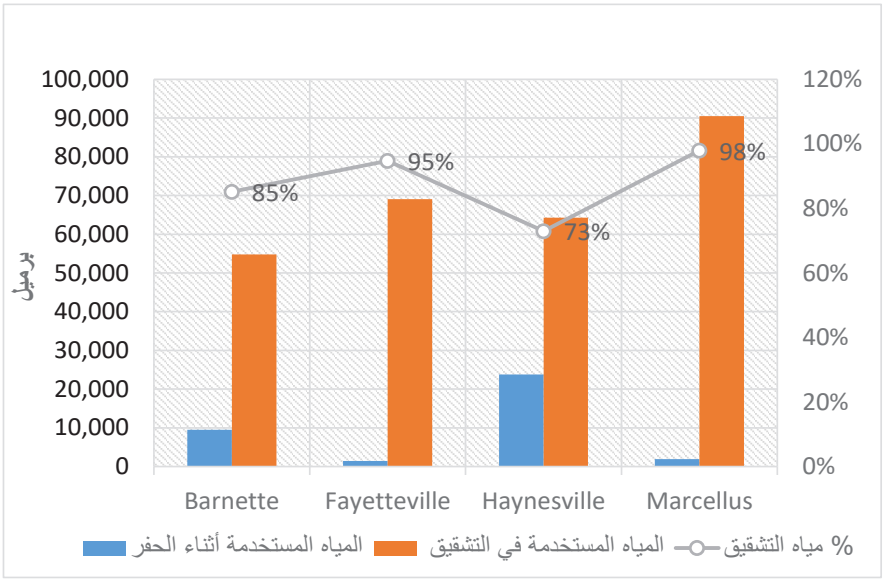
وتشتهر عملية التشقيق الهيدروليكي بأنها تستهلك كميات كبيرة من المياه، وعادة ما يستلزم حفر وتشقيق بئر للغاز في طبقات السجيل حوالي 47 -92 ألف برميل من المياه (ما يعادل 2-4 مليون جالون) وفقاً لبيانات الآبار التي تم حفرها في عدة منظومات للسجيل في الولايات المتحدة.

وكما هو مبين بالشكل 1-26، تشكل كميات المياه المستخدمة في عملية التشقيق الهيدروليكي وحدها نحو 73-98% من إجمالي المياه المستخدمة لحفر وإكمال بئر غاز غير تقليدي بالولايات المتحدة.

ويختلف عدد مراحل التشقيق حسب طبيعة كل بئر، فوفقاً لبيانات تم تجميعها من شركات أمريكية قامت بحفر وإكمال العديد من الآبار الأفقية في عدة مناطق في منظومة Marcellus بالولايات المتحدة، فإنه كلما زاد طول الحفر الأفقي، كلما زادت مراحل التشقيق، حيث من الصعب الحصول على

غـاز بضـغط مرتفـع أسـفل البئـر مـن مرحلـة تشـقيق واحـدة[37]، وعـادة مـا يتـراوح طول الحفر الأفقي من واحد ألف قدم إلى أكثر من خمسة آلاف قدم.

الشكل 1-26: متوسط كمية المياه المستخدمة في حفر وتشقيق بئر واحد في منظومات للسجيل بالولايات المتحدة



المصدر: National Petroleum Energy Laboratory (NEPL) استناداً إلى بيانات مؤسسة All Consulting

وكمـا هـو مبـين بالجـدول 1-4، يلاحـظ أن زيـادة عـدد مراحـل التشـقيق للبئـر الواحـد (بطبيعـة الحـال مـع زيـادة مسـار الحفـر الأفقـي) تسـاهم فـي رفـع كميـة الإنتـاج الأقصـى المقـدر منـه (Estimated Ultimate Recovery, EUR)[38]، والتي يتم استرجاعها طوال فترة وضعه على الإنتاج.

[37] Overbey, W.K., A.B. Yost, and D.A. Wilkins. 1988. *Inducing Multiple Hydraulic Fractures from a Horizontal Wellbore.* SPE Paper 18249.

[38] يعرف الإنتاج الأقصى المقدر بأنه إجمالي الكميات التي يمكن إنتاجها اقتصاديا حتى نهاية فترة التشغيل، وقد يستخدم المصطلح عند الإشارة إلى بئر، أو مكمن، أو حوض.

ولقد حققت الشركات الأمريكية اختراقاً وتقدماً غير مسبوق في هذا المجال أيضاً، حيث تحسنت إنتاجية الآبار بشكل كبير، الامر الذي أدى إلى رفع كمية الإنتاج الأقصى منها، وهو ما انعكس إيجابياً على اقتصاديات الاستثمار في مصادر السجيل.

الجدول 1-4: متوسط بيانات آبار تم حفرها في مناطق مختلفة بداخل منظومة Marcellus بالولايات المتحدة

الشركة	الإنتاج الأقصى المُقدَّر، مليار قدم مكعب	متوسط الطول الأفقي، قدم	عدد مراحل التشقيق	التكلفة، مليون دولار
Range Resources	8.7 4.4 +(712 مليون برميل سوائل)	3,200	13	4.9
	7.5	2,900	10	4.5
Cabot Corp.	14.1	4,100	18	6.5
EQT	9.8	4,800	32	6.6
	6.6	4,800	32	6.6

المصدر: National Petroleum Energy Laboratory (NEPL) استناداً إلى بيانات Cabot Corp.، Range Resources، EQT

الفصل الثاني

طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية في الولايات المتحدة وانعكاساتها على السوق المحلي

2-1: احتياطيات الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة

2-2: نبذة تاريخية عن استغلال الغاز غير التقليدي بالولايات المتحدة

2-3: مصادر غاز السجيل في الولايات المتحدة

2-4: طفرة إنتاج الغاز الطبيعي بالولايات المتحدة

2-5: استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة

الفصل الثاني

طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية في الولايات المتحدة وانعكاساتها على السوق المحلي

شهدت المصادر غير التقليدية تطويراً مستمراً لإنتاج الغاز ولكن بكميات صغيرة، منذ تاريخ انطلاق صناعة الغاز الطبيعي نفسها في الولايات المتحدة، حيث كان أول بئر منتج للغاز في تاريخ الولايات المتحدة من تكوينات السجيل، وتم حفره وإكماله عام 1821 بالقرب من مدينة Fredonia بولاية نيويورك.

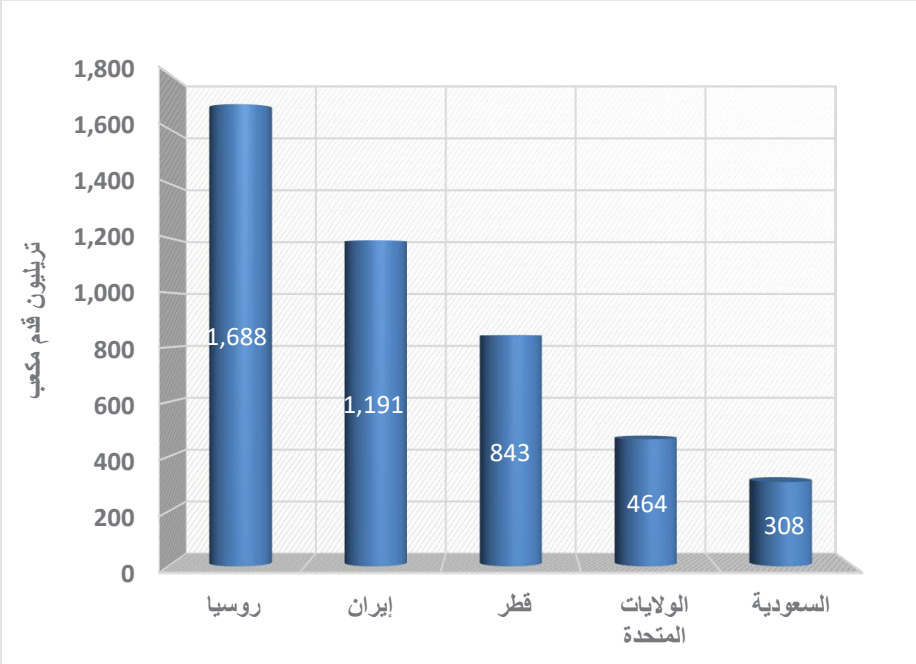
وقد كان لاستمرار التطور في تقنيات التشقيق الهيدروليكي والحفر الأفقي الموجه، كلمة السر في التوسع في استغلال مصادر الغاز غير التقليدي على نطاق تجاري واسع، لما حققته الشركات الأمريكية من تراجع كبير في التكاليف، ورفع كفاءة عمليات الحفر والإكمال، الأمر الذي جعل من استغلال هذه المصادر أمر مجد من الجانب الاقتصادي. وقد أسفر ذلك عن تحقيق طفرة غير مسبوقة في إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، مكّنتها من تصدر دول العالم كـ أكبر منتج للغاز منذ عام 2009، متفوقة على روسيا الإتحادية التي ظلت محتفظة بهذه المكانة لسنوات، وبات يشكل إنتاجها نحو 25% من الإنتاج العالمي.

2-1: احتياطيات الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة

2-1-1: إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي

تعد الولايات المتحدة من الدول ذات الاحتياطيات الكبيرة من الغاز، ففي نهاية عام 2017، بلغ إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة حوالي 464.3 تريليون قدم مكعب. وهي تحتل المرتبة الرابعة عالمياً، وذلك بعد روسيا، وإيران، ودولة قطر كما يبين الشكل 2-1.

الشكل 2-1: الدول الكبرى في احتياطيات الغاز الطبيعي المؤكدة عالميا، نهاية عام 2017

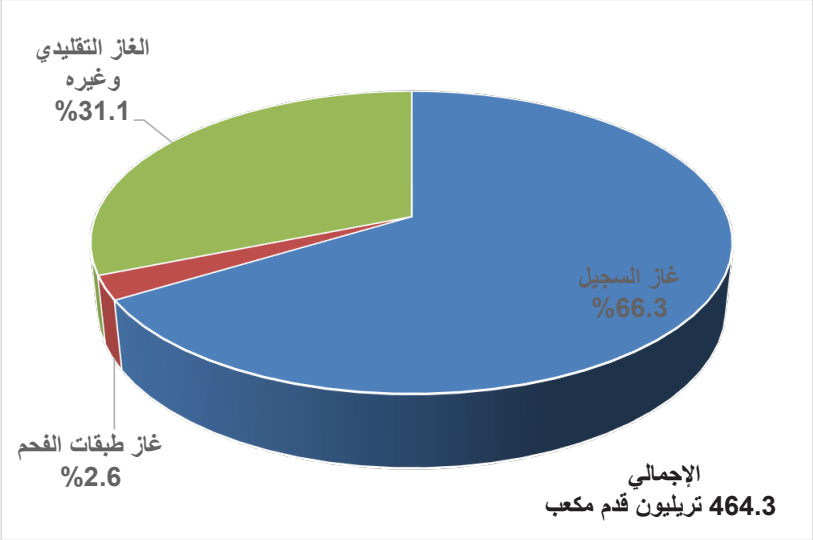


المصادر:- أوابك- تقرير الأمين العام السنوي 44 لعام 2017

-إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA (بيانات الولايات المتحدة الأمريكية)

ولعل أبرز ما يميز الولايات المتحدة عن غيرها من الدول، هو استحواذ مصادر الغاز غير التقليدية على القسم الأكبر من الاحتياطيات المؤكدة، وبالأخص مصادر غاز السجيل والتي تبلغ نحو 307.9 تريليون قدم مكعب، أي ما يعادل نحو 66.3% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة. بينما بلغت احتياطيات غاز طبقات الفحم نحو 11.9 تريليون قدم مكعب تمثل 2.6% من إجمالي الاحتياطيات. أما مصادر الغاز التقليدية وغيرها، فتضم احتياطيات مؤكدة من الغاز الطبيعي تقدر بنحو 144.5 تريليون قدم مكعب، تمثل 31.1% من إجمالي الاحتياطيات كما هو مبين بالشكل 2-2.

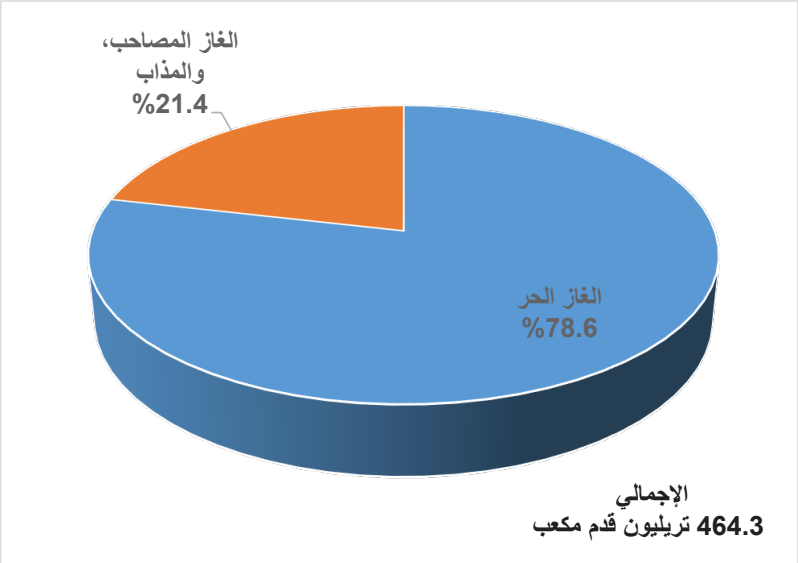
الشكل 2-2: توزيع الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة حسب نوع المصادر، نهاية عام 2017



المصدر: قاعدة بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وإجمالاً، يمثل الغاز الحر (أي الغاز الذي يتواجد حراً في مكامنه ولا يتصل بتجمعات من النفط الخام) القسم الأكبر من الاحتياطيات بإجمالي قدره 364.9 تريليون قدم مكعب أي ما يعادل نحو 78.6% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة، ويتواجد الغاز الحر في أغلب مناطق مصادر السحيل، بالإضافة إلى طبقات الفحم. أما النسبة المتبقية والتي تبلغ 21.4%، فتمثل احتياطيات الغاز المصاحب والغاز المذاب (Associated-Dissolved Gas)، بإجمالي 99.4 تريليون قدم مكعب كما يبين الشكل 2-3.

الشكل 2-3: توزيع احتياطيات الغاز المصاحب والغاز الحر (غير المصاحب) في الولايات المتحدة، نهاية عام 2017



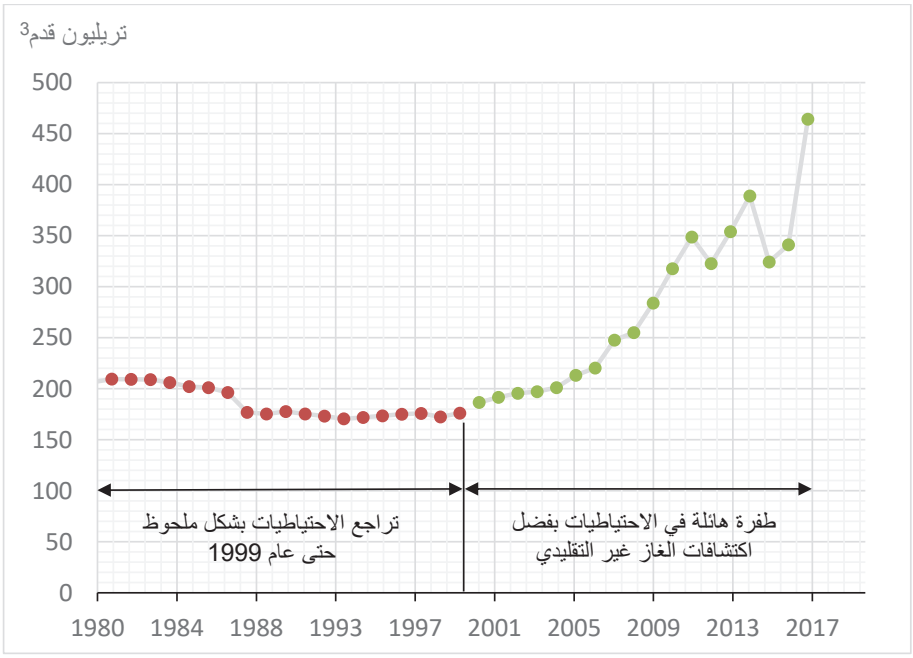
المصدر: قاعدة بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

2-1-2: تطور الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة

بدراسة التطور الذي طرأ على احتياطيات الغاز المؤكدة في الولايات المتحدة خلال الفترة 1980-2017، يتضح أن الفترة من عام 1980 وحتى عام 1999 شهدت

تراجعاً في الاحتياطيات التي كانت تتشـــكل الغالبية العظمى منها من مصـــادر الغاز التقليدية، حيث انخفضـــت من حوالي 206 تريليون قدم مكعب إلى 176 تريليون قدم مكعب خلال تلك الفترة، وذلك بسبب استنزافها نتيجة معدلات الإنتاج المرتفعة، وعدم تحقيق اكتشـافات جديدة لتعويض ما يتم إنتاجه منها. إلا أنه مع بداية استغلال مصـادر الغاز غير التقليدية منذ عام 2000، وتكثيف عمليات البحث والتطوير، وما أســفرت عنه من تحقيق اكتشـــافات من تلك المصـــادر وغيرها، بدأ منحنى الاحتياطيات في الصـــعود تدريجياً ليصـــل إلى 464.3 تريليون قدم مكعب عام 2017 كما هو مبين بالشكل 2-4، أي أكثر من ضعف حجم الاحتياطي المؤكد عام 1999

الشكل 2-4: تطور الاحتياطيات المؤكدة للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 1980-2017



مصدر البيانات: قاعدة بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

ولعل ما يميز الولايات المتحدة أيضاً عن غيرها من الدول المنتجة للغاز هو المراجعة المستمرة لتقديرات الاحتياطي المؤكد، والتي تتم بشكل دوري (سنوياً)، آخذة في الاعتبار المتغيرات الآتية[39]:

- كميات الغاز التي تم إنتاجها، والتي تخصم من الاحتياطي المتبقي.
- الاكتشافات الجديدة، والتي تضاف إلى الاحتياطي الحالي.
- عمليات المراجعة والتدقيق، والتي قد ينتج عنها إضافة /حذف كميات إلى/من الاحتياطي في ضوء إجراءات تقييم أدق للحقول المنتجة.
- تغير الظروف الاقتصادية كتكاليف الإنتاج وأسعار الغاز الطبيعي.

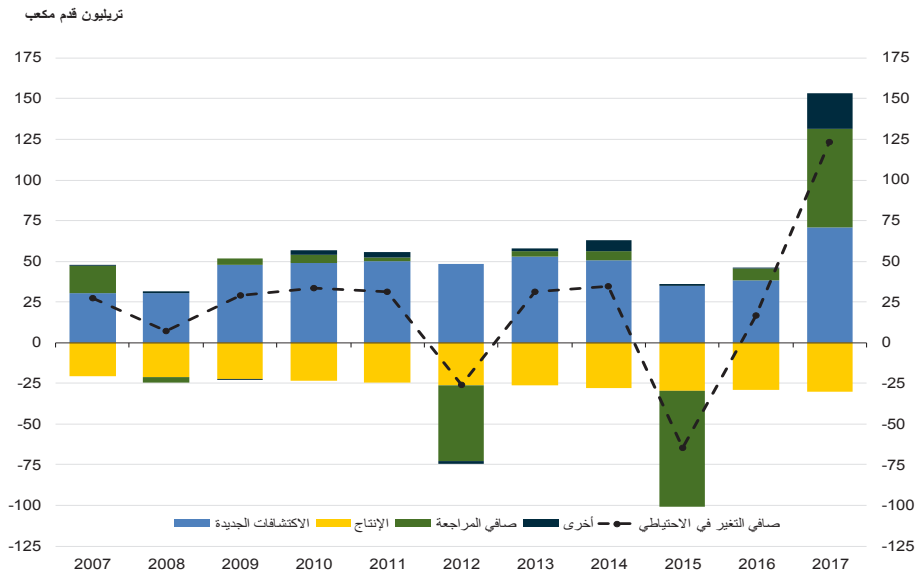
وكما يبين الشكل 2-5، فقد شهدت الفترة 2007-2017، تغيراً مستمراً في ضوء العوامل سالفة الذكر، علماً بأن عام 2017 قد شهد تغير صاف نتج عنه إضافة نحو 123 تريليون قدم مكعب إلى احتياطي عام 2016، ليصل الإجمالي إلى 464.3 تريليون قدم مكعب، وهو يعد رقماً قياسياً جديداً في تاريخ الولايات المتحدة، حيث تحقق الرقم القياسي السابق له عام 2014، عندما بلغ إجمالي الاحتياطيات حوالي 388.8 تريليون قدم مكعب.

تتصدر ولاية تكساس Texas القائمة على مستوى الولايات الأمريكية، حيث تقدر احتياطياتها المؤكدة من الغاز الطبيعي بحوالي 115 تريليون قدم مكعب أي ما يعادل نحو 25% من إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي بالولايات المتحدة.

[39] EIA, U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2017"; November 2018

كما تعد ولاية بنسلفانيا Pennsylvania من المناطق الغنية بالغاز، وتقدر احتياطياتها بحوالي 91 تريليون قدم مكعب بما يقارب نحو 20% إجمالي احتياطيات الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة. وتتقارب احتياطيات الغاز في كل من ولاية أوكلاهوما Oklahoma وولاية لويزيانا Louisiana وولاية فيرجينيا الغربية West Virginia حيث تتراوح بين 36 و39 تريليون قدم مكعب.

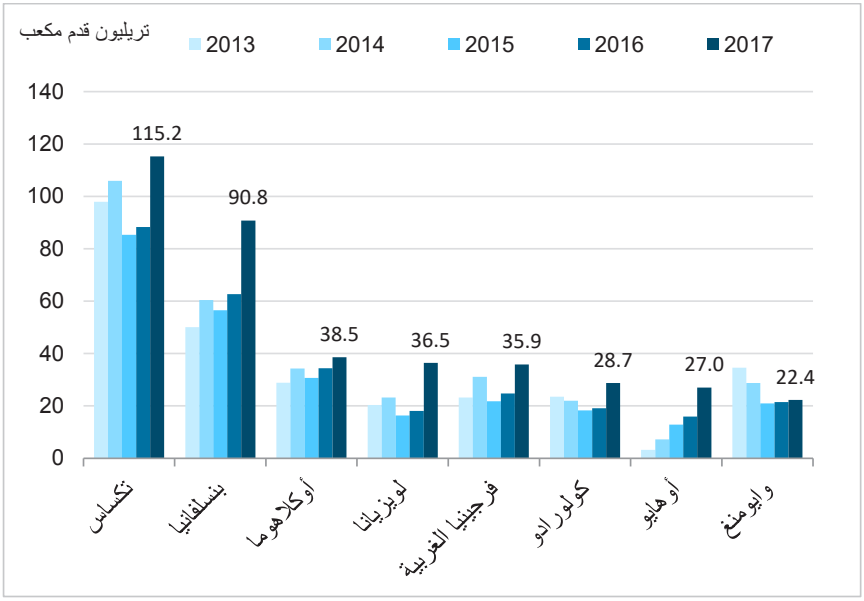
الشكل 2-5: التغير السنوي في تقديرات الاحتياطي المؤكد للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة (2017-2007)



المصدر: EIA, U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2017"; November 2018

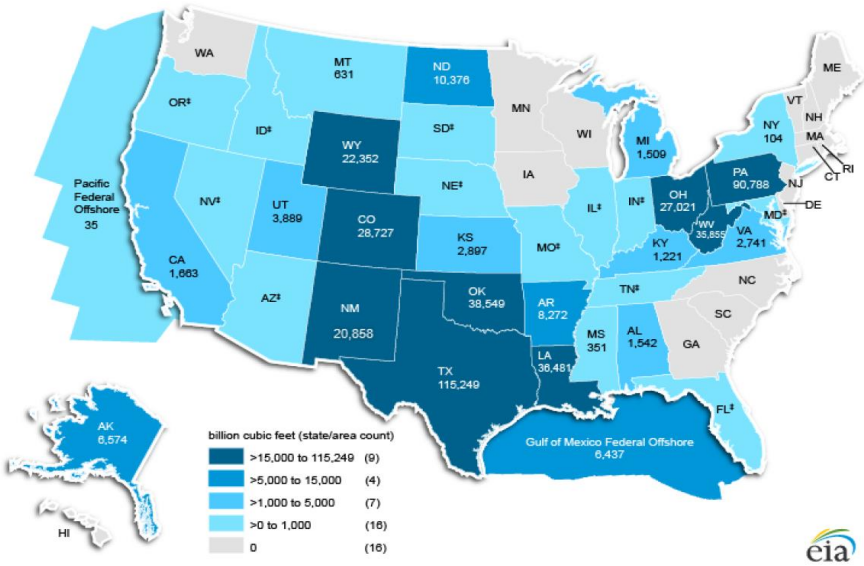
وتشكل احتياطيات الغاز في أعلى ثماني ولايات أمريكية المبينة بالشكل 2-6 نحو 395 تريليون قدم مكعب، بما يعادل نحو 85% من إجمالي الاحتياطيات في الولايات المتحدة. يبين الشكل 2-7، توزيع الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة حسب المنطقة/الولاية نهاية عام 2017.

الشكل 2-6: تطور احتياطيات الغاز الطبيعي في أعلى ثمان ولايات أمريكية خلال الفترة 2013-2017



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

الشكل 2-7: توزيع الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة حسب المنطقة/الولاية، نهاية عام 2017



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

2-2: نبذة تاريخية عن استغلال الغاز غير التقليدي بالولايات المتحدة

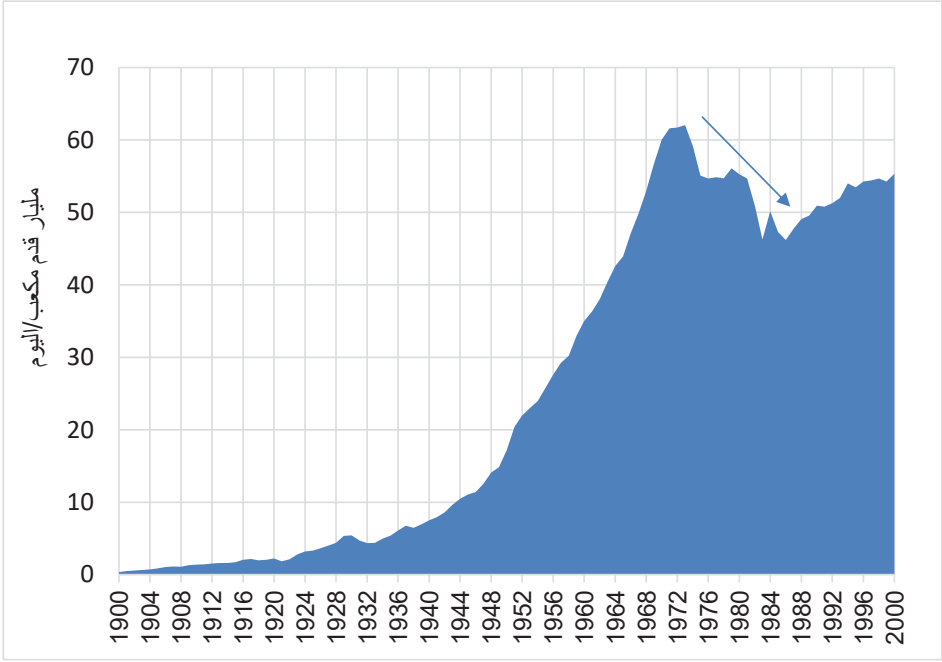
شهدت مصادر الغاز غير التقليدية وتحديداً مصادر السجيل تطويراً مستمراً لإنتاج الغاز ولكن بكميات صغيرة، ويعود ذلك إلى السنوات الأولى من انطلاق صناعة الغاز الطبيعي نفسها في الولايات المتحدة. حيث كان أول بئر منتج للغاز الطبيعي في تاريخ الولايات المتحدة من تكوينات السجيل، وتم حفره وإكماله عام 1821 بالقرب من مدينة Fredonia بولاية نيويورك. وكان يستخدم الغاز المنتج في أغراض الإضاءة للمنازل بالمدينة[40]. وقد كانت غالبية الآبار التي تم حفرها خلال العقود الأولى من تاريخ الصناعة في تكوينات سجيل تقع على أعماق ضحلة، وبالتالي لم تكن هناك صعوبة فنية في استخراج الغاز منها.

وقد استمر الحال على هذا المنوال بحفر المزيد من الآبار في مناطق أخرى بمعدلات إنتاج صغيرة. إلا أن بداية التحول نحو استغلال السجيل بدأت نهاية حقبة السبعينيات، حينما قررت حكومة الولايات المتحدة تشجيع الاستثمار في هذه المصادر بسبب التراجع في إمدادات الغاز كما يبين الشكل 2-8، حيث تراجع إنتاج الغاز من ذروته التي وصل فيها إلى 62 مليار قدم مكعب/اليوم عام 1973 ليصل إلى 54 مليار قدم مكعب/اليوم عام 1979. لكن لم تملك الشركات الأمريكية الخاصة العاملة في ذلك التوقيت، الحافز الكافي للاستثمار في عمليات البحث والتطوير لاستغلال مصادر السجيل، علاوة على أنها كانت تفتقر إلى القدرة والإمكانات الكافية كونها شركات صغيرة، علماً بـ أن تكلفة استخراج الغاز من هذه المصادر كانت غير تنافسية بالمقارنة مع مصادر الغاز التقليدية.

[40] US D.O.E & NEPL;" Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer"; April 2009.

وفي أعقاب أزمة حظر النفط عام 1973، تبنت الحكومة الفيدرالية سلسلة من السياسات، منها توحيد وتوسيع برامج البحث والتطوير المتعلقة بالطاقة، والتي أدت في النهاية إلى إنشاء وزارة الطاقة (DOE) لتعزيز المسؤوليات عن جميع سياسات الطاقة الفيدرالية وبرامج البحث والتطوير. وتم رفع مخصصات الإنفاق الفيدرالي على أبحاث الطاقة منتصف السبعينيات؛ حيث ارتفع الإنفاق بأكثر من 10 أضعاف على برنامج الطاقة الإحفورية بين عامي 1974 و 1979، حيث ارتفع من 143 مليون دولار إلى 1.41 مليار دولار.

الشكل 2-8: تطور إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الولايات المتحدة خلال الفترة 1900-2000



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

واستمراراً للسياسة الرامية إلى تحفيز وتشجيع الشركات في استثمار المصادر غير التقليدية نتيجة لاستمرار تراجع إنتاج الغاز التقليدي الذي وصل إلى 46 مليار قدم مكعب/اليوم عام 1983، وضعت الحكومة الفيدرالية اعتمادات ضريبية وحوافز سعرية لتشجيع عمليات التطوير، وساهمت في تطوير بعض التقنيات المستخدمة في عمليات الحفر والتشقيق[41].

وقد كان لشركة Mitchel Energy & Development الدور الريادي في تطوير منظومة Barnette للسجيل بولاية تكساس، حيث كانت تعد أكبر شركة منتجة للغاز في شمال تكساس، وقد ساهم موقفها المالي الجيد آنذاك ووجود عقود ملزمة لها طويلة الأمد لتوريد الغاز إلى شركة أنابيب الغاز الطبيعي بالولايات المتحدة (NGPL)، في دفع الشركة نحو الاستثمار في مصادر السجيل. واستطاعت الشركة الاستفادة من الأسعار المرتفعة للغاز المباع إلى شركة NGPL في تحجيم خسائرها من تمويل عمليات الحفر والإكمال في أحواض السجيل. وتم استخدام تقنية الحفر الهيدروليكي عام 1986، بينما تم حفر أول بئر أفقي عام 1992. ومع التطور التقني الهائل في مجال الحفر الأفقي والتشقيق الهيدروليكي، شهدت منظومة Barnett نشاط واسع في عمليات الحفر والإكمال فيما بعد لتصل إلى مرحلة النضوج (Maturity). وساهمت الدروس المستفادة والخبرات المكتسبة من تطوير منظومة Barnette في جذب انتباه منتجي الغاز في الولايات المتحدة للسعي نحو تطوير منظومات أخرى للسجيل وفي مقدمتها أولها منظومة Barken، والتي شهدت تطوراً مماثلاً للتطور الذي شهدته منظومة Barnette. وقد كان لاستمرار التقدم في مجالي التشقيق الهيدروليكي والحفر الأفقي والموجه،

[41]"Z. Wang and A. Krupnick (Resources for the Future) ;" US Shale Gas Development: What Led to the Boom?"; Issue Brief 13-04, May 2013.

كلمة السر في التوسع في استغلال مصادر الغاز غير التقليدي على نطاق تجاري واسع ليحقق ما يمكن اعتباره ثورة في استغلال هذه المصادر، لما تحقق من تراجع واضح في التكاليف، وهو الأمر الذي جعل من استغلال هذه المصادر أمر مشجع من الجانب الاقتصادي.

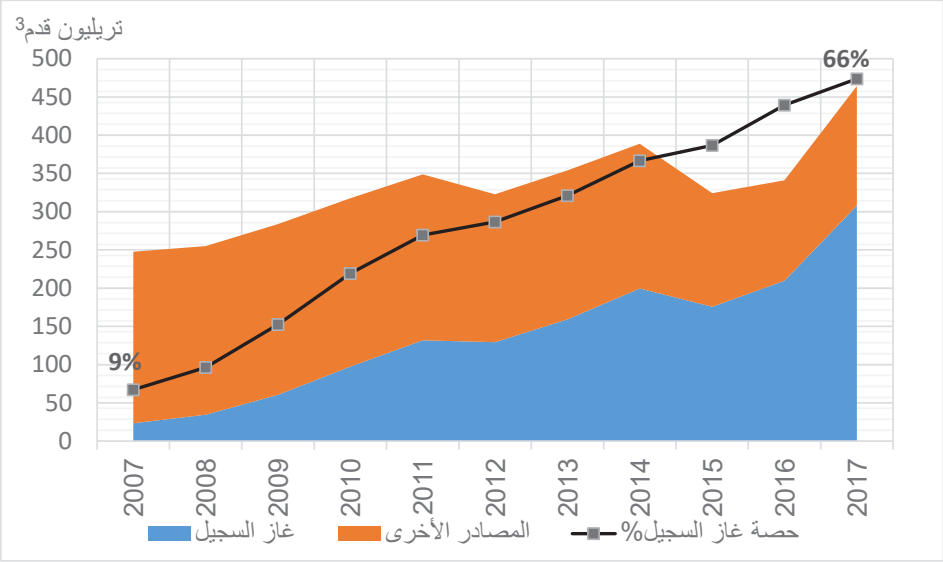
كما اتجهت الأنظار أيضاً إلى غاز طبقات الفحم كأحد المصادر غير التقليدية للغاز منذ فترة السبعينات من القرن الماضي، وقد تلقت هذه المصادر اعتمادات ضريبية وحوافز سعرية لتحفيز عمليات التطوير. ويعد غاز طبقات الفحم أحد روافد إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة رغم تراجع إنتاجه بشكل ملحوظ في السنوات الأخيرة.

لقد ساهم تطوير مصادر السجيل في تحقيق طفرة غير مسبوقة في تاريخ الولايات المتحدة، وفي الحقيقة فلدى الولايات المتحدة جملة من العوامل تميزها عن غيرها من الدول ساهمت في دعم تطوير هذه المصادر على نطاق تجاري واسع، فهي تملك احتياطيات كبيرة منها تزيد عن 300 تريليون قدم مكعب، ولديها مساحة جغرافية واسعة مكنت الشركات الأمريكية المستقلة من حفر مئات الآلاف من الآبار في منظومات السجيل المنتشرة شرق ووسط وجنوب البلاد.

كما تتوافر لدى الشركات الأمريكية العاملة خبرة واسعة تمتد لعقود في مناطق تواجد السجيل، فأصبح لديها دراية ومعرفة جيولوجية جيدة بهذه المناطق. وإلى جانب هذه العوامل، هناك أسباب دفعت باتجاه تطوير مصادر السجيل، ومنها التراجع الذي كانت تشهده احتياطيات الغاز في الولايات المتحدة التي كان جل قوامها من الغاز التقليدي. فبدون مصادر السجيل، لاستمرت هذه الاحتياطيات في التراجع نتيجة نضوب الغاز التقليدي، لكن عززت الأنشطة الاستكشافية والتطويرية في مصادر السجيل من احتياطيات الغاز في الولايات المتحدة.

فخلال العقد الماضي في الفترة (2007-2017)، ارتفعت الاحتياطيات المؤكدة للغاز المتواجدة في مناطق السجيل من 14.1 تريليون قدم مكعب عام 2007 لتصل إلى 307.9 تريليون قدم مكعب عام 2017، لترتفع حصتها في المقابل من إجمالي الاحتياطيات خلال هذه الفترة من 6.4% إلى 66.3% كما هو مبين بالشكل 2-9، أي أنها باتت تشكل نحو ثلثي الاحتياطي المؤكد للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة.

الشكل 2-9: تطور حصة احتياطيات غاز السجيل من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017

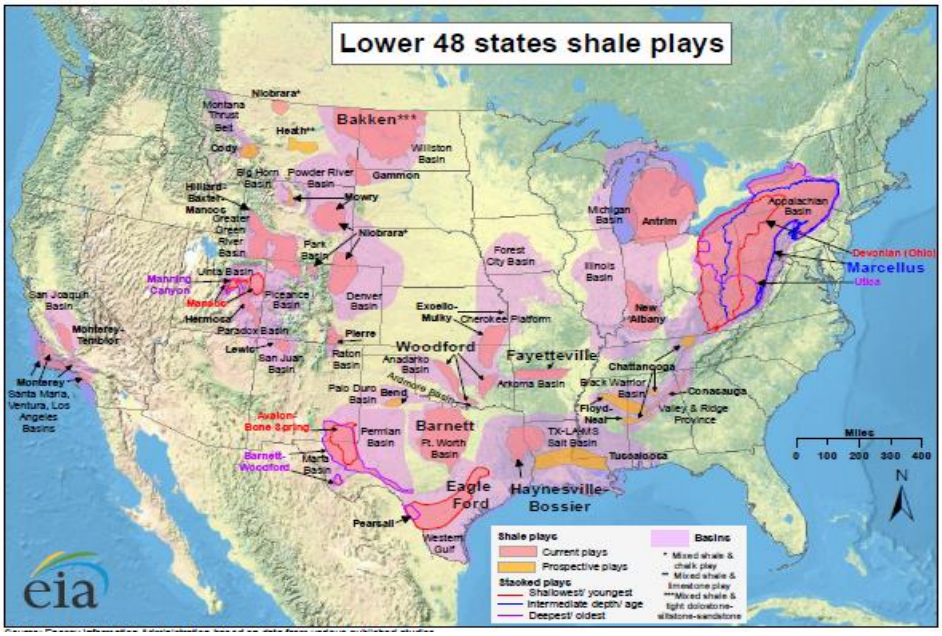


المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

3-2: أماكن تواجد مصادر السجيل في الولايات المتحدة[42،43]

تنتشر أحواض غاز السجيل (Shale Gas Basins) في الغالبية العظمى من الولايات 48 السفلية بالولايات المتحدة في شمال وشرق وجنوب الولايات المتحدة وصولاً إلى خليج المكسيك. وقد يضم كل حوض من أحواض السجيل، منظومة سجيل واحدة (Shale Gas Play) أو أكثر، وقد تمتد المنظومة جغرافياً في ولاية واحدة أو عدد من الولايات كما هو مبين بالشكل 2-10.

الشكل 2-10: أحواض ومنظومات السجيل في الولايات 48 السفلية بالولايات المتحدة



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

[42] Norton Rose Fulbright; " Shale gas handbook A quick-reference guide for companies involved in the exploitation of unconventional gas resources: Second Edition"; June 2015.
[43] Polish Geological Institute;" Shale Gas Resources-USA".

فهناك بعض الولايات التي تحظى بأكثر من منظومة سجيل كولاية تكساس Texas على سبيل المثال الواقعة على خليج المكسيك، حيث يتواجد داخل نطاق الولاية منظومة Barnett، ومنظومة Eagle Ford، كما يمتد بداخلها منظومات أخرى مثل Haynesville/Bossier، ولذا تقع ولاية تكساس على قائمة الولايات الأمريكية التي تضم الاحتياطي الأكبر من غاز السجيل.

ومنظومات السجيل ليست جميعها متشابهة، بل لكل منها سماته الجيولوجية والجيوفيزيائية الخاصة كعمق الطبقات الحاوية للغاز التي قد تقع على أعماق ضحلة أقل من واحد ألف قدم كما هو الحال في منظومة سجيل New Albany الواقعة في حوض Illinois الرسوبي جنوب غرب ولاية أنديانا وشمال غرب ولاية كنتاكي أو على أعماق أكبر قد تصل إلى أكثر من 13 ألف قدم، كما هو الحال في منظومة Haynesville الواقعة في حوض TX-LA Salt الرسوبي في ولايتي تكساس ولويزيانا.

ومن السمات المميزة الأخرى لمنظومات السجيل، المحتوى الكلي للكربون العضوي في الصخر الذي قد يصل إلى 4.5% وزنا، ومسامية الصخور والتي قد تصل إلى 2% كحد أدنى، وإلى 14% كحد أقصى، بالإضافة إلى محتوى الغاز في كتلة الصخر والتي قد تتراوح بين 40 و350 قدم مكعب غاز لكل طن من الصخر.

كما قد يختلف عمق المياه القابلة للشرب من منظومة لأخرى كما هو مبين بالجدول 2-1، وبالتالي فهذه المنظومات تنضوي على تحديات فنية واقتصادية مختلفة أثناء تنفيذ برامج الحفر والتطوير لاستخراج الغاز من مكامنه.

الجدول 2-1: مقارنة بين خصائص منظومات غاز السجيل في الولايات المتحدة

منظومة السجيل	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
المساحة، ميل مربع	5,000	9,000	9,000	95,000	11,000	12,000	43,500
العمق، قدم	6,500-8,500	7,000-1,000	10,500-13,500	4,000-8,500	6,000-11,000	600-2,200	500-2,000
المحتوى الكلي للكربون العضوي %	4.5	4-9.8	0.5-4	3-12	1-14	1-20	1-25
المسامية الكلية، %	4-5	2-8	8-9	10	3-9	9	10-14
محتوى الغاز (قدم مكعب/طن)	300-350	60-220	100-330	60-100	200-300	40-100	40-80
صافي السمك، قدم	100-600	20-200	200-300	50-200	120-220	70-120	50-100
العمق إلى قاعدة المياه القابلة للشرب، قدم	1,200	500	400	850	400	300	400

المصدر: US. DOE & NETL; Modern Shale Gas development in the unites states: A primer

وبالرغم من وجود عدد كبير من منظومات السجيل داخل الولايات المتحدة، إلا أن هناك عدد محدود (8 منظومات) يشكل النصيب الأكبر من احتياطيات الغاز بإجمالي قدره 294.3 تريليون قدم مكعب أي ما يعادل قرابة 96% من إجمالي الاحتياطيات المؤكدة من غاز السجيل بالولايات المتحدة، ويساهم بأكثر من 90% من الإنتاج.

2-3-1: منظومة Marcellus في حوض Appalachian الرسوبي

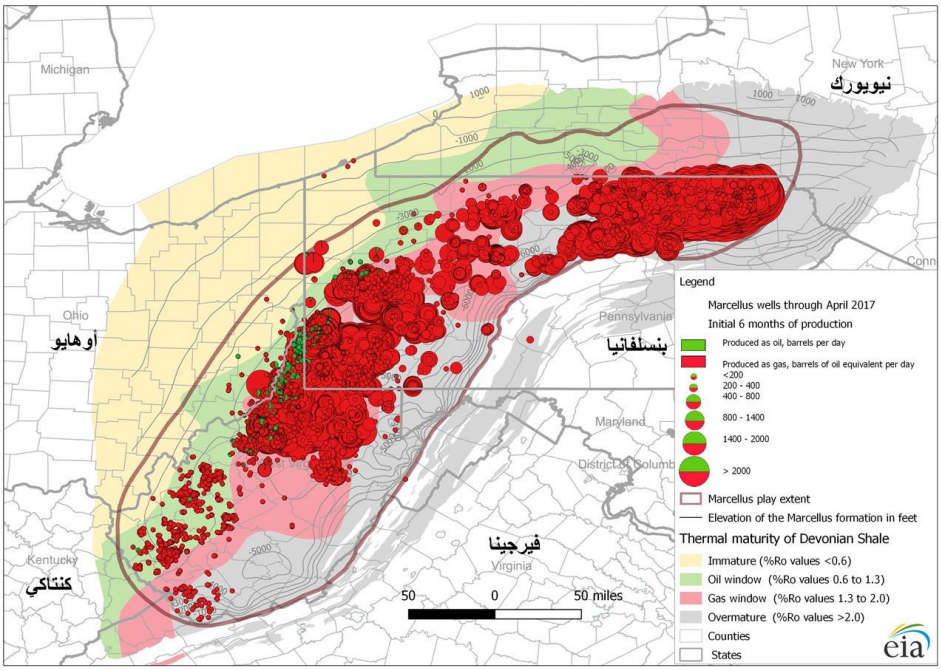
وهي المنظومة الأكبر في الولايات المتحدة من حيث المساحة حيث تمتد على مساحة 95 ألف ميل مربع، بينما تصل المساحة المأمولة (Prospective Area) إلى 72 ألف ميل مربع[44]. وتقع منظومة Marcellus على أعماق ضحلة نسبياً تتراوح في 4-8.5 ألف قدم، بينما يبلغ سمك الطبقات الحاوية للغاز حوالي 50-200 قدم. ويبلغ المحتوى الكلي للكربون العضوي حوالي 3-12%، بينما تبلغ درجة النضوج الحراري (التي يعبر عنها بقيمة معامل الانعكاس R_o) حوالي 1.5%.

بدأ حفر أولى الآبار في Marcellus بولاية بنسلفانيا عام 2003 باستخدام نفس التقنيات المستخدمة في منظومة Barnett بولاية تكساس، وقد بدأت شركة Range Resources الإنتاج من هذه الآبار عام 2005، ومنذ ذلك الحين، تم حفر الآلاف من الآبار في شمالي فيرجينيا الغربية وبنسلفانيا، وشرق أوهايو. وعلى الرغم من أن أجزاء من منظومة Marcellus تمتد إلى نيويورك وميريلاند مع احتمال وجود كميات تجارية من الغاز، إلا أن المُشرعين قرروا تأجيل تطوير هذه المناطق.

وتضم منظومة Marcellus الاحتياطي الأكبر من غاز السجيل بإجمالي 123.8 تريليون قدم مكعب. جغرافياً، تمتد منظومة Marcellus في خمس ولايات أمريكية هي ولاية بنسلفانيا التي تضم القسم الأكبر منها، وولايات فيرجينيا الغربية، وأوهايو، ونيويورك، وكنتاكي كما هو مبين بالشكل 2-11.

[44] EIA; "Marcellus Shale Play: Geology Review"; 2017

الشكل 2-11: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Marcellus في خمس ولايات أمريكية، ومتوسط إنتاجية الآبار التي تم حفرها حتى أبريل عام 2017



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

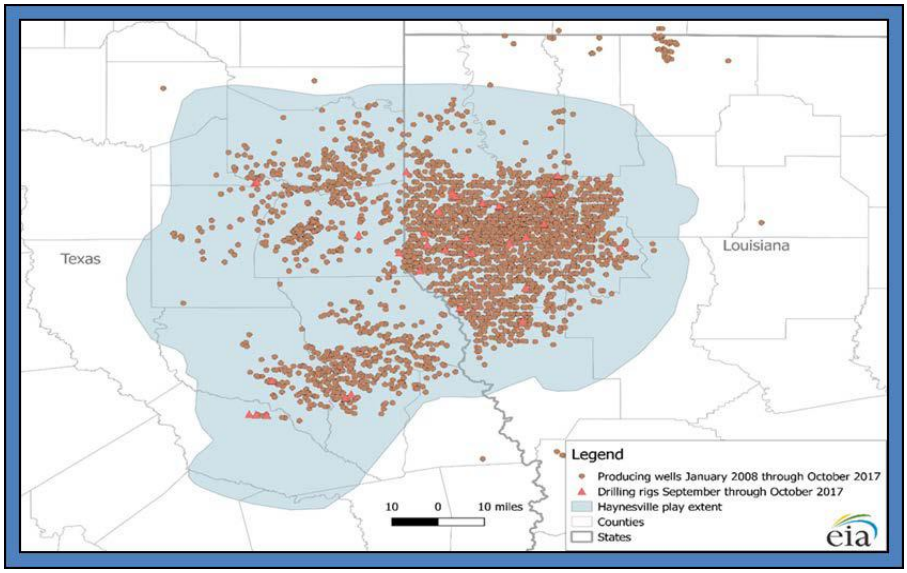
2-3-2: منظومة Haynesville/Bossier في حوض TX-LA Salt الرسوبي

تمتد منظومة Haynesville على مساحة 9 آلاف ميل مربع، وتقع على أعماق تتراوح بين 10.5-13.5 ألف قدم، وهي الأكثر عمقاً مقارنة ببقية مناطق السجيل في الولايات المتحدة. بينما يتراوح سمك الطبقات الحاوية للغاز بين 200-300 قدم، ويقدر المحتوى الكلي للكربون العضوي بحوالي 0.5-4%، ويصل محتوى الغاز في كتلة الصخر إلى 100-330 قدم مكعب غاز لكل طن من صخر المكمن.

وقد ظلت Haynesville/Bossier دون تطوير حتى نهاية عام 2008، ثم شـــهدت المنطقة بعد ذلك تكثيفاً في أنشـــطة الحفر والتطوير خلال الفترة 2009-2012، أسـفرت عن تصـدرها كافة المناطق في إنتاج الغاز [45]، بيد أن الإنتاج شـهد بعد ذلك تراجعاً ملحوظاً بسبب تراجع أسعار الغاز في السوق الأمريكي.

جغرافياً، تمتد Haynesville/Bossier في كل من ولاية تكســـاس، وولاية لويزيانا التي تضـم العدد الأكبر من الآبار المنتجة كما هو مبين بالشـكل 2-12. وهي تضم ثاني أكبر احتياطي من غاز السجيل يقدر بنحو 35.9 تريليون قدم مكعب.

الشكل 2-12: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Haynesville، والآبار المنتجة حتى أكتوبر 2017



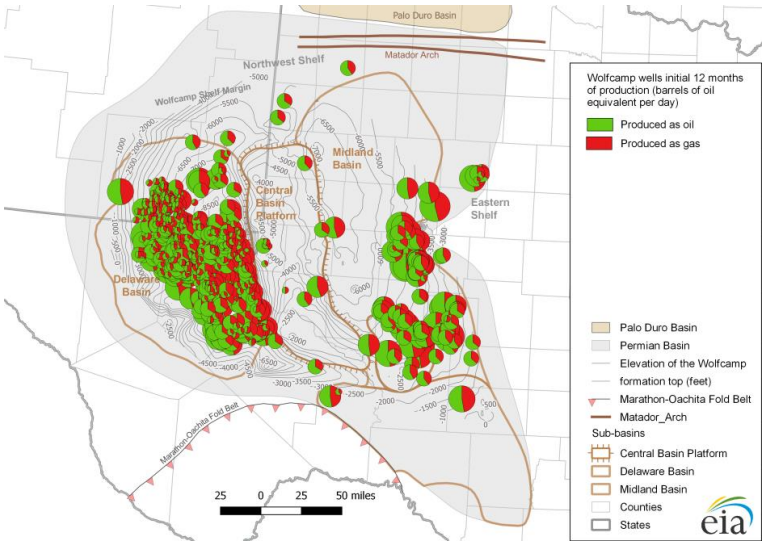
المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

[45] Faouzi Aloulou (EIA);" U.S. Haynesville Shale Gas Production"; P. Morgan Center for Commodities at the University of Colorado Denver Business School; Winter 2017.

2-3-3: منظومة Wolfcamp/Bone Spring في حوض Permian الرسوبي

تقع منظومة Wolfcamp في حوض Permian الرســـوبي الواقع في غرب ولاية تكسـاس، وهو يعد تاريخياً من أعلى الأحواض المنتجة للنفط والغاز في الولايات المتحدة، ومن أقدمها على الإطلاق حيث يعود تاريخ أول بئر تم حفره في الحوض إلى عام 1921. ويضـــم حوض Permian عدد آخر من منظومات الســـجيل المتداخلة مع بعضـــها، ولذا أحياناً يطلق عليها مجتمعة اسـم أنظمة سـجيل Permian، وأغلبها منتج للنفط والغاز المصـاحب بشـكل رئيسـي. ويتراوح عمق Wolfcamp بين 7-8.5 ألف قدم ، ويصـل سمك الطبقات إلى 300-600 قدم. أما منظومة Bone Spring فيتراوح عمقهـا بين 6-9.8 ألف قـدم، وبســـمـك 150-350 قـدم. جغرافيـا، تمتـد منظومـة Wolfcamp/Bone Spring في ولايـة نيو مكســـيكو New Mexico، وولايـة تكسـاس كما هو مبين بالشكل 2-13، وتضـم ثالث أكبر احتياطي من غاز السـجيل يقدر بنحو 32 تريليون قدم مكعب.

الشكل 2-13: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Wolfcamp، ومتوسط إنتاجية الآبار التي تم حفرها من أول 2015 وحتى منتصف عام 2018



المصدر: EIA; Wolfcamp Production January 2015 through July 2018

2-3-4: منظومة Eagle Ford في حوض Western Gulf الرسوبي

تقع منظومة Eagle Ford في جنوب ولاية تكساس، وهي مكتشفة حديثاً حيث تعود بداية اكتشافها إلى عام 2009، إلا أنها أحد أسرع المناطق نمواً في الولايات المتحدة حيث تشهد أنشطة حفر وتطوير مستمرة، وذلك لأنها تحتوي على مكامن للغاز الرطب، والنفط الخفيف، بجانب الغاز الجاف.

وهي تمتد على مساحة 7.6 ألف ميل مربع، وعلى أعماق تتراوح بين 4-12 ألف قدم، ويصل سمك الطبقات إلى 350 قدم. وتضم منظومة Eagle Ford احتياطي مؤكد من غاز السجيل يقدر بنحو 27.4 تريليون قدم مكعب.

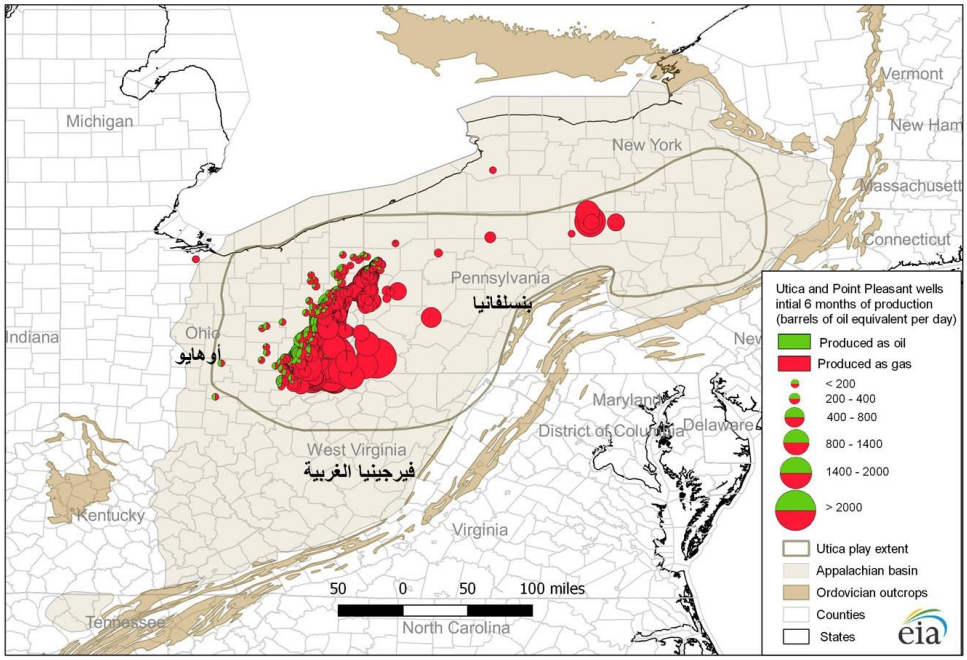
2-3-5: منظومة Utica/Point Pleasant في حوض Appalachian الرسوبي

وهي تمتد أسفل منظومة Marcellus التي تقع معها في حوض Appalachian، ولكن على أعماق أكبر تزيد عن 14 ألف قدم، إلا أن العمق الفعلي للطبقات المنتجة يتراوح بين 3.5-10 آلاف قدم.

وتمتد المناطق المنتجة في منظومة Utica/Point Pleasant من غرب ولاية بنسلفانيا Pennsylvania مرورا بولاية أوهايو Ohio وتضم أيضاً مناطق في شمال فيرجينيا الغربية West Virginia كما هو مبين بالشكل 2-14.

وتضم Utica/Point Pleasant احتياطي مؤكد من غاز السجيل يقدر بنحو 26.5 تريليون قدم مكعب. وقد بدأ نشاط الحفر في المنطقة عام 2010، والمنطقة تشهد نمواً متزايداً في أعمال الحفر، وتصاعدت وتيرته في السنوات الأخيرة.

الشكل 2-14: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Utica/Point Pleasant، ومتوسط إنتاجية الآبار التي تم حفرها حتى منتصف عام 2016



المصدر: EIA , Utica/Point Pleasant Production; June2016

2-3-6: منظومة Woodford في حوض Anadarko, South Oklahoma الرسوبي

وهي تمتد على مساحة 11 ألف ميل مربع، وعلى أعماق تتراوح بين 6-11 ألف قدم، ويتراوح سمك الطبقات بين 120 و220 قدم، ويبلغ المحتوى الكلي للكربون العضوي حوالي 1-14%، بينما تبلغ درجة النضوج الحراري (معامل الانعكاس R_o) حوالي 1.5%.

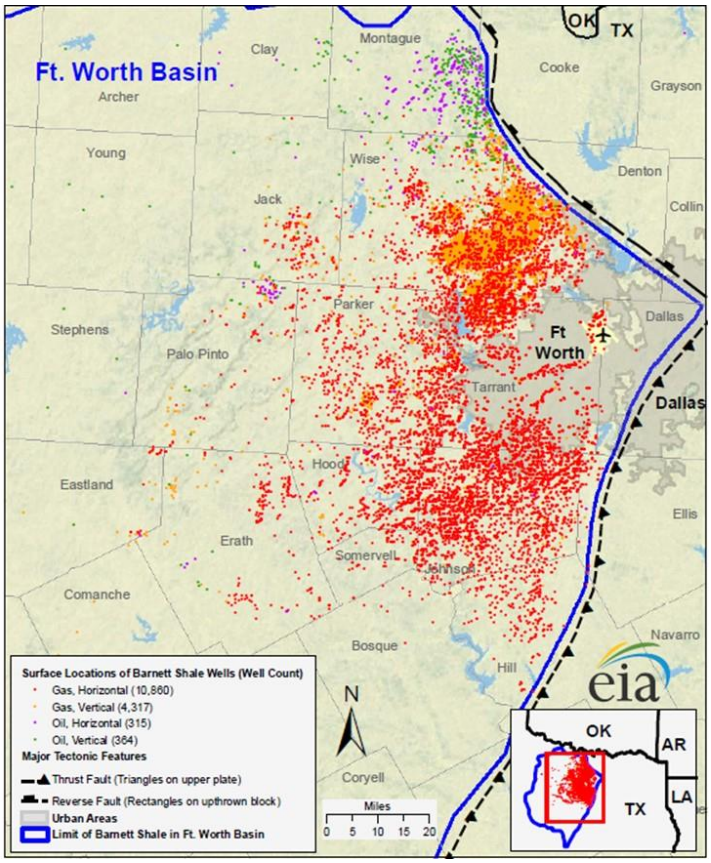
جغرافيـــاً، تقـــع منظومـــة Woodford فـــي ولايـــة أوكلاهومـــا Oklahoma، ويعـود اكتشـافها إلـى عـام 1939، وقـد بـدأت أنشـطة الحفـر التجـاري فـي المنطقـة عـام 2005، وهـي تضـم احتيـاطي مؤكـد مـن غـاز السـجيل يقدر بنحو 22.5 تريليون قدم مكعب.

2-3-7: منظومة Barnett في حوض Fort Worth الرسوبي

وهـي تمتـد علـى مسـاحة 5 آلاف ميـل مربـع، وعلـى أعمـاق تتـراوح بـين 6500 و8500 قـدم، بينمـا يتـراوح سـمك الطبقـات الحاويـة للغـاز بـين 100 و600 قـدم. ويبلـغ المحتـوى الكلـي للكربـون العضـوي للصـخر حـوالي 4.5%، بينمـا تبلـغ درجـة النضـوج الحـراري (قيمـة معامـل الانعكـاس R_o) حـوالي 1.6%. جغرافيـاً، تقـع منظومـة Barnett فـي ولايـة تكسـاس، وقـد شـهدت نشـاط واسـع فـي عمليـات الحفـر والإكمـال لتصـل إلـى مرحلـة النضـوج كمـا هـو مبـين بالشـكل 2-15، حتـى باتـت نموذجـاً يقـاس عليـه تقييـم منظومـات أخـرى للسـجيل في مناطق مختلفة حول العالم.

ونظـراً لمـا شـهدته مـن حفـر عـدد ضـخم مـن الآبـار يقـدر بـالآلاف (أكثـر مـن 15 ألـف بئـر غـاز غالبيتهـا العظمـى مـن الآبـار الأفقيـة، بالإضـافة إلـى قرابـة 700 بئـر لإنتـاج الـنفط حتـى عـام 2011)، فهـي تعـد النمـوذج العملـي لتطبيـق التقنيـات الحديثـة لعمليـات الحفـر الأفقـي الموجـه، والتشـقيق الهيـدروليكي. أمـا مـن جانـب الاحتياطيـات المؤكـدة، فهـي لا تـزال تضـم 19.2 تريليـون قـدم مكعـب مـن غاز السجيل.

الشكل 2-15: خريطة توضح امتداد منظومة سجيل Barnett والآبار المنتجة، عام 2011



المصدر: EIA ; Barnett Shale Play, Fort Worth Basin, Texas

2-3-8: منظومة Fayetteville في حوض Arkoma الرسوبي

تمتد منظومة Fayetteville على مساحة 9,000 ميل مربع، أي ما يقارب نحو ضعف مساحة منظومة Barnett وهي تقع على أعماق تتراوح بين 1-7 آلاف قدم، بينما يبلغ سمك الطبقات الحاوية للغاز حوالي 20-200 قدم، ويبلغ المحتوى الكلي للكربون العضوي 4-9.8%.

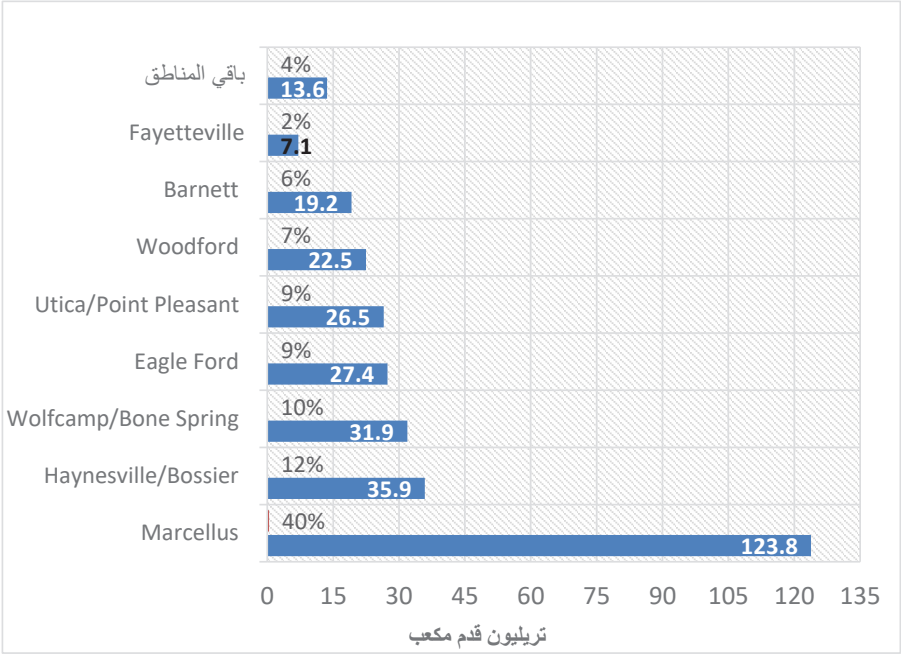
وقد انطلقت أنشطة الحفر والتطوير بالمنطقة أوائل عام 2000، حيث استفادت الشركات الأمريكية من خبراتها وتجاربها من الحفر في منظومة Barnett، لتطبيقها في منظومة Fayetteville.

جغرافيا، تمتد منظومة Fayetteville في ولاية أوكلاهوما Oklahoma وولاية أركنساس Arkansas. أما من جانب الاحتياطيات، فهي تضم حوالي 7.2 تريليون قدم مكعب من غاز السجيل.

وبخلاف المنظومات سالفة الذكر، توجد منظومات أخرى للسجيل ذات أهمية مثل New Albany في حوض Illinois الرسوبي جنوب غرب ولاية أنديانا وشمال غرب ولاية كنتاكي، وهي تمتد على مساحة شاسعة تصل إلى 43.5 ألف ميل مربع، ويصل سمك الطبقات إلى 50-100 قدم. كما توجد منظومة Antrim الواقعة في حوض Michigan بولاية ميتشجان Michigan وهي تقع على أعماق ضحلة تتراوح بين 600-2200 قدم وتمتد على مساحة 12 ألف ميل مربع، إلا أن المنطقة الرئيسية لأنشطة الحفر تمتد على مساحة 2.4 ألف ميل مربع. ويعود نشاط تطوير المنطقة إلى حقبة الثمانينات، وبسبب الأعماق الضحلة للطبقات الحاوية للغاز، فإن أغلب الآبار يتم حفرها رأسياً، بدل من الحفر الأفقي والموجه.

وكما يبين الشكل 2-16، تتصدر منظومة Marcellus القائمة من حيث الاحتياطيات المؤكدة من غاز السجيل بحصة 40%، ثم منظومة Haynesville/Bossier بحصة 12% ثم تأتي منظومة Wolfcamp/Bone Spring في المرتبة الثالثة بحصة 10%، ومنظومة Eagle Ford في المرتبة الرابعة بنسبة 9%، وتتوزع النسبة المتبقية (حوالي 31%) بين بقية المنظومات.

الشكل 2-16: الاحتياطي المؤكد للغاز في أبرز منظومات السجيل بالولايات المتحدة نهاية عام 2017

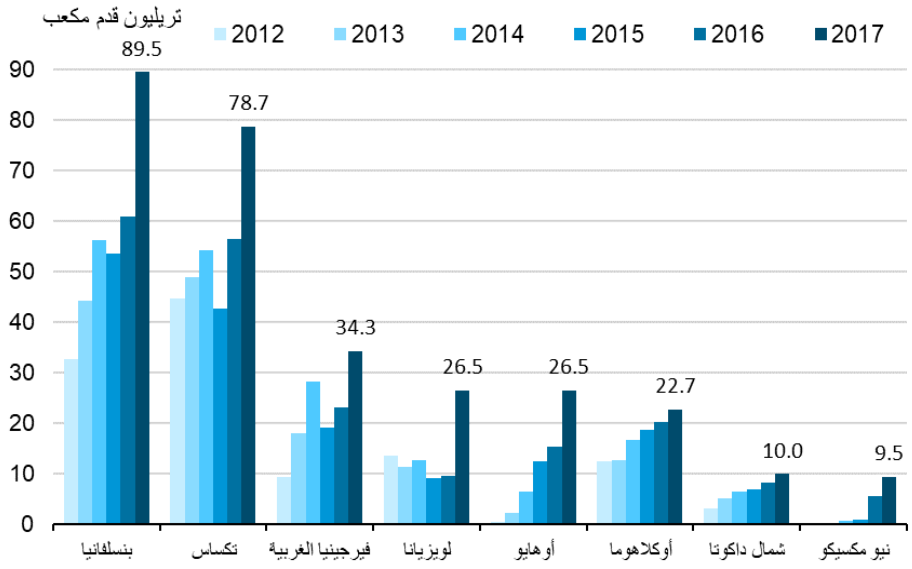


مصدر البيانات: EIA, U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2017"; November 2018

أما على مستوى الولايات الأمريكية، فتستحوذ ثمان ولايات على القسم الأكبر من الاحتياطي المؤكد من غاز السجيل كما هو مبين بالشكل 2-17، حيث تتصدر ولاية بنسلفانيا قائمة الولايات باحتياطي 89.5 تريليون قدم مكعب، ثم ولاية تكساس بإجمالي 78.7 تريليون قدم مكعب، وولاية فرجينيا الغربية بإجمالي 34.3 تريليون قدم مكعب، وولاية لويزيانا بإجمالي 26.5 تريليون قدم مكعب، وولاية أوهايو 26.5 تريليون قدم مكعب، وولاية أوكلاهوما بإجمالي 22.7 تريليون قدم مكعب، وولاية شمال داكوتا بإجمالي 10 تريليون قدم مكعب، وأخيراً ولاية نيو مكسكيو بإجمالي 9.5

تريليون قدم مكعب. وتمثل الولايات الثماني مجتمعة نحو 97% من إجمالي الاحتياطي المؤكد لمصادر غاز السجيل في الولايات المتحدة نهاية عام 2017.

الشكل 2-17: احتياطيات غاز السجيل في أعلى ثماني ولايات بالولايات المتحدة، نهاية عام 2017



المصدر: EIA, U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2017"; November 2018

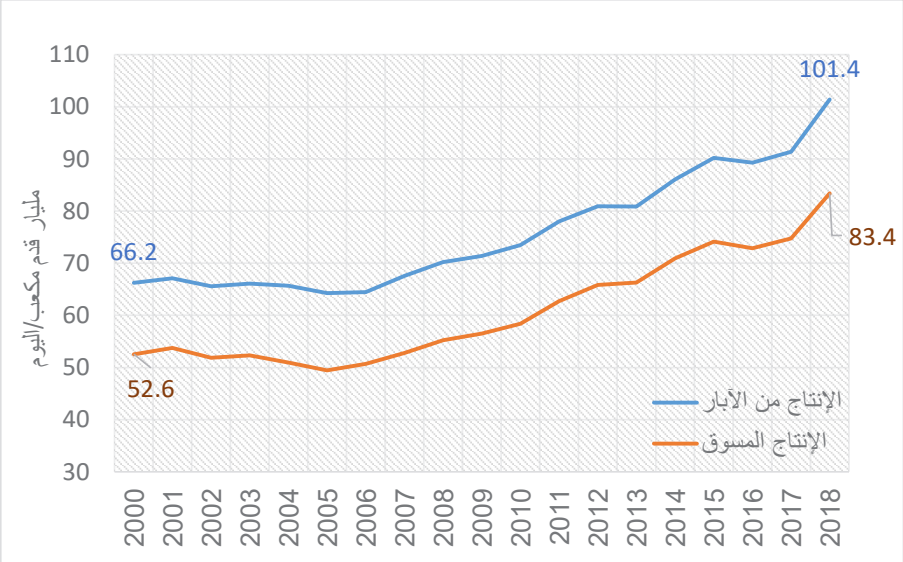
2-4: طفرة إنتاج الغاز الطبيعي بالولايات المتحدة

2-4-1: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة

لعبت مصادر الغاز غير التقليدية دوراً رئيسياً في رفع إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة بشكل ملحوظ، وأحدثت نقلة على خريطة الإنتاج المحلي الذي تحول إلى مناطق تواجد منظومات السجيل داخل الولايات الأمريكية، فبالرغم من النمو المتواضع للغاية لإنتاج الغاز الكلي (من الآبار) في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2008 والتي بلغت نسبته الإجمالية 6% فقط، شهدت الحقبة الزمنية التالية خلال الفترة 2008-2018 نقلة نوعية، ارتفع فيها إنتاج الغاز بوتيرة متسارعة كما

يبين الشكل 2-18، محققاً نمواً إجمالياً بلغت نسبته قرابة 45%. بل ومن المتوقع أن تستمر هذه الوتيرة المتسارعة خلال السنوات العشرين القادمة[46]، وتحقيق مستويات قياسية جديدة.

الشكل 2-18: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2018



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

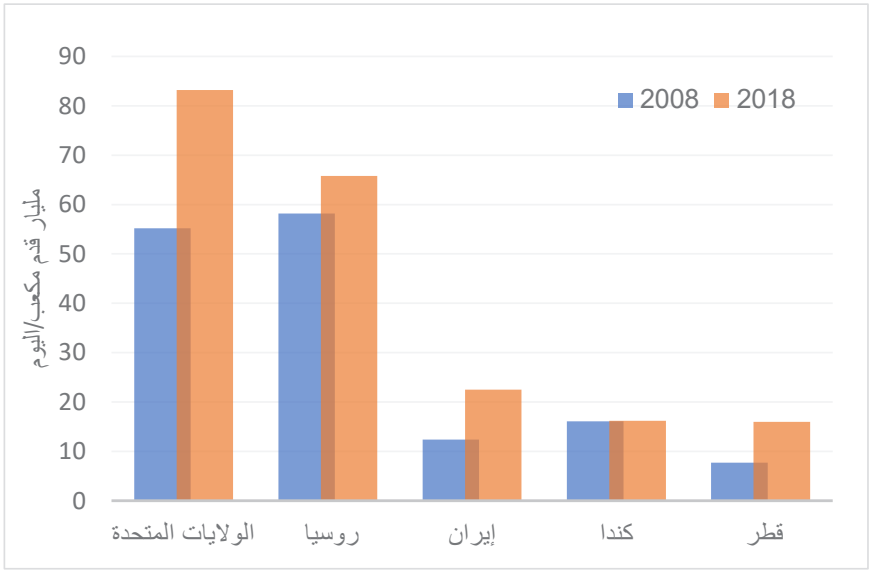
أما جانب الغاز (المسوق)[47] فقد ارتفع من 52.6 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2007 ليصل إلى 83.4 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2018، ويشكل إنتاج الولايات المتحدة نحو 25% من الإنتاج العالمي، وهي تعد أكبر

[46] IHS Markit; "The Shale Gale turns 10: A powerful wind at America's back": What's ahead for the next decade" Executive Commentary; July 2018.

[47] الغاز المسوق (marketed production) هو إجمالي إنتاج الغاز من الآبار المنتجة مخصوماً الغازات التي تم حرقها، والغازات التي تم حقنها في مكامن النفط، والغازات الهاربة، والغازات الأخرى التي تم التخلص منها في عمليات المعالجة، وبعد فصل سوائل الغاز الطبيعي التي تستخدم كمنتج منفصل. أما طبقاً لإدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA، فيطلق عليه الغاز الجاف (dry gas) على اعتبار أنه أصبح خالياً من سوائل الغاز الطبيعي (natural gas plant liquids, NGPL) الغنية بعد فصلها في محطات المعالجة

منتج للغاز الطبيعي عالمياً منذ عام 2009، متفوقة على روسيا الاتحادية التي ظلت محتفظة بهذه المكانة لسنوات عديدة. يبين الشكل 2-19، أكبر خمس دول منتجة للغاز الطبيعي عالمياً عام 2018، والتي تشكل مجتمعة نحو 55% من الإنتاج العالمي.

الشكل 2-19: إنتاج الغاز الطبيعي في الدول الخمس الكبرى عالمياً، عامي 2008 و2018



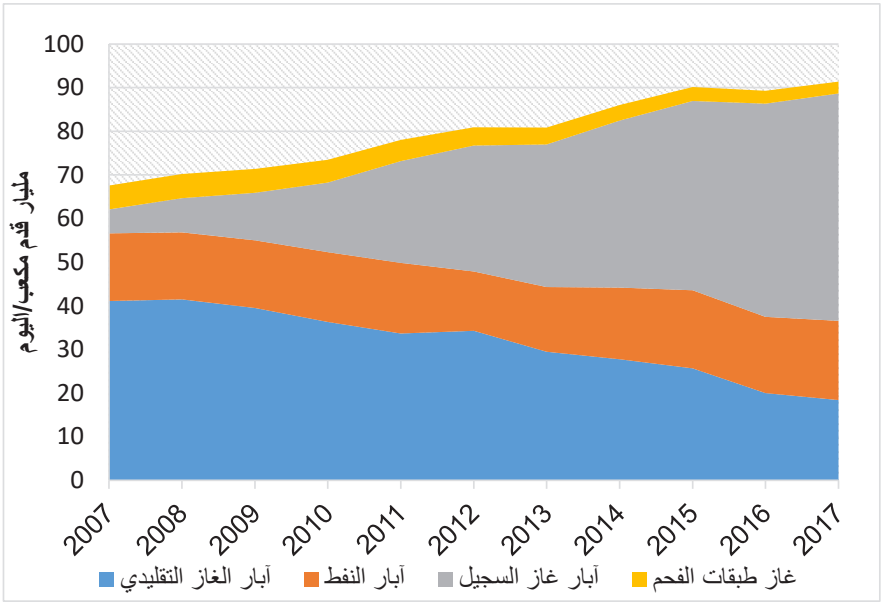
المصادر:- إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

BP; statistical review of the world energy; 2018 edition

وقد جاءت هذه الطفرة في الإنتاج بفضل النشاط المتواصل والمكثف في مناطق السجيل، مستندة على التقدم الذي شهدته تقنيات الحفر الأفقي والتشقيق الهيدروليكي. كما ساهم الارتفاع النسبي لأسعار الغاز في تحفيز المنتجين المستقلين (Independent Producers) على أخذ المخاطرة للاستثمار في هذه المصادر باستخدام التقنيات الحديثة. ففي عام 2007، بلغ متوسط الإنتاج اليومي للغاز الطبيعي التقليدي وغير التقليدي حوالي 67.6

مليار قدم مكعب، حيث بلغ إنتاج غاز السجيل آنذاك حوالي 5.5 مليار قدم مكعب/اليوم، ما يعادل حوالي 8% من الإنتاج، ومع تكثيف أنشطة الحفر والإنتاج من هذه المصادر، وصل إنتاج غاز السجيل إلى 52.1 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2017، لترتفع نسبة مساهمته إلى ما يعادل نحو 57% من إجمالي إنتاج الولايات المتحدة. يبين الشكل 2-20، تطور إنتاج الغاز من آبار السجيل، وآبار طبقات الفحم، علاوة على آبار النفط المنتجة للغاز سواء كان مصاحباً أو مذاباً في النفط، بالإضافة إلى آبار الغاز التقليدي خلال الفترة 2007-2017.

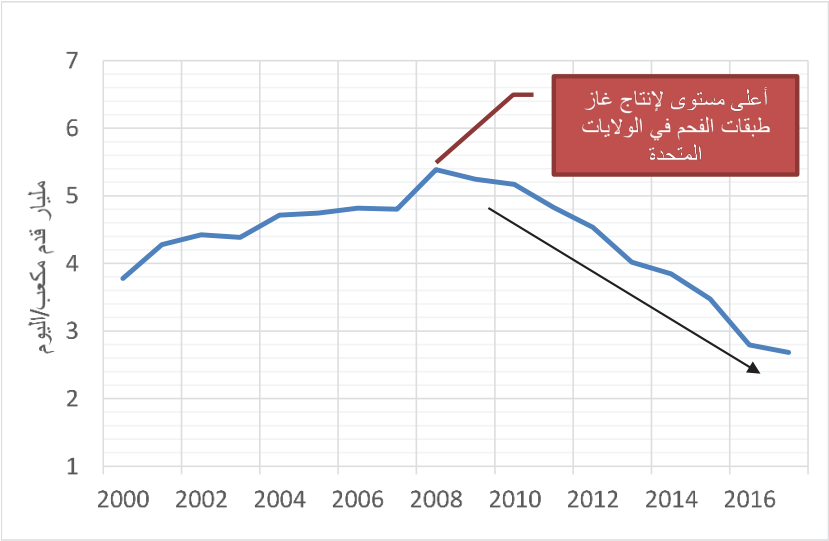
الشكل 2-20: تطور إنتاج غاز السجيل وبقية المصادر الأخرى في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وإلى جانب غاز السجيل، تقوم الولايات المتحدة بإنتاج الغاز من طبقات الفحم المنتشرة في عدد من الولايات الأمريكية في مقدمتها ولاية كولورادو، إلا أن منحنى الإنتاج آخذ في التراجع منذ أن وصل إلى أعلى قيمة له عام 2009 والتي بلغت آنذاك حوالي 5.5 مليار قدم مكعب/اليوم كما هو مبين بالشكل 2-21، حيث تراجع الإنتاج عام 2017 إلى حوالي 2.7 مليار قدم مكعب/اليوم وهو أقل مستوى له منذ عام 1997[48]، وهو يعادل تقريباً 3% من إجمالي إنتاج الغاز في الولايات المتحدة.

الشكل 2-21: تطور إنتاج غاز طبقات الفحم في الولايات المتحدة خلال الفترة (2000-2017)



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

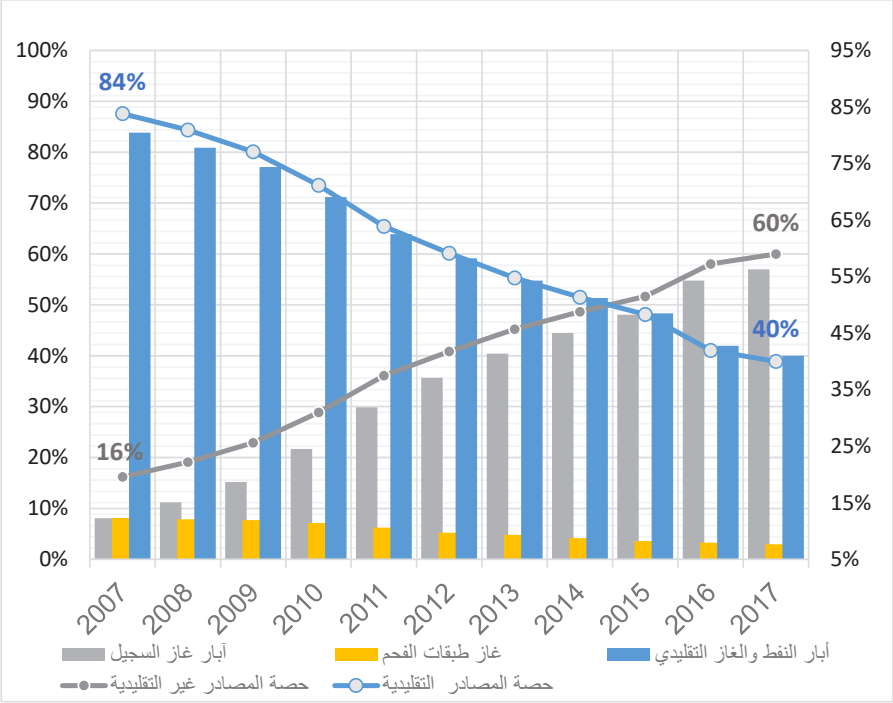
في المقابل، شهد إنتاج آبار الغاز التقليدي تراجعاً بأكثر من النصف خلال ذات الفترة 2007-2017، حيث تراجع من 41.1 مليار قدم مكعب/اليوم ليصل إلى 18.4 مليار قدم مكعب/اليوم. وبالتالي فإن المصادر غير التقليدية وبالأخص مصادر السجيل

[48] Brian Cardott;" EMD Coalbed methane Committee Report"; 2018 EMD Annual Leadership Meeting, Utah, May 2019.

كان لها الأثر الأكبر في تعويض تراجع ونضـــوب الإنتاج من حقول الغاز التقليدية، علاوة على رفع الإنتاج إلى مستويات قياسية جديدة لم يسبق تحقيقها في تاريخ الولايات المتحدة.

وإجمالا، فإن إنتاج الغاز من المصادر غير التقليدية (مصادر السجيل وطبقات الفحم) في الولايات المتحدة قد بلغ قرابة 55 مليار قدم مكعب/اليوم في عام 2017، وهو ما يعادل نحو 60% من إجمالي إنتاج الغاز، وذلك مقارنة بنحو 16% فقط عام 2007 كما هو مبين بالشكل 2-22.

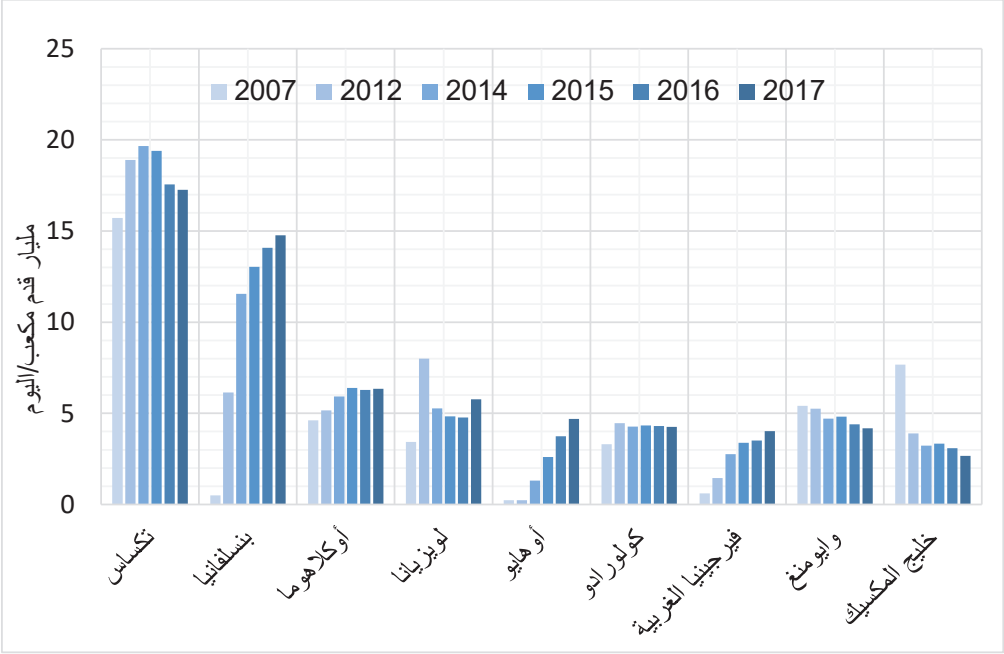
الشكل 2-22: تطور حصة مصادر الغاز غير التقليدية من إجمالي الإنتاج في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017



المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

على مستوى الولايات الأمريكية، تستحوذ ثمان ولايات على أكثر من 80% من إجمالي الإنتاج (المسوق) في الولايات المتحدة، حيث تتصدر القائمة ولاية تكساس والتي وصل فيها متوسط الإنتاج اليومي (المسوق) عام 2017 إلى حوالي 17.3 مليار قدم مكعب بنسبة 23% من إجمالي الإنتاج، وتأتي ولاية بنسلفانيا في المرتبة الثانية بمعدل 14.8 مليار قدم مكعب/اليوم (حوالي 20% من إجمالي الإنتاج)، أي أن الولايتين معاً يشكلا قرابة 43% من إنتاج الغاز في الولايات المتحدة. ويتراوح إنتاج الغاز (المسوق) في الولايات الست الكبرى المتبقية من 4 إلى 6 مليار قدم مكعب/اليوم كما يبين الشكل 2-23.

الشكل 2-23: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في أعلى ثمان ولايات أمريكية خلال الفترة 2007-2017

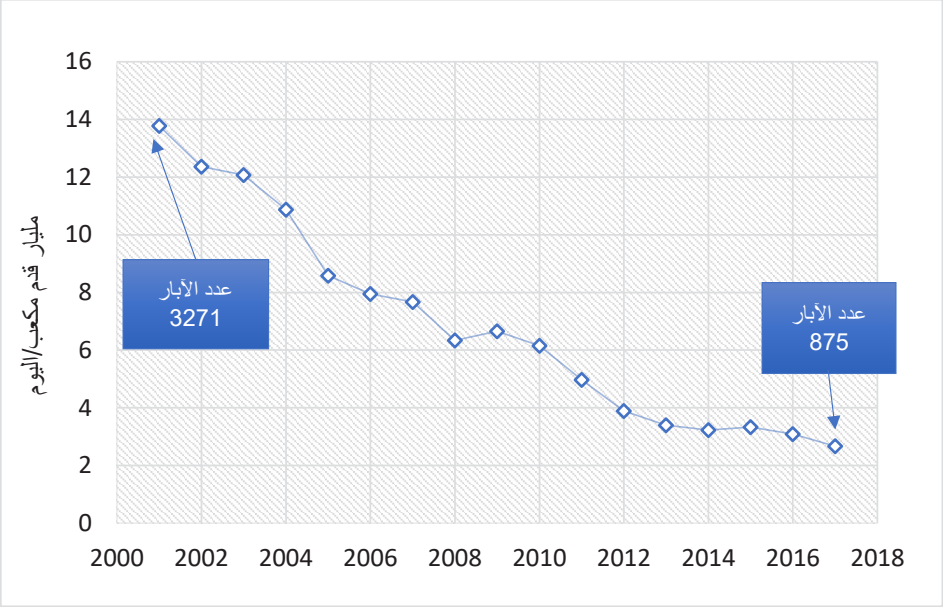


المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

ومن أبرز وأهم التطورات التي طرأت على صناعة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة هو حدوث تحول كبير ونقلة على خريطة المناطق المنتجة، فتاريخياً كانت تعد منطقة خليج المكسيك الخاضعة للسلطة الفيدرالية من المناطق الرئيسية المنتجة للغاز، حيث كانت تشكل نحو 25% من إجمالي إنتاج الغاز في الولايات المتحدة عام 2001، بيد أن إنتاج المنطقة شهد بعد ذلك تراجعاً حاداً كما هو مبين بالشكل 2-24 حيث تراجع من 13.8 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2001 ليصل إلى 2.7 مليار قدم مكعب/اليوم فقط في عام 2017 ، وهو ما بات يعادل نحو 3.6% من إجمالي إنتاج الولايات المتحدة. ويعزى ذلك إلى الانخفاض الحاد في عدد الآبار المنتجة التي تقلصت من 3271 بئر عام 2001 لتصل إلى 875 بئر فقط عام 2017، كأحد أبرز التداعيات المباشرة لطفرة غاز السجيل[49]. فاستكشاف واستخراج النفط والغاز من المناطق البحرية كخليج المكسيك يتطلب تقنيات وخبرات متخصصة ومكلفة، فتكلفة إنشاء وتركيب منصة إنتاج بحرية قد يتخطى حاجز الـ 1 مليار دولار. وعلى النقيض، فإن عمليات الاستكشاف والاستخراج على البر في أحواض السجيل تتميز بأنها ذات تكاليف أقل، علاوة على ما شهدته من تطور وتقدم في المجال التقني وتراكم الخبرات للعاملين في المجال، وما تسببت فيه طفرة السجيل من تراجع لأسعار الغاز محلياً، فأصبحت بدورها أكثر جدوى من الناحية الاقتصادية مقارنة بالعمليات في المناطق البحرية. يضاف إلى ما سبق، أن الغاز المصاحب/المذاب في النفط يشكل القسم الأكبر من إنتاج الغاز في خليج المكسيك، وتتميز آبار النفط الجديدة في المنطقة بتراجع نسبة الغاز إلى النفط (GOR)، مما ساهم أيضاً في تراجع إنتاج الغاز المصاحب.

[49] EIA; "New projects expected to reverse Gulf of Mexico natural gas production declines", November 26, 2018.

الشكل 2-24: تراجع إنتاج الغاز الطبيعي في منطقة خليج المكسيك
خلال الفترة 2001-2017



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

2-4-2: تطورات أنشطة الحفر والإنتاج في منظومات السجيل بالولايات المتحدة

ساهمت الدروس المستفادة والخبرات المكتسبة للشركات العاملة في تطوير منظومة Barnett بولاية تكساس في تطوير بقية المنظومات الأخرى، والتي بدأت بمنظومة Haynesville في ولاية لويزيانا ثم في منظومة Fayetteville في ولاية أركانساس قبل أن تنتقل بعد ذلك إلى حوض Appalachia الذي يضم وحده منظومتين للسجيل هما منظومة Marcellus ومنظومة Utica وهما يساهمان بشكل فعال في دفع المسار الحالي لنمو إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة. بل تشير بعض التقديرات إلى أن أي من هاتين المنظومتين قادر على تلبية احتياجات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي خلال العقدين المقبلين.

ومن أبرز وأهم التطورات التي طرأت على صناعة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة هو حدوث تحول كبير ونقلة على خريطة المناطق المنتجة، فتاريخياً كانت تعد منطقة خليج المكسيك الخاضعة للسلطة الفيدرالية من المناطق الرئيسية المنتجة للغاز، حيث كانت تشكل نحو 25% من إجمالي إنتاج الغاز في الولايات المتحدة عام 2001، بيد أن إنتاج المنطقة شهد بعد ذلك تراجعاً حاداً كما هو مبين بالشكل 2-24 حيث تراجع من 13.8 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2001 ليصل إلى 2.7 مليار قدم مكعب/اليوم فقط في عام 2017 ، وهو ما بات يعادل نحو 3.6% من إجمالي إنتاج الولايات المتحدة. ويعزى ذلك إلى الانخفاض الحاد في عدد الآبار المنتجة التي تقلصت من 3271 بئر عام 2001 لتصل إلى 875 بئر فقط عام 2017، كأحد أبرز التداعيات المباشرة لطفرة غاز السجيل[49]. فاستكشاف واستخراج النفط والغاز من المناطق البحرية كخليج المكسيك يتطلب تقنيات وخبرات متخصصة ومكلفة، فتكلفة إنشاء وتركيب منصة إنتاج بحرية قد يتخطى حاجز الـ 1 مليار دولار. وعلى النقيض، فإن عمليات الاستكشاف والاستخراج على البر في أحواض السجيل تتميز بأنها ذات تكاليف أقل، علاوة على ما شهدته من تطور وتقدم في المجال التقني وتراكم الخبرات للعاملين في المجال، وما تسببت فيه طفرة السجيل من تراجع لأسعار الغاز محلياً، فأصبحت بدورها أكثر جدوى من الناحية الاقتصادية مقارنة بالعمليات في المناطق البحرية. يضاف إلى ما سبق، أن الغاز المصاحب/المذاب في النفط يشكل القسم الأكبر من إنتاج الغاز في خليج المكسيك، وتتميز آبار النفط الجديدة في المنطقة بتراجع نسبة الغاز إلى النفط (GOR)، مما ساهم أيضاً في تراجع إنتاج الغاز المصاحب.

[49] EIA; "New projects expected to reverse Gulf of Mexico natural gas production declines", November 26, 2018.

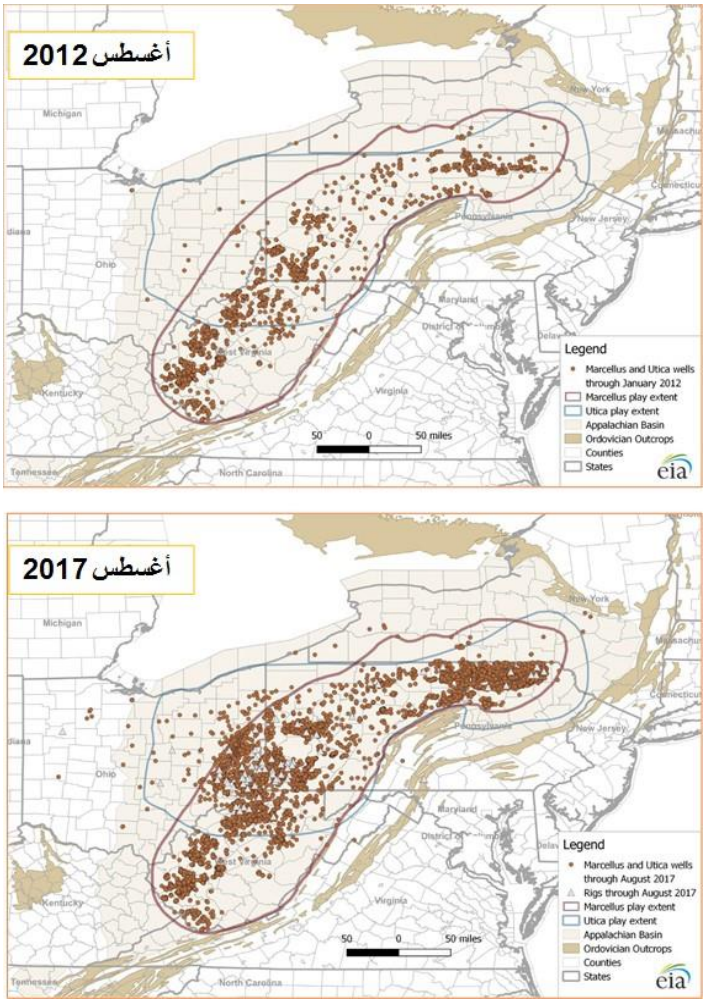
المناطق الأعلى نمواً في إنتاج الغاز مقارنة بباقي المناطق، وهما يساهما معا في الطفرة الحالية لإنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة[50].

حيث بلغ متوسط إنتاج الغاز من منظومة Marcellus خلال الربع الأول من عام 2019، حوالي 21.1 مليار قدم مكعب/اليوم، بينما بلغ متوسط إنتاج الغاز من منظومة Utica حوالي 7.6 مليار قدم مكعب/اليوم، ليشكلا معاً حوالي 44% من إجمال إنتاج غاز السجيل في الولايات المتحدة الذي بلغ حوالي 66 مليار قدم مكعب/اليوم. ويطلق على المنطقتين معاً اسم Appalachia نظراً لوقوعهما في حوض Appalachian الرسوبي. ويعزى هذا النمو المتسارع في الإنتاج من منطقة Appalachia إلى عمليات حفر الآبار المكثفة التي تشهدها المنطقة منذ سنوات كما يظهر الشكل 2-25، حيث بدأ حفر الآبار في منظومة Utica عام 2010 في ولاية أوهايو، ومؤخراً في بنسلفانيا وفيرجينيا الغربية، ووصل عدد الآبار المحفورة نهاية عام 2017 إلى أكثر من 1800 بئر، بينما وصل العدد في Marcellus إلى 11300 بئر.

علاوة على ذلك، تتميز الآبار الجديدة في منطقة Appalachia بأنها الأعلى في الإنتاجية مقارنة بباقي المناطق، فمتوسط الإنتاج الشهري للآبار في الحفارة الواحدة وصل إلى 16 مليون قدم مكعب/اليوم عام 2019 مقارنة بـ 2 مليون قدم مكعب/اليوم عام 2011، أي أن المعدل اليومي للإنتاج للحفارة الواحدة ارتفع بنحو 14 مليون قدم مكعب/اليوم. بينما تصل الإنتاجية في مناطق أخرى مثل Haynesville إلى 10 مليون قدم مكعب/اليوم، بينما لا تتجاوز إنتاجية الآبار 5 مليون قدم مكعب/اليوم في بقية المناطق.

[50] Ben Montalbano & Trisha Curtis; "US Shale Gas: the Road Ahead"; August 2016.

الشكل 2-25: خريطة توضح النشاط الهائل في عمليات الحفر في منظومتي Marcellus و Utica خلال الفترة 2012-2017

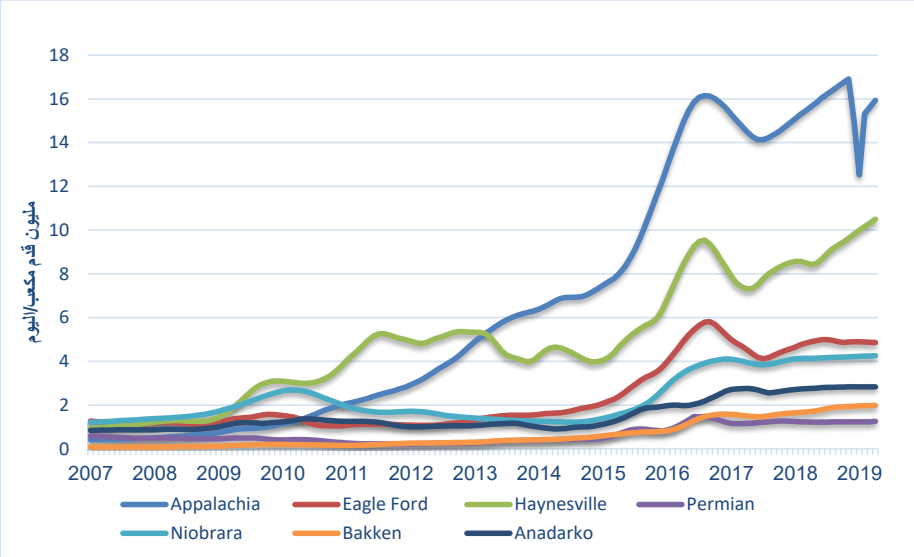


المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA[51]

[51] Olga Popova et al.(EIA); Marcellus, Utica/Point Pleasant Provide 91% of U.S. Shale Gas Production Growth since Start of 2012; Search and Discovery Article #70324 (2018).

ويعزى هذا التحسن الهائل في إنتاجية الآبار الجديدة إلى تحسن كفاءة عمليات الحفر الأفقي والتشقيق الهيدروليكي في المنطقة بعد نجاح تنفيذ برنامج الحفر في وقت أقل، ولمسارات جانبية أطول، وتحديد الطبقات المستهدفة لحفر الآبار بشكل أفضل[52]. فبعض الشركات العاملة في منظومة Marcellus سجلت حفر أطوال أفقية بلغت 15 ألف قدم، بينما سجلت شركات أخرى عاملة في منظومة Utica أطوال أفقية وصلت إلى 19 ألف قدم. ونجحت الشركات بالرغم من الحفر لأطوال أكبر، في تقليص الوقت المستغرق في عملية إكمال الآبار من 30 يوم عام 2011 إلى 7 أيام عام 2015. يبين الشكل 2-26، تطور الإنتاج الشهري للآبار الجديدة لكل حفارة في عدة مناطق للسجيل بالولايات المتحدة.

الشكل 2-26: تطور الإنتاج الشهري للآبار الجديدة لكل حفارة في عدة مناطق للسجيل بالولايات المتحدة حتى شهر نيسان/أبريل عام 2019

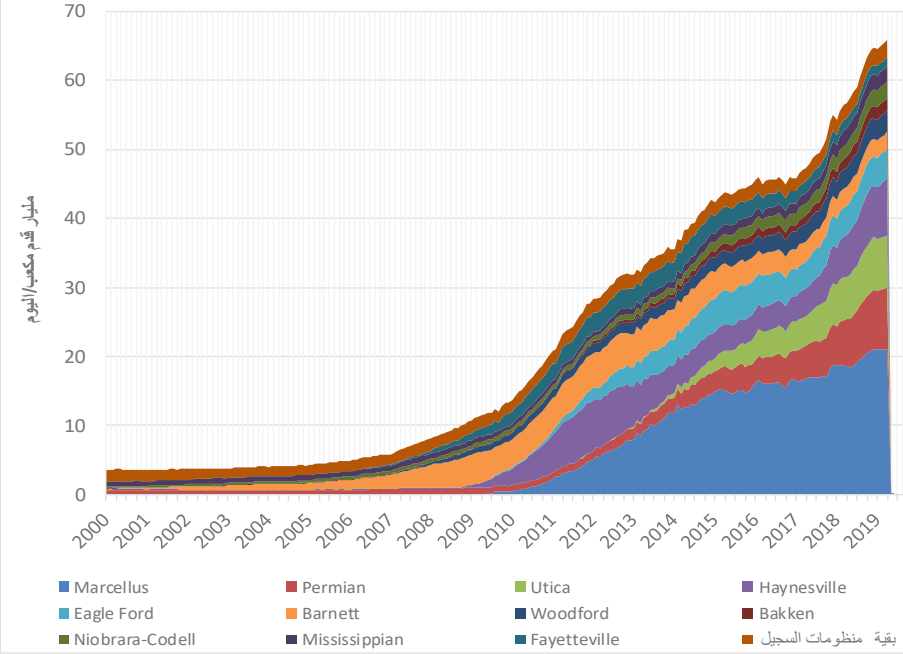


المصدر: EIA, Drilling Productivity Report, May 2019

[52] EIA; Appalachia region drives growth in U.S. natural gas production since 2012; December 4, 2017.

وكما يبين الشكل 2-27، يساهم نمو إنتاج الغاز في منظومة Marcellus ومنظومة Utica في تعويض التراجع الذي تشهده مناطق أخرى مثل منظومة Barnett ومنظومة Fayetteville، ومنظومة Haynesville.

الشكل 2-27: تطور إنتاج الغاز الطبيعي في منظومات السجيل بالولايات المتحدة

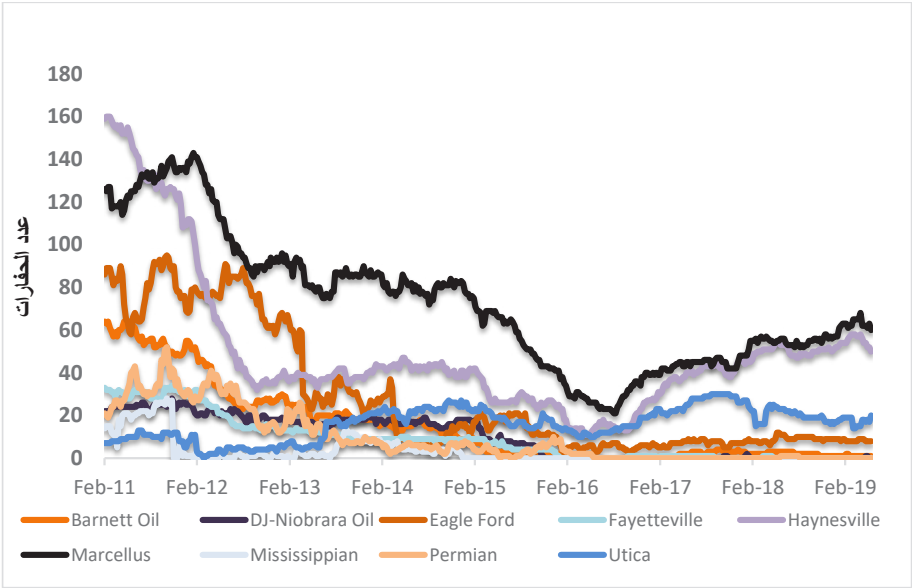


المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وللحفاظ على معدلات إنتاج مرتفعة، شهدت مناطق السجيل نشاطاً مكثفاً من قبل شركات الحفر الأمريكية خلال السنوات العشر الماضية، وبالرغم من تراجع عدد الحفارات العاملة منذ عام 2013 كما يبين الشكل 2-28، إلا أنها بدأت في الارتفاع مجدداً منذ عام 2016 ولكن لم تصل بعد إلى المستويات السابقة حيث بلغ متوسط عدد

الحفارات العاملة في حفر آبار الغاز خلال الربع الأول من عام 2019 حوالي 200 حفارة، وتستحوذ منطقة Appalachia التي تضم منظومتي Utica و Marcellus على العدد الأكبر من الحفارات (80 حفارة) وهي المنطقة التي أصبحت محور اهتمام الشركات في السنوات الأخيرة.

الشكل 2-28: عدد الحفارات العاملة في حفر آبار الغاز في أحواض مختارة بالولايات المتحدة



المصدر: Baker Hughes; North America Rig Count

ولعل أبرز ما يميز طفرة إنتاج غاز السجيل في الولايات المتحدة، هي التغيرات الديناميكية السريعة، وتأثير الظروف الاقتصادية على أنشطة الحفر والإنتاج. ومن أبرز الأمثلة النموذجية على هذه التغيرات هي منظومة Haynesville التي بدأ إنتاجها في التراجع بعد أن وصل إلى ذروته مطلع 2012 عندما بلغ 7.4 مليار قدم مكعب/اليوم، وهو ما كان يعادل آنذاك حوالي 26% من إجمالي إنتاج غاز السجيل في الولايات المتحدة، ليصل إلى أقل من النصف أوائل عام 2016.

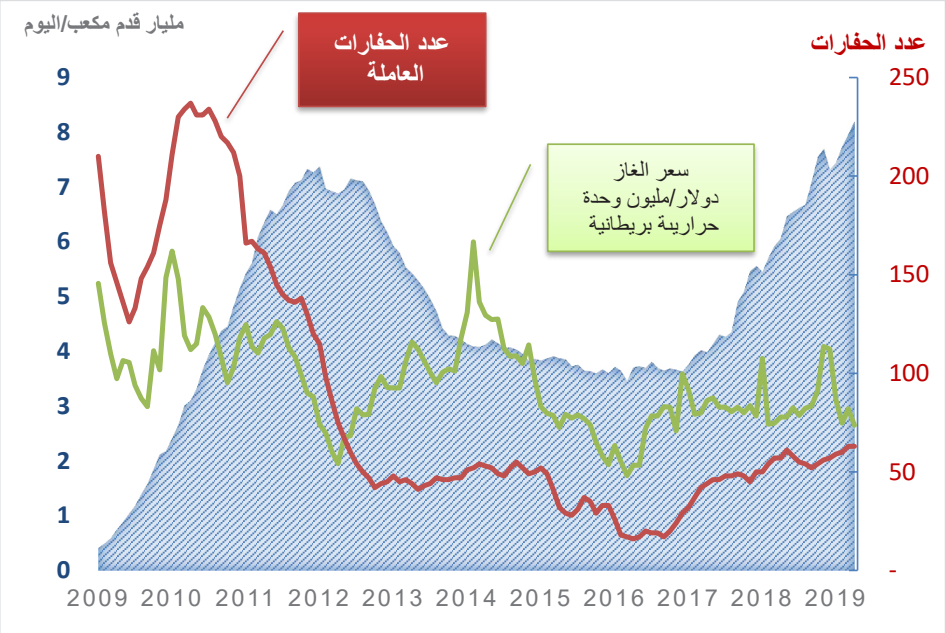
ويعزى هذا التراجع السريع إلى ارتفاع تكلفة إنتاج الغاز نسبياً مقارنة بالمناطق الأخرى، حيث تقع منظومة Haynesville على أعماق 10,500-13,500 قدم، وهي أعمق بكثير من منظومة Marcellus التي تقع على أعماق ضحلة تبلغ نحو 4,000-8,500 قدم، وفي العموم فإن حفر آبار أكثر عمقاً يكون أكثر تكلفة من الآبار الأقل عمقاً[53].

وفي ظل التراجع الذي شهدته أسعار الغاز في الولايات المتحدة بداية من عام 2012، وانتعاش أسعار النفط مجدداً في الأسواق العالمية خلال تلك الفترة، تحول المنتجين إلى البحث عن مناطق أخرى أكثر ربحية وبالأخص مكامن الغاز الغني بالهيدروكربونات الثقيلة كالمتكثفات ومكامن النفط، وقد انعكس ذلك على عدد الحفارات العاملة في Haynesville والذي كان يقدر بأكثر من 200 حفارة عام 2011 عندما كانت أسعار الغاز الطبيعي وفقاً لمركز هنري أعلى من 4 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية لينخفض إلى أقل من 20 حفارة في منتصف عام 2016 وهو العام ذاته الذي شهدت فيه أسعار الغاز الشهرية تراجعاً إلى ما دون 2 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية.

لكن من الملفت أن عدد الحفارات في المنطقة بدأ يزداد مجدداً أواخر عام 2016 مع صعود أسعار الغاز مجدداً وتجاوزها حد الـ 3 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية، ووصل عددها في نيسان/أبريل عام 2019 حوالي 63 حفارة كما هو مبين بالشكل 2-29.

[53] EIA, Haynesville natural gas production is increasing but remains lower than previous peak"; September 7, 2018

الشكل 2-29: تأثر إنتاج الغاز الطبيعي في منظومة Haynesville بأنشطة الحفر، وأسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة



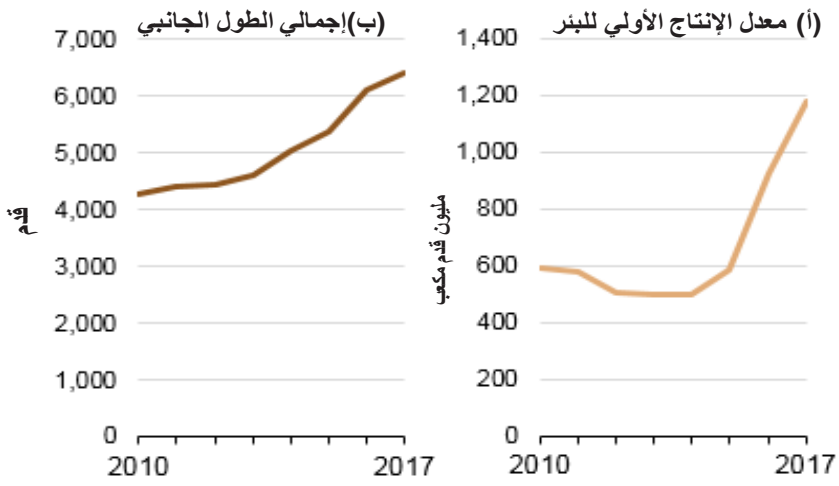
المصدر: بيانات مجمعة استناداً إلى

- EIA, Drilling Productivity Report, May 2019
- EIA, Dry shale gas production estimates by play, May 2019.

كما شكل تحسن إنتاجية الآبار في Haynesville عاملاً رئيسياً في نمو إنتاج المنطقة من الغاز مؤخراً، والذي جاء نتيجة زيادة أطوال الحفر الجانبي، وزيادة الإنتاج الأولي كما هو مبين بالشكل 2-30. فخلال الفترة 2010-2017، ارتفع متوسط الحفر الأفقي من 4,269 قدم إلى 6,421 قدم بزيادة تخطت نسبة الـ 50%، كما ارتفع معدل الإنتاج الأولي[54] (Initial Productivity Rate) من الآبار الجديدة خلال نفس الفترة من 600 إلى 1,200 مليون قدم مكعب.

[54] معدل الإنتاج الأولي هو الإنتاج التراكمي من الغاز الذي ينتجه البئر خلال الشهور الثلاثة الأولى من وضعه على الإنتاج

الشكل 2-30: تحسن إنتاجية الآبار في منظومة Haynesville



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

ويستخلص مما سبق، أن تراجع إنتاج غاز السجيل من بعض المناطق في الولايات المتحدة كمنظومة Haynesville ليس بسبب وصول الإنتاج إلى ذروته واستخراج أغلب كميات الغاز المسترجعة، وإنما تلعب الظروف الاقتصادية دوراً محورياً في استمرار نشاط الحفر، سواء تكلفة الإنتاج من ناحية، وأسعار الغاز في السوق المحلي من ناحية أخرى. كما أن المناطق التي تتميز باحتوائها على الغاز الرطب تعد جاذبة أكثر للشركات لتحقيقها ربحية أعلى من تسويق سوائل الغاز الطبيعي.

2-4-3: أسباب نجاح الولايات المتحدة في تحقيق طفرة في الإنتاج

لا شك أن للولايات المتحدة تجربة رائدة وفريدة من نوعها في مجال تطوير مصادر الغاز غير التقليدية، حيث اجتمعت لديها عدة عوامل من الصعب تكرارها في مناطق أخرى لتحقيق طفرة على غرار التجربة الأمريكية. ولعل من أبرز هذه العوامل هو توافر احتياطيات كبيرة من مصادر الغاز غير التقليدي، ومساحة جغرافية واسعة

مكنتها من حفر مئات الآلاف من الآبار في المنظومات الحاوية لتجمعات الغاز المنتشرة شمال شرق ووسط وجنوب البلاد. كما كان لتراجع الاحتياطيات من الغاز التقليدي دافعاً مباشراً نحو الإسراع بتطوير المصادر الأخرى لتلبية احتياجات الولايات المتحدة المتسارعة من الغاز الطبيعي.

وإلى جانب هذه العوامل، هناك مجموعة من المحفزات التي شكلت مجتمعة مناخاً مهيأً بامتياز لتحقيق طفرة في هذا المجال. فمن جانب السياسات والإجراءات، ساهمت التسهيلات المرتبطة بالإعفاءات الضريبية، وتقليل القيود المفروضة على استغلال الأراضي وإصدار التصاريح، في تحفيز الشركات المستقلة نحو الاستثمار في المصادر غير التقليدية. ومن الجانب التقني، ساهم تطور تقنيات الحفر الأفقي الموجه والتشقيق الهيدروليكي في تعظيم إنتاجية الآبار، ومن ثم تحقيق طفرة في الإنتاج. أما من الجانب الاقتصادي، فقد نجحت الشركات الأمريكية في تحسين اقتصاديات التشقيق عبر خفض التكلفة من خلال الابتكار التقني من ناحية، وتقليل الفترة الزمنية اللازمة من ناحية أخرى، مما ساهم في رفع الجدوى الاقتصادية وتعظيم الربحية.

2-4-3-1: التطور التقني وتحسين اقتصاديات الحفر والإنتاج

مما لا شك فيه أن التطور التقني في مجال الحفر والإكمال كان له القول الفصل في تحقيق طفرة إنتاج الغاز غير التقليدي في الولايات المتحدة. وبالرغم من اختلاف السمات الجيولوجية من حوض لآخر بشكل كبير، إلا أن الشركات الأمريكية استطاعت أن توظف خبراتها المكتسبة لرفع كفاءة عملية الحفر والإكمال. فمن الجانب الاقتصادي، تتوقف الجدوى الاقتصادية على تكلفة حفر وإكمال وتشغيل الآبار التي يتم حفرها، بالإضافة إلى سعر البيع النهائي للغاز. ولقد مرت كل من هذه العوامل بتغيرات

جوهرية في الولايات المتحدة، وكان لها الأثر الأكبر على طفرة إنتاج الغاز من المصادر غير التقليدية.

وللوقوف على التقدم الحاصل في التكاليف الإجمالية للآبار في الولايات المتحدة، فيمكن أولاً تقسيم هذه التكاليف إلى قسمين (في المناطق البرية على سبيل المثال)[55]:

✓ **التكاليف الرأسمالية (Capital Expenses) وتشمل:**

- تكاليف الحفر: تشكل حوالي 30-40% من التكاليف الرأسمالية للبئر

وتشمل كافة التكاليف المرتبطة بجهاز الحفر بغية حفر البئر إلى العمق المطلوب. وقد تكون تكاليف ملموسة (Tangible Costs) مثل تكاليف قيسون البئر (Well Casing)، أو تكاليف غير ملموسة (Intangible Costs) مثل الإيجار اليومي لجهاز الحفر، وتكاليف الموائع المستخدمة في الحفر كالطفلة، والأسمنت، وتكاليف الخدمات مثل سجلات الآبار، ...إلخ.

- تكاليف الإكمال: تشكل 55-70% من التكاليف الرأسمالية للبئر

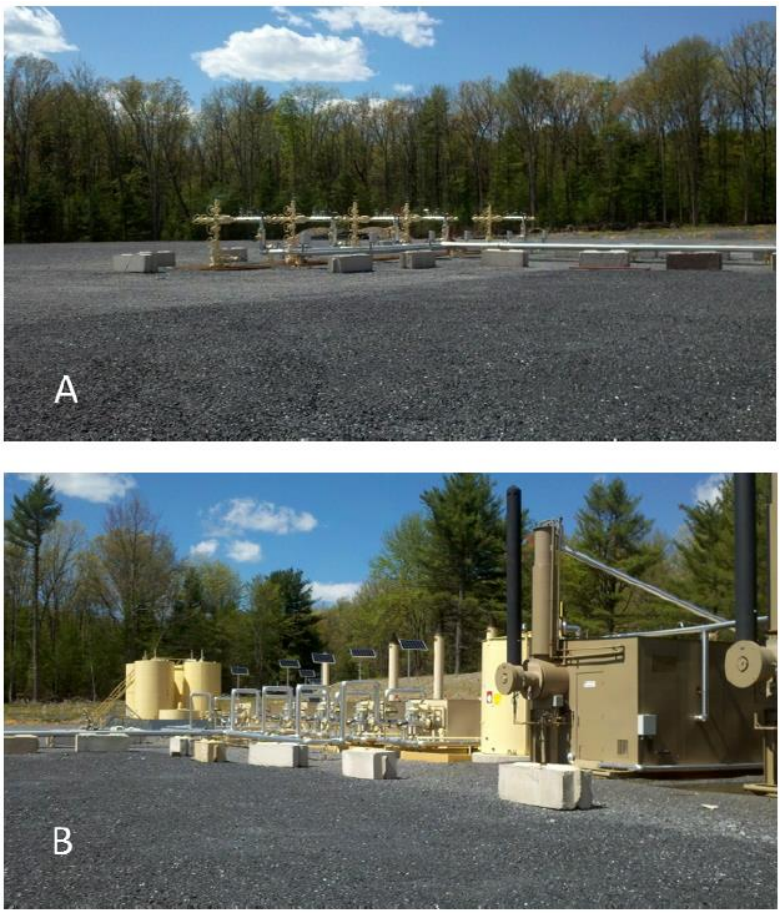
وتشمل كافة التكاليف المرتبطة بعمليات التشقيق وتجهيز البئر تمهيداً لوضعه على الإنتاج، وتشمل تكاليف ملموسة مثل مواسير الإنتاج (Tubing) وشجرة عيد الميلاد (Christmas Tree) التي تثبت أعلى البئر، والعوازل (Packers) وتكاليف غير ملموسة مثل تكاليف سائل التشقيق، والمواد الكيماوية المستخدمة في تحضيره، وتكاليف مضخات المياه المستخدمة في عمليات التشقيق، وأجور طاقم العمل.

[55] IHS, Oil and Gas Upstream Cost Study prepared for Energy Information Administration (EIA), October 2015.

- تكاليف التجهيزات والتسهيلات: تشكل 7-8% من التكاليف الرأسمالية للبئر

وتشـــمل تجهيز الموقع، وإنشـــاء الطرق، وتكاليف تســـهيلات المعالجة السطحية كالفواصل، وصهاريج التخزين كما هو مبين بالشكل 2-31. حيث يتم فصـــل المياه والمتكثفات المصـــاحبة للغاز في الفواصـــل، وتخزينها داخل الصهاريج تمهيداً لنقلها.

الشكل 2-31: موقع إنتاج الغاز ويضم (أ) رؤوس الآبار، (ب) خطوط التجميع والصهاريج



المصدر: US. DOE, Modern Shale Gas Development: A Primer; April 2009

✓ **التكاليف التشغيلية (Operating Expenses):**

وهي التكاليف المرتبطة بعمليات التشغيل وضمان سريان الإنتاج من البئر، وهي تختلف اختلافاً كبيراً من موقع لآخر استناداً لعدة عوامل مثل موقع البئر، وإنتاجيته، ..إلخ ومنها ما هو ثابت (Fixed Cost) مثل تكاليف صيانة البئر، وما هو متغير (Variable Cost) وهي التكاليف اللازمة لنقل الغاز إلى نقطة التسليم أو البيع إلى شركة النقل المحلية، حيث عادة ما تكون البنية التحتية للمعالجة والنقل مملوكة لطرف آخر، وعليه تقوم الشركة المشغلة للبئر بدفع رسوم نظير استخدام البنية التحتية للطرف الثالث.

وفي المجمل، تختلف التكاليف الإجمالية للبئر الواحد من منظومة إلى أخرى، بل ومن بئر لآخر مع الأخذ في الاعتبار الاختلافات الجيولوجية للطبقات، ومدى توافر مصادر المياه المستخدمة أثناء الحفر والتشقيق، علاوة على الدراية والمعرفة الجيولوجية بالمنطقة. وقد قدرت إدارة معلومات الطاقة الأمريكية عام 2014، متوسط تكاليف البئر الواحد بناء على بيانات تم تجميعها لعدة آبار تم حفرها في خمس منظومات للسجيل بحوالي 6.9-15.3 مليون دولار. وتشكل التكاليف الرأسمالية النسبة الأكبر حيث تمثل حوالي ثلثي التكلفة الإجمالية (حوالي 66%)، بينما تشكل التكاليف التشغيلية الثلث المتبقي كما يبين الشكل 2-32.

ولقد نجحت الشركات الأمريكية في تحقيق أرقاماً قياسية في الوقت المستغرق في حفر الآبار الأفقية، وإجمالي أطوال الحفر الأفقي. ووفقاً لتقرير أصدره المختبر الوطني لتكنولوجيا الطاقة (NEPL) بالولايات المتحدة في عام 2013، ورغم أن ما يحتويه من بيانات تعود إلى عام 2012، إلا أنها

تعطي مؤشراً عن التقدم الحاصل في تخفيض الفترة الزمنية اللازمة لإتمام برنامج الحفر، حيث تشير البيانات إلى تراجع وقت حفر البئر الأفقي بمقدار النصف (من 32 يوم إلى 16 يوم فقط) خلال الفترة 2009-2012. وفي بعض الحالات، تم تحقيق رقماً قياسياً قدره 10 أيام.

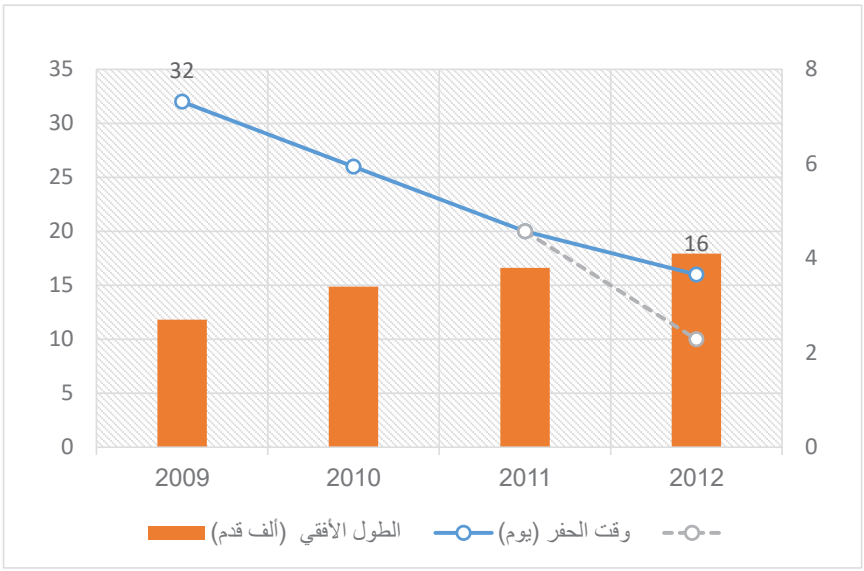
الشكل 2-32: توزيع التكاليف الإجمالية لحفر وتشغيل بئر في منظومة غاز سجيل في الولايات المتحدة

المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى :

-EIA; Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs

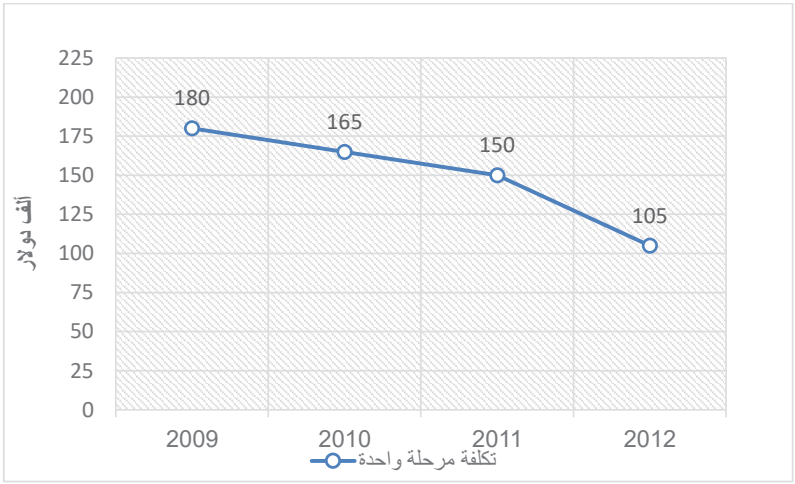
كما يلاحظ أيضاً أنه خلال نفس الفترة ارتفع متوسط طول الحفر الأفقي من 2,700 قدم إلى 4,100 قدم أي بزيادة إجمالية تخطت الـ 50% كما هو مبين بالشكل 2-33. كما نجحت الشركات الأمريكية في تحسين اقتصاديات التشقيق على نحو كبير أيضاً، حيث تشير بيانات شركة Cobat Corp.، بأن تكلفة مرحلة التشقيق الواحدة للآبار التي حفرتها الشركة قد تراجعت خلال الفترة 2009-2012 من 180 ألف دولار إلى 105 ألف دولار أي بنسبة تخفيض تجاوزت الـ 40% كما يبين الشكل 2-34.

الشكل 2-33: تراجع الوقت المستغرق في إتمام حفر البئر الأفقي الواحد بالولايات المتحدة، مع ازدياد إجمالي الطول الأفقي خلال الفترة 2009-2012



المصدر: National Petroleum Energy Laboratory (NEPL) استناداً إلى بيانات مؤسسة Cabot Corp.

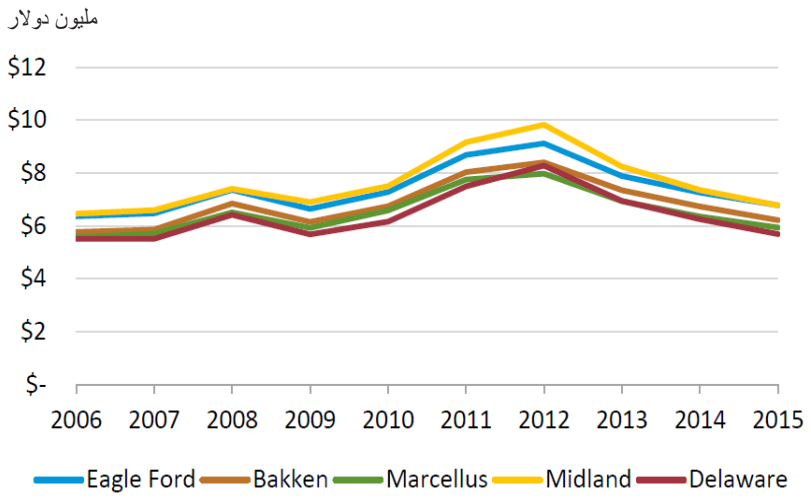
الشكل 2-34: تطور تكلفة التشقيق الهيدروليكي للمرحلة الواحدة بالولايات المتحدة خلال الفترة 2009-2012



المصدر: National Petroleum Energy Laboratory (NEPL) استناداً إلى بيانات مؤسسة Cabot Corp.

وبالنظر إلى الصـــورة الكاملة، فإن الاتجاه العام لتكاليف حفر وإكمال الآبار الأفقية في أحواض الســـجيل في اتجاه النزول خاصـــة من عام 2012، حيث تشـــير البيانات المتوافرة التي تم تجميعها للآبار التي تم حفرها خلال الفترة 2006-2015 في خمس منظومات هي Eagle Ford وBaken وMarcellus ومنظومتي Midland وDelware في حوض Permian بولاية تكســاس وولاية نيو مكسـيكو، إلى حدوث تراجع كبير في تكلفة حفر وإكمال الآبار في المنظومات ســالفة الذكر، حيث تراجعت التكاليف إلى 6-7 مليون دولار عام 2015، مقارنة بـــ 8-10 مليون دولار عام 2012 (أي بانخفاض حوالي 25-30%). ويعود ذلك إلى التطور المســـتمر في تقنيات الحفر والإكمال، الأمر الذي ساهم في تنفيذ تصميم محسن للبئر، وبأداء أفضل، وتقليل الوقت المســتغرق في الحفر والإكمال، وهي العوامل التي أدت إلى رفع كفاءة العملية برمتها. يبـــين الشكل 2-35، تطور تكاليف حفر الآبار في خمس منظومات بالولايات المتحدة وذلك خلال الفترة 2006-2015.

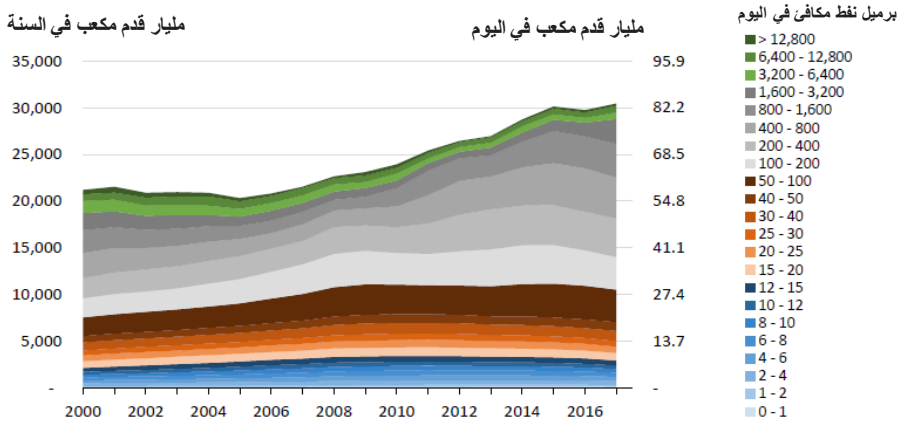
الشكل 2-35: تطور تكاليف حفر الآبار في خمس منظومات بالولايات المتحدة وذلك خلال الفترة 2006-2015



المصدر: EIA, Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs, March 2016

أما من جانب إنتاجية الآبار، فقد تحسنت بشكل كبير بسبب زيادة أطوال الحفر الجانبي، وارتفاع كفاءة عمليات التشـــقيق. وأصـــبحت الآبار التي يتراوح إنتاجها بين 100-3,200 برميل نفط مكافئ/اليوم، تساهم بالنصيب الأكبر من إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة كما يبين الشكل 2-36.

الشكل 2-36: توزيع آبار الغاز في الولايات المتحدة حسب معدل الإنتاج
(برميل نفط مكافئ في اليوم)



المصدر: EIA, The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate, October 2018

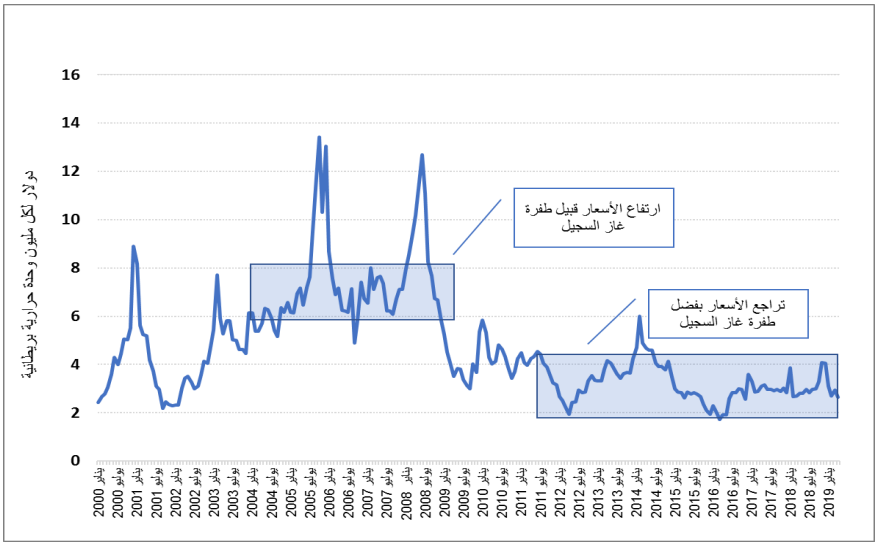
2-3-4-2: أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة

لا شك أن سعر البيع النهائي لأي سلعة يؤثر على الجدوى الاقتصادية للاستثمار فيها. فقبيل طفرة إنتاج الغاز غير التقليدي، كانت الولايات المتحدة تســتعد لدخول مرحلة **"ندرة الغاز"** في ضــوء تنامي الطلب وعدم كفاية الإنتاج المحلي، وقد تسـبب ذلك في ارتفاع أســعار الغاز في كافة أنحاء البلاد. فخلال الفترة 2003-2007، كانت أســعار الغاز تتراوح بين 4-7 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية وفقاً لمركز هنري، مع وجود تذبذب واضح بسبب التقلبات الموسمية في الطلب، كما استمرت في

الصعود في أعقاب إعصار كاترينا وإعصار ريتا عام 2005 حيث وصلت الأسعار آنذاك إلى أعلى من 10 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية.

ولذا، فقد كان الاستثمار في تطوير مصادر السجيل في ظل هذه الأسعار المرتفعة مشجعاً للغاية، فازدهرت عمليات الحفر والإكمال محدثة طفرة كبيرة في الإنتاج. لكن من الملاحظ أن طفرة الإمدادات بالتزامن مع تراجع تكاليف الإنتاج ساهمت في دفع أسعار الغاز الطبيعي مجدداً نحو الهبوط من بعد عام 2014 كما يبين الشكل 2-37. حيث وصلت أسعار الغاز الطبيعي إلى أقل مستوى لها أوائل عام 2016، عندما تراجعت إلى ما دون 2 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية، إلا أنها عاودت الصعود بعد ذلك، لكن لم تصل إلى المستويات التي سبقت طفرة السجيل، وهي تتراوح منذ ذلك الحين في مدى 2-4 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية، (متوسط 3 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية) مع وجود بعض التذبذب في السعر حسب التقلبات الموسمية في الطلب على الغاز.

الشكل 2-37: تطور الأسعار الشهرية للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة وفقاً لمركز هنري



المصدر: قاعدة بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

2-4-3-3: وجود عدد ضخم من شركات الحفر والخدمات العاملة في المجال

لا شك أن الولايات المتحدة قد استفادت جيداً من إمكاناتها وخبراتها العريقة في مجال النفط والغاز، فهي تاريخياً من أكبر الدول المنتجة للنفط والغاز، بل تعد المؤسس لهذه الصناعة، فأول بئر للغاز تم حفره في ولاية بنسلفانيا منذ أكثر من 150 سنة. ولعراقة صناعة النفط والغاز في الولايات المتحدة، فقد أصبح لديها قاعدة هائلة من الشركات المتخصصة في المجال، شكلت صناعة تتسم بالديناميكية والتنافسية. ويقدر عدد الشركات العاملة في قطاع النفط والغاز بحوالي 7000 شركة، منها نحو 2000 شركة عاملة في مجال الحفر. ويعمل في هذا القطاع الحيوي أكثر من 2 مليون عامل، ويصل الدخل الإجمالي للعاملين في المجال إلى 175 مليار دولار[56]. وبالرغم من هيمنة المنتجين المستقلين وشركات الخدمات البترولية على نشاط تطوير المصادر غير التقليدية منذ انطلاقها. إلا أن شركات النفط العالمية بدأت تبدي اهتماما بالدخول في مجال تطوير مصادر غاز السجيل، ففي عام 2009، قامت شركة Exxon Mobil الأمريكية بدفع 41 مليار دولار لشراء شركة XTO Energy التي كانت تعد ثالث أكبر منتج للغاز الطبيعي في الولايات المتحدة.

كما أبدت شركة Statoil النرويجية اهتماماً بالدخول في السوق الأمريكي، حيث استحوذت على 32.5% من أسهم شركة Chesapeake مقابل 3.4 مليار دولار. وكذلك في عام 2010، قررت شركة Shell تخصيص استثمارات قدرها 4.7 مليار دولار لتطوير مصادر الغاز في منظومة Marcellus. وعلى ما يبدو فإن شركات النفط العالمية تُبدي هذا

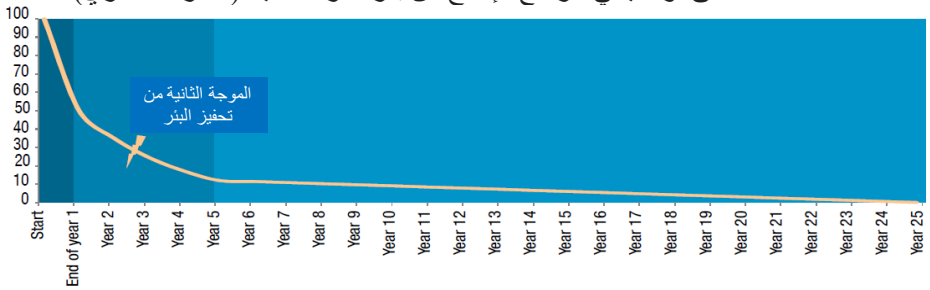
[56] European Parliament; "Unconventional gas and oil in North America"; June 2014.

الاهتمام بغية الاستفادة من التجربة الأمريكية، ونقل الخبرات لتطبيقها في مناطق أخرى ضمن محفظتها العالمية.

ومن الأمور ذات الأهمية في استغلال مصادر السجيل، هو النضوب السريع في الإنتاج بعد مرور شهور قليلة من تشغيل البئر، مقارنة ببئر الغاز التقليدي. حيث يبلغ الإنتاج أقصاه في الشهور الأولى من التشغيل، ليبدأ بعدها في التراجع كما هو مبين بالشكل 2-38، لتصل نسبة التراجع إلى 50% بعد انقضاء العام الأول، وفي بعض الأحيان إلى 60-90%. كما يستمر الإنتاج في التراجع في السنوات الأربعة التالية، ليصل إنتاج البئر إلى معدلات منخفضة جداً (10% من الإنتاج المبدئي خلال الشهور الأولى).

ولذا، للحفاظ على مستويات إنتاج مرتفعة من الغاز، تستمر الشركات القائمة بعمليات التشغيل في حفر آبار جديدة، وفي بعض الحالات يمكن تحفيز الآبار القديمة عبر إجراء مراحل تشقيق جديدة أو إعادة فتح الشقوق التي انغلقت مجدداً بسبب انخفاض الضغط.

الشكل 2-38: منحنى توضيحي لتراجع الإنتاج من بئر غاز السجيل (الغاز الصخري)

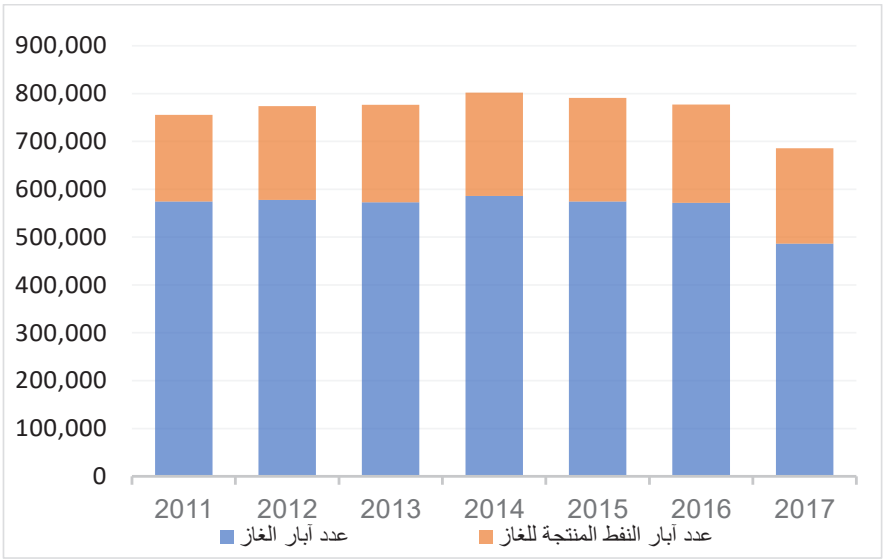


المصدر: UNCTAD

وإجمالاً، فقد نتج عن هذا النشاط الضخم، دخول عشرات الآلاف من الآبار على خريطة الإنتاج، التي جاءت لتدعم وبقوة مستويات إنتاج الغاز

الطبيعي، وقد بلغ عدد آبار الغاز (Gas Wells)[57] المنتجة في كافة الولايات الأمريكية عام 2017 نحو 486 ألف بئر. ويضاف إلى ذلك، آبار النفط المنتجة للغاز (Gas Producing Oil Wells) والتي بلغ عددها في نفس العام 2017 أكثر من 199 ألف بئر، أي أن إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة قائم على تشغيل مئات الآلاف من الآبار التي يصل عددها الإجمالي إلى قرابة 700 ألف بئر. وكما يبين الشكل 2-39، فإن العدد الكلي للآبار المنتجة للغاز تخطى حاجز الـ800 ألف بئر عام 2014، وهو يعد رقماً قياسياً ثم بدأ في التراجع بعد ذلك بسبب تراجع أنشطة الحفر في ضوء تراجع أسعار النفط والغاز.

الشكل 2-39: تطور عدد آبار الغاز، وآبار النفط المنتجة للغاز في الولايات المتحدة

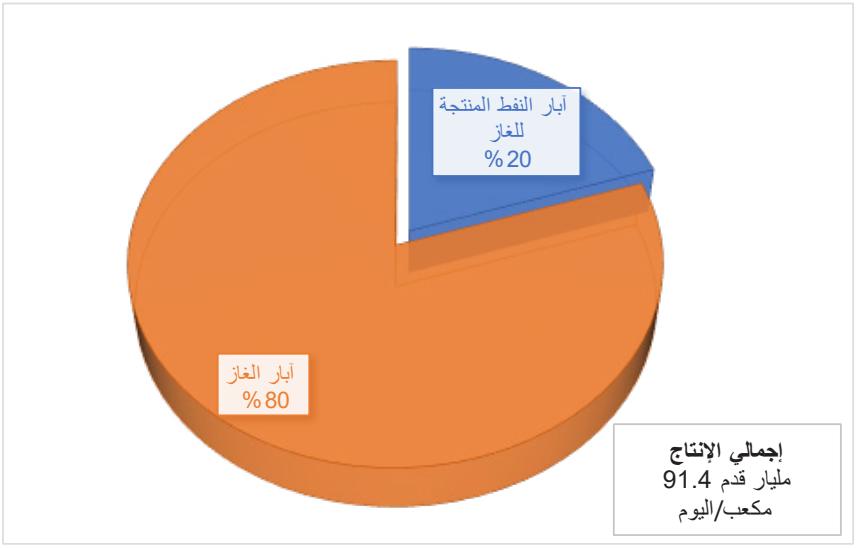


المصدر: EIA, Natural Gas Annual, 2017

[57] تصنف إدارة معلومات الطاقة الأمريكية آبار النفط والغاز على أساس نسبة الغاز إلى الزيت (GOR)، فبالنسبة لآبار الغاز (Gas Wells) تزيد فيها نسبة الغاز إلى الزيت عن 6,000 قدم مكعب قياسي من الغاز لكل برميل من النفط، أما آبار النفط (Oil Wells) فتصل فيها نسبة الغاز إلى الزيت إلى 6,000 أو أقل قدم مكعب قياسي من الغاز لكل برميل من النفط

وتســـاهم آبار الغاز بالنصـــيب الأكبر من الإنتاج في الولايات المتحدة كما هو مبين بالشـــكل 2-40، حيث بلغ متوســـط الإنتاج اليومي منها خلال عام 2017 حوالي 73.2 مليار قدم مكعب أي ما يعادل نحو 80% من الإنتاج الكلي للغاز، أما آبار النفط فتســـاهم بالنســـبة المتبقية، حيث بلغ متوســـط إنتاجها اليومي لنفس العام حوالي 18.2 مليار قدم مكعب.

الشكل 2-40: توزيع إنتاج الغاز في الولايات المتحدة حسب نوع الآبار المنتجة عام 2017



المصدر: EIA, Natural Gas Annual, 2017

2-4-3-4: البنية التحتية الهائلة لمعالجة ونقل الغاز

تمتلك الولايات المتحدة بنية تحتية ضـــخمة من خطوط أنابيب وشـــبكات لنقل وتوزيع الغاز تنتشر على اتساع الرقعة الجغرافية للبلاد. وتتميز شبكات خطوط أنابيب بأنها متكاملة للغاية حيث تقوم بربط مناطق إنتاج الغاز الطبيعي، ومرافئ التخزين تحت الأرض (Underground Gas Storage Facilities) مع كافة المستهلكين.

وتمتد خطوط الأنابيب على اتساع القارة الأمريكية سواء داخل الولايات (Interstate Pipelines) أو بين الولايات (Intrastate Pipelines) كما هو مبين بالشكل 2-41، ويصل الطول الإجمالي لهذه الشبكات مجتمعة حوالي 3 مليون ميل، وتقوم هذه الشبكات بتلبية احتياجات كافة الولايات الأمريكية من الغاز حتى في أوقات الذروة وهي تتسم بمرونة فائقة للتعاطي مع متغيرات العرض والطلب. وقد قامت هذه الشبكات بنقل ما يعادل نحو 25 تريليون قدم مكعب من الغاز إلى نحو 75 مليون مستهلك في عام 2017. ومن الجدير بالذكر أنه نحو نصف شبكات خطوط النقل الرئيسية وجزء كبير من شبكات التوزيع على المستهلكين يعود تاريخ بنائهم إلى ما بعد الحرب العالمية الثانية خلال الفترة 1950-1960، واستمر العمل على تطوير وتحديث وتمديد هذه الشبكات خلال العقود التالية بالتزامن مع الطفرة الحاصلة في أنشطة الاستكشاف والإنتاج. ومؤخراً، بلغ المتوسط السنوي للاستثمارات التي أنفقتها الشركات في شبكات نقل الغاز والبنى التحتية الأخرى في الولايات المتحدة خلال الفترة 2004-2014 حوالي 10 مليار دولار[58]، وهو ما أدى إلى حدوث قفزة كبيرة في سعات وأطوال هذه الشبكات.

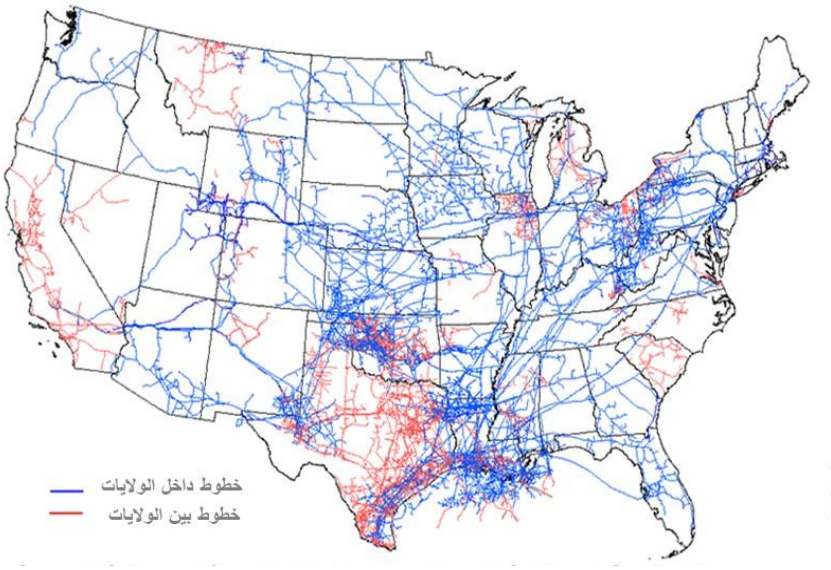
ويصل الطول الإجمالي لخطوط الضغط العالي التي تمثل خطوط نقل الغاز الرئيسية إلى 315,000 ميل، حيث تمثل خطوط النقل بين الولايات نحو 71% (215 ألف ميل)، أما خطوط النقل داخل الولايات نفسها فتمثل النسبة المتبقية (حوالي 90 ألف ميل)[59].

---

58 ICF International. "North American Midstream Infrastructure through 2035: Capitalizing on Our Energy Abundance." INGAA Foundation, Inc. 2014.

59 Energy Information Administration. "Natural Gas: About U.S. Natural Gas Pipelines." 2007. http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html. Accessed June 1, 2019.

الشكل 2-41: شبكات خطوط أنابيب نقل وتوزيع الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة



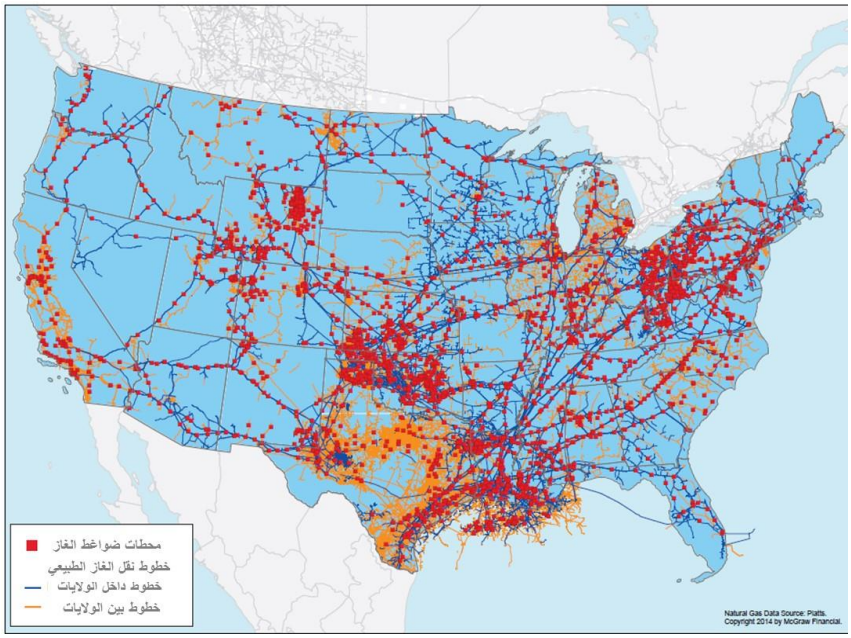
المصدر: قاعدة بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

ويدعم هذه الشبكات أكثر من 1400 محطة ضواغط كما يبين الشكل 2-42، وذلك للحفاظ على ضغط داخل الخطوط بما يضمن انسياب الغاز بشكل مستمر، وإيصاله إلى مستهلكيه. وهي توضع لكل 50 إلى 100 ميل من خطوط الأنابيب لضمان دفع الغاز في اتجاه المصب.

أما بالنسبة لمحطات المعالجة، والتي تمثل حلقة الربط بين إنتاج الغاز والاستخدام النهائي، فمع نهاية عام 2017 بلغ عدد المحطات العاملة في الولايات الـ 48 السفلية حوالي 510 محطة، بطاقة معالجة إجمالية بلغت حوالي 80.8 مليار قدم مكعب/اليوم، وقد عالجت هذه المحطات في المتوسط حوالي 53.3 مليار قدم مكعب/اليوم بمعدل تشغيل 66% من السعة التصميمية، وعادة ما تعمل هذه المحطات بأقل من سعتها لعدة أسباب منها الاختناقات في خطوط النقل، تفاوت مستويات الإنتاج، بالإضافة إلى بعض العوامل الاقتصادية الأخرى. وكمؤشر أيضاً على جذب

الاستثمارات في تسهيلات المعالجة، فقد بلغ إجمالي التكاليف الرأسمالية المنفقة في محطات معالجة الغاز عام 2014، حوالي 7.5 مليار دولار[60].

الشكل 2-42: شبكة محطات ضواغط الغاز في الولايات المتحدة

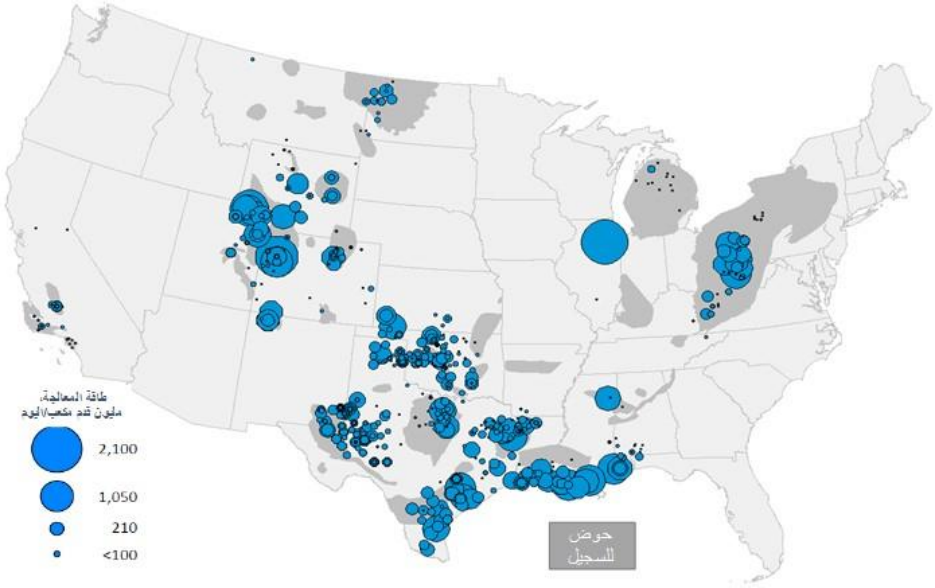


المصدر: قاعدة بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وتنتشر محطات معالجة الغاز الطبيعي بشكل كبير في الولايات الرئيسية المنتجة للغاز مثل تكساس وبنسلفانيا وأوكلاهوما كما هو مبين بالشكل 2-43. وتشير تقديرات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية (EIA) إلى أنه في الفترة بين عامي 2014 و2017، زادت السعة الإجمالية (الصافية) لمحطات معالجة الغاز الطبيعي بحوالي 5٪ في الولايات 48 السفلية، بالرغم من انخفاض عدد المحطات الفردية[61].

60 IHS. "Oil & Natural Gas Transportation & Storage Infrastructure: Status, Trends, & Economic Benefits." American Petroleum Institute. December 2013.
61 EIA; U.S. natural gas processing plant capacity and throughput have increased in recent years"; March 7, 2019

الشكل 2-43: محطات معالجة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، متوسط معدل تشغيلها عام 2017



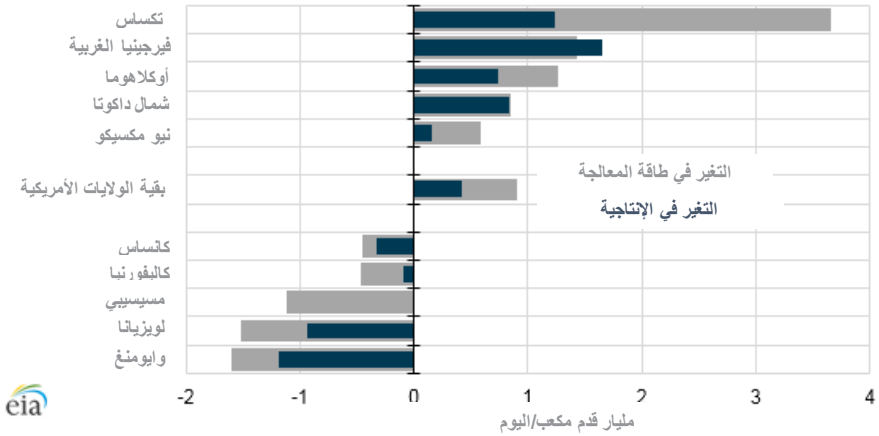
المصدر: قاعدة بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وقد بقيت معدلات استخدام محطات معالجة الغاز الطبيعي ثابتة عند مستوى 66٪ من عام 2014 إلى عام 2017، ولكن العديد من الولايات شهدت تغييرات كبيرة، مما يعكس إلى حد كبير التغيرات في إنتاج الغاز الطبيعي عبر المناطق المختلفة.

ففي المناطق التي ارتفع فيها إنتاج الغاز الطبيعي مثل ولاية تكساس، وولاية فيرجينيا الغربية، وولاية شمال داكوتا، شهدت التغير الأكبر في طاقة المعالجة والإنتاجية خلال الفترة 2014-2017 كما هو مبين بالشكل 2-44. بل وهناك تفاوت من منطقة إلى أخرى، ففي بعض المناطق مثل ولاية فيرجينيا الغربية، أدى الارتفاع في معدل تشغيل المحطات القائمة، إلى زيادة في الإنتاجية التي تخطت الزيادة في

طاقات المعالجة خلال الفترة 2014-2017. بينما في بعض المناطق الأخرى مثل تكساس وأوكلاهوما، فقد ارتفعت طاقات المعالجة خلال الفترة سالفة الذكر بأكثر من الإنتاجية، ما أدى إلى تراجع معدلات تشغيل محطات المعالجة في هذه الولايات. ومن بين الأسباب التي أدت إلى تراجع معدل تشغيل محطات الغاز في ولاية تكساس على سبيل المثال، هو تراجع إنتاج الغاز في الولاية نفسها خلال الفترة 2014-2017.

الشكل 2-44: التغير في طاقة المعالجة والإنتاجية لمحطات معالجة الغاز خلال الفترة 2014-2017



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

2-4-3-5: سياسات السلطة الفيدرالية وسلطات الولايات

لعبت السلطة الفيدرالية في الولايات المتحدة دوراً فعالاً في دعم وتطوير صناعة النفط والغاز، وبالأخص نشاط المصادر غير التقليدية منذ أواخر السبعينات. ولقد اتخذت السياسات الفيدرالية المشجعة لنشاط تطوير المصادر غير التقليدية أشكال عدة، كان أبرزها تلك المتعلقة بالنظام المالي كالإعفاءات الضريبية وتمويل أنشطة البحث والتطوير. يضاف إلى ذلك، عدم فرض السلطة الفيدرالية أو سلطة الولاية لوائح صارمة تعيق أنشطة الحفر والتطوير في هذه المصادر، وبالأخص في الأمور المتعلقة بالنواحي البيئية.

2-4-3-6: ملكية الثروات المعدنية في باطن الأرض للأفراد

تعد طبيعة حقوق الملكية في باطن الأرض في الولايات المتحدة من العوامل الرئيسية التي ساهمت في دعم نشاط تطوير مصادر السجيل، فملكية الثروات الهيدروكربونية الموجودة في باطن الأرض تتعود إلى مالك الأرض نفسه، ولا تعد من الأملاك السيادية للدولة كما هو الحال في معظم دول العالم. ومن الجدير بالذكر أن مساحات شاسعة جداً من الأراضي التي تم تأجيرها إلى الشركات الأمريكية للبحث والتطوير في مصادر السجيل كانت ملكية خاصة.

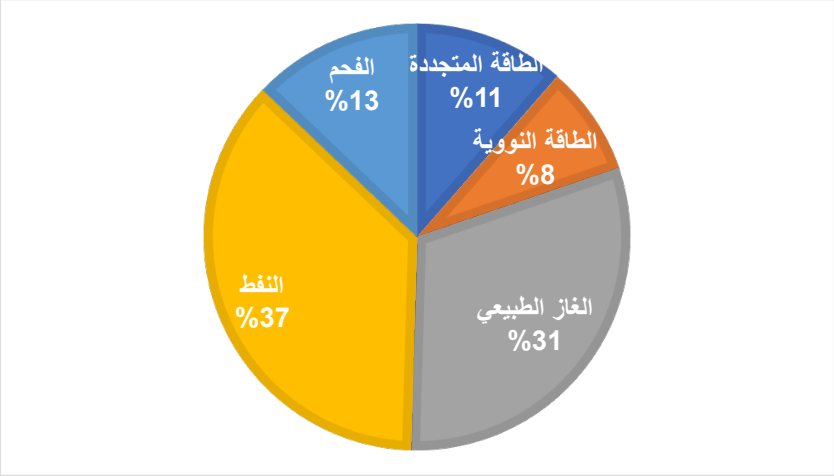
وقد كان لذلك بعداً آخر إيجابياً من جانب السكان في المناطق القريبة من عمليات الحفر والإنتاج، حيث بات الرأي العام غير معادياً لهذه الأنشطة ويعتبرها نشاطاً عادياً، علاوة على قبول السكان درجة من الإزعاج لحياتهم اليومية نتيجة أنشطة الحفر والإنتاج، وذلك بسبب الحافز المادي العائد عليهم.

2-5: استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة

2-5-1: مزيج استهلاك الطاقة الأولية في الولايات المتحدة

يلعب الغاز الطبيعي دوراً رئيسياً في تلبية احتياجات الولايات المتحدة من الطاقة، فهو يحل في المرتبة الثانية بعد النفط في مزيج الطاقة الأولية. حيث يمثل الغاز الطبيعي حوالي 31% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، بينما يمثل النفط 37%، أما الفحم فتصل نسبته إلى 13%، وبذلك تساهم مصادر الوقود الأحفوري مجتمعة بنسبة 80% من إجمالي استهلاك الطاقة. أما مصادر الطاقة المتجددة (الطاقة الكهرومائية، والطاقة الشمسية، والحرارية الأرضية، والكتلة الحيوية) فتمثل نحو 11%، وتساهم الطاقة النووية بالنسبة المتبقية والبالغة نحو 8% كما هو مبين بالشكل 2-45.

الشكل 2-45: مزيج استهلاك الطاقة الأولية في الولايات المتحدة، عام 2018



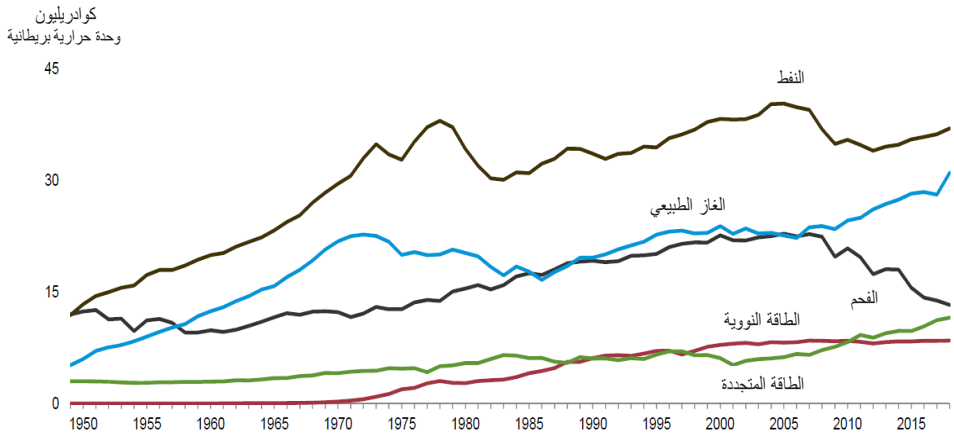
المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

تاريخياً تعد مصادر الطاقة الأحفورية المصدر الرئيسي للطاقة في الولايات المتحدة منذ أكثر من 100 عام، يساهم فيها النفط بالنصيب الأكبر بينما تتقارب مستويات استهلاك الغاز الطبيعي والفحم الذي كان يعد منافساً قوياً للغاز في مزيج الطاقة بسبب رخص سعره وتوافره، إلا أن طفرة إنتاج غاز السجيل وما سببته من تراجع لأسعار الغاز محلياً، كان لها أثراً مباشراً على الفحم، حيث زاد الطلب على الغاز بشكل ملحوظ لترتفع حصته في مزيج الطاقة وتتراجع حصة الفحم، الذي اتجهت الولايات المتحدة نحو تصديره إلى مختلف الأسواق العالمية وبالأخص الأوروبية.

وكما هو مبين بالشكل 2-46، فقد بدأ الطلب على الغاز في النمو بشكل متسارع منذ خمسينات القرن الماضي، الأمر الذي أدى إلى اتساع الفجوة بينه وبين استهلاك الفحم رغم استمرار الطلب عليه أيضاً، ثم شهد الطلب على الغاز فترة من التراجع الحاد بسبب شح الإمدادات نهاية السبعينات، إلا أنه في

الفترة من عام 1987 وحتى عام 2007، بدأ منحنى الطلب في النمو لكل من الفحم والغاز الطبيعي (شكل كل منهما نفس الحصة في مزيج استهلاك الطاقة الأولية)، ولكن أدت طفرة الإنتاج المحلي من الغاز وتوافر إمداداته إلى تراجع الطلب على الفحم الذي وصل في عام 2018 إلى أقل مستوى له منذ فترة السبعينات.

الشكل 2-46: تطور استهلاك الطاقة الأولية في الولايات المتحدة حسب مصدر الطاقة

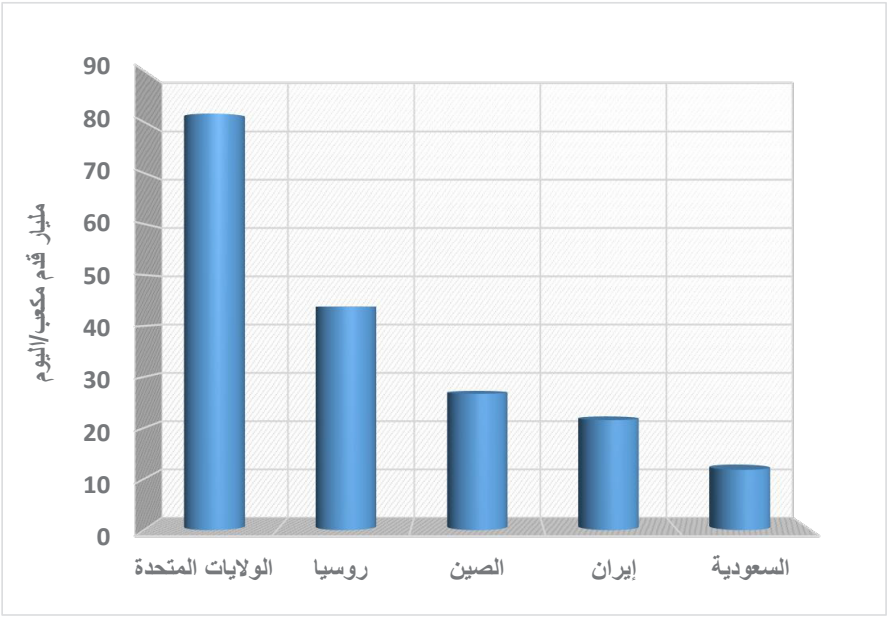


المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

2-5-2: تطور استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة

تعد الولايات المتحدة من أقدم دول العالم في استخدام الغاز الطبيعي ويعود ذلك إلى السنوات الأولى من اكتشاف الغاز واستخراجه، وهي تعد أكبر مستهلك للغاز الطبيعي عالميا بمعدل يزيد عن 80 مليار قدم مكعب/اليوم وهو ما يكافئ نحو إجمالي استهلاك الغاز في دول منطقة آسيا/المحيط الهادي بالكامل، ويشكل استهلاكها من الغاز نحو 22% من الاستهلاك العالمي. يبين الشكل 2-47، الدول الخمس الكبرى في استهلاك الغاز الطبيعي عام 2018.

الشكل 2-47: أكبر خمس دول في استهلاك الغاز الطبيعي عالمياً عام 2018

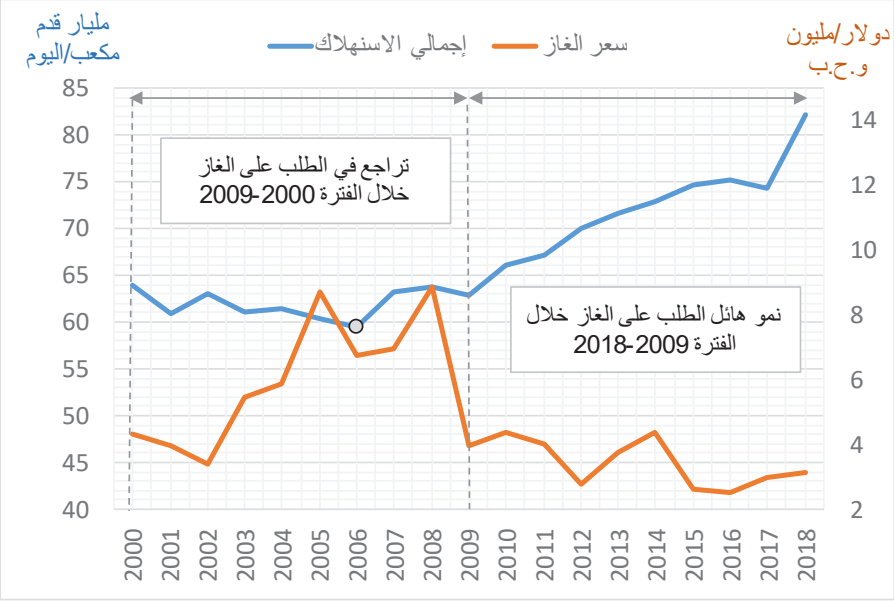


المصدر: Cedigaz First estimate, 2019

وبالرغم من النمو المتواصل في الطلب على الغاز في الولايات المتحدة، إلا أن الفترة قبيل ظهور طفرة غاز السجيل قد شهدت تراجعاً في الاستهلاك بسبب الارتفاع الذي شهدته الأسعار آنذاك بسبب تراجع الإنتاج المحلي، فخلال الفترة من عام 2000 وحتى عام 2006، تراجع إجمالي استهلاك الغاز من 64 مليار قدم مكعب/اليوم إلى 59.5 مليار قدم مكعب/اليوم ثم ارتفع قليلاً إلى قرابة 64 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2008 كما هو مبين بالشكل 2-48، حيث تراوحت أسعار الغاز آنذاك بين 6-8 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية على أساس سنوي، بينما تخطت الأسعار الشهرية للغاز في بعض الفترات حاجز الـ 8 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية. وقد شهدت تلك الفترة، بداية الاستعدادات لبناء البنية التحتية اللازمة لاستيراد الغاز لتلبية احتياجات السوق المحلي لعدم كفاية الإنتاج.

وإجمالاً، فإن الفترة من عام 2000 وحتى عام 2009 التي سبقت ظهور طفرة السجيل تراوح فيها استهلاك الغاز في مدى 62-64 مليار قدم مكعب/اليوم، مع ارتفاع كبير في الأسعار.

الشكل 2-48: تطور إجمالي استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2018

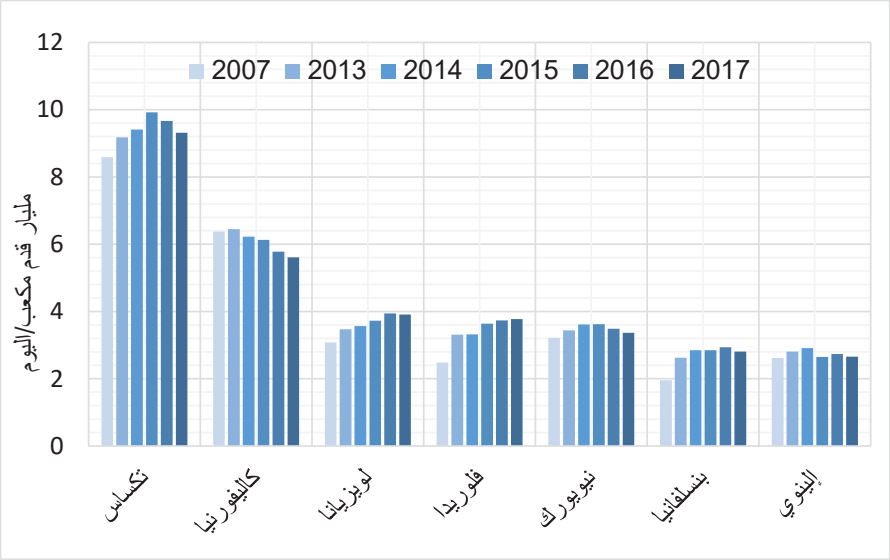


مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

بيد أن مجيء غاز السجيل، أعاد تشكيل المشهد من جديد، فمع ظهور طفرة الإنتاج المحلي من الغاز عام 2009 والتي دفعت أسعار الغاز نحو الهبوط حتى وصلت إلى أقل مستوى لها خلال عام 2016 حين بلغت أقل من 2 دولار لكل مليون وحدة حرارية بريطانية، انتعش الطلب مجدداً على الغاز ليصل إلى 82 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2018 مقارنة بنحو 62 مليار قدم مكعب/اليوم 2009 محققاً نمواً إجمالياً نسبته 31%.

على الصعيد الداخلي، يستخدم الغاز الطبيعي في كافة الولايات الأمريكية ولكن بمعدلات بمتفاوتة، حيث تتصدر ولاية تكساس القائمة كأكبر مستهلك للغاز، حيث بلغ إجمالي كميات الغاز المسلمة إلى المستهلكين بالولاية عام 2017 حوالي 9.3 مليار قدم مكعب/اليوم، وهو ما يعادل نحو 14% من إجمالي استهلاك القطاعات المختلفة بالولايات المتحدة. وتأتي ولاية كاليفورنيا في المرتبة الثانية بمعدل 5.6 مليار قدم مكعب/اليوم، بينما تتراوح معدلات الاستهلاك في ولايات لويزيانا وفلوريدا ونيويورك وبنسلفانيا وإلينوي بين 2.6-2.9 مليار قدم مكعب/اليوم. يبين الشكل 2-49، تطور استهلاك الغاز الطبيعي في أعلى سبع ولايات أمريكية، والتي تشكل مجتمعة قرابة 50% من إجمالي استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة.

الشكل 2-49: تطور استهلاك الغاز الطبيعي في أعلى سبع ولايات أمريكية خلال الفترة 2007-2017

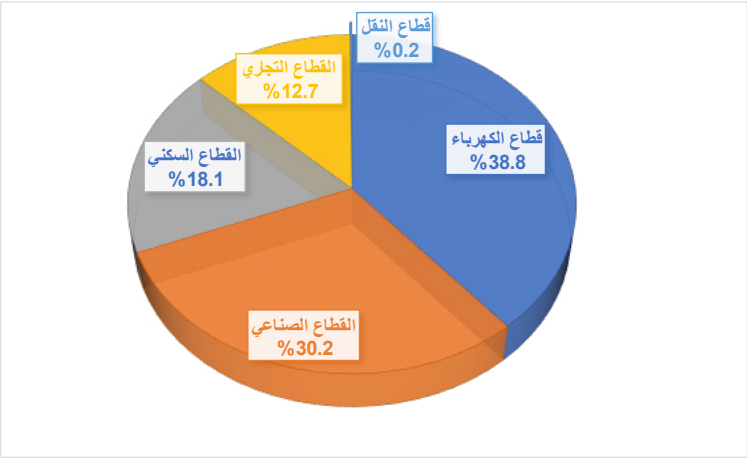


مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

2-5-3: توزيع استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة وفق القطاعات

يحتل الغاز الطبيعي مكانة فريدة داخل الاقتصـــاد الأمريكي، حيث يعد وقوداً رئيسياً في قطاع الكهرباء، وفي القطاع التجاري، وفي القطاع السكني، ويستخدم أيضاً كلقيم (مادة خام) في القطاع الصـناعي، لكنه يسـاهم بدور محدود في قطاع النقل. ويعد قطاع الكهرباء، المسـتهلك الأكبر للغاز كما هو مبين بالشـكل 2-50، حيث يمثل نحو 38.8% من إجمالي الغاز المسـتهلك في القطاعات المختلفة عام 2018 بمعدل نحو 29.1 مليار قدم مكعب/اليوم، بينما يعد القطاع الصـناعي ثاني أكبر مسـتهلك للغاز بحصـة 30.2%، وبمتوسـط اسـتهلاك بلغ حوالي 22.7 مليار قدم مكعب/اليوم، ثم القطاع السـكني بحصـة 18.2% بمتوسـط اسـتهلاك 13.6 مليار قدم مكعب/اليوم، ثم القطـاع التجـاري بحصـة 12.7% وبمتوسـط اسـتهلاك حوالي 9.5 مليـار قـدم مكعب/اليوم. بينما يعد اسـتخدام الغاز كوقود في قطاع النقل محدوداً للغاية، إذ يسـتحوذ على نحو 0.2% من إجمالي الغاز المسـتهلك في القطـاعات المختلفة في الولايات المتحدة.

الشكل 2-50: توزيع استهلاك الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة حسب القطاعات، عام 2018



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

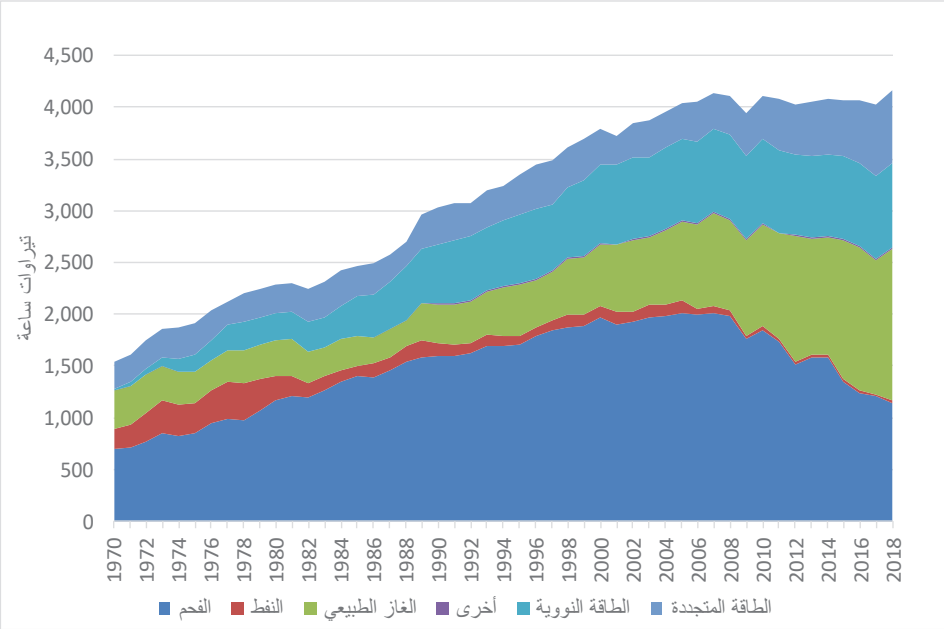
2-5-4: تداعيات طفرة السجيل على القطاعات الاقتصادية في الولايات المتحدة

لقد كان لطفرة الإنتاج من مصادر السجيل تداعياتها المباشرة على اقتصاديات عدة قطاعات التي استفادت من تدني أسعار الغاز في الولايات المتحدة، وأبرز مثال على ذلك هو التغيرات التي شهدها قطاع توليد الكهرباء. فقبيل عام 1990، كان قطاع الكهرباء يعتمد بشكل رئيسي على محطات الكهرباء العاملة بالفحم، ومحطات الطاقة النووية في زيادة القدرة المركبة، وزيادة الطاقة المنتجة، بسبب الحظر الذي فرضته السلطات الأمريكية على إنشاء محطات التوليد العاملة بالغاز الطبيعي خلال حقبة السبعينات بسبب شح الإمدادات خلال تلك الفترة، وبالرغم من رفع الحظر على استخدام الغاز في قطاع الكهرباء عام 1987، إلا أن حصته في مزيج توليد الكهرباء ظلت محدودة لا تزيد عن 15% خلال حقبة التسعينات، بينما هيمن الفحم خلال تلك الحقبة بسبب رخص أسعاره بنسبة تزيد عن 50% في مزيج توليد الكهرباء كما هو مبين بالشكل 2-51، وإلى جانبه محطات الطاقة النووية بنسبة 20%، والتي بدأت تدخل في الخدمة تباعاً آنذاك، بفضل قرارات قد اتخذت في فترة السبعينات للاستثمار في محطات الطاقة النووية.

إلا أنه مع دخول عام 2000 بدأت حصة الغاز الطبيعي ترتفع بشكل تدريجي في مزيج توليد الكهرباء لكنها ظلت دون نسبة 20-21% حتى عام 2008. بيد أن مجيء غاز السجيل أثر على اقتصاديات قطاع الكهرباء، محدثاً ما يمكن تسميته بإعادة هيكلة في مزيج التوليد، حيث بدأ التحول نحو زيادة استخدام الغاز الطبيعي الذي أصبح متاحاً بأسعار رخيصة، علاوة على تطبيق المعايير البيئية الرامية إلى تخفيض الانبعاثات، وقد أسفر ذلك عن

تخطي الغاز الطبيعي حصة الفحم لأول مرة عام 2016، حيث بلغت حصته آنذاك حوالي 33.8% مقارنة بـ30.4% للفحم.

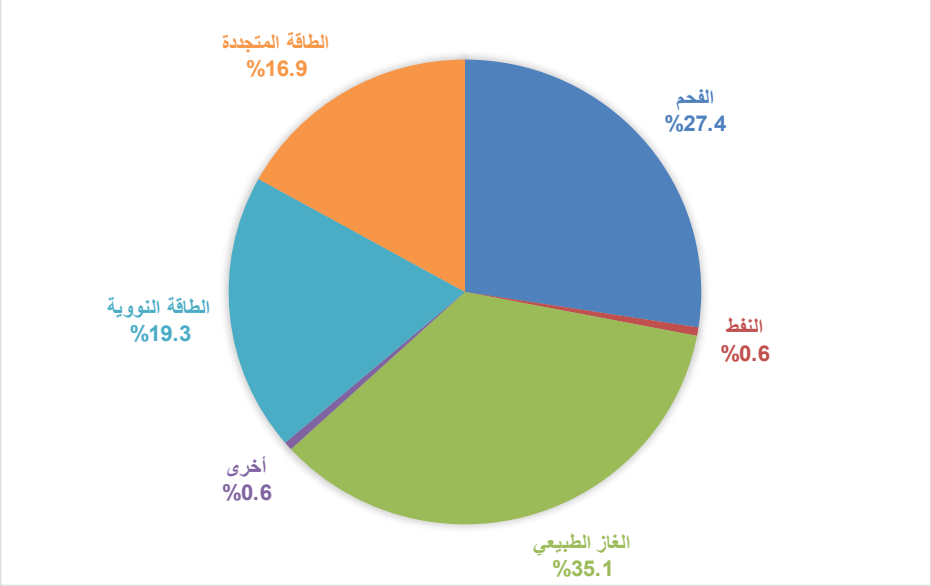
الشكل 2-51: تطور توليد الكهرباء في الولايات المتحدة حسب نوع الوقود المستخدم خلال الفترة 2018-1970



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وقد استمرت حصة الفحم في التراجع بشكل كبير في السنوات القليلة الماضية حيث بلغت حوالي 27.4% في مزيج توليد الكهرباء عام 2018، بينما بلغت حصة الغاز الطبيعي حوالي 35.1% ليصبح الغاز الطبيعي بفضل طفرة غاز السجيل، الوقود الرئيسي المستخدم في توليد الكهرباء في الولايات المتحدة كما هو مبين بالشكل 2-52.

الشكل 2-52: مزيج توليد الكهرباء حسب نوع الوقود المستخدم في الولايات المتحدة عام 2018

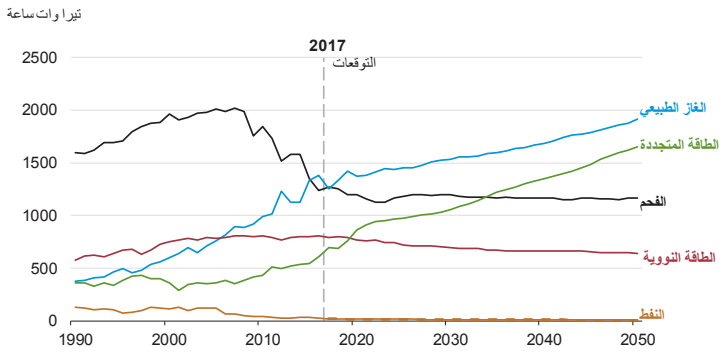


مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

ومن المتوقع وفقاً للسيناريو المرجعي (Reference Scenario) لإدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA، أن يستمر إيقاف محطات الكهرباء العاملة بالفحم مع تشغيل محطات توليد جديدة تعمل بالغاز الطبيعي ومعها محطات الطاقة المتجددة وبالأخص الطاقة الشمسية ومزارع الرياح، ليهيمن الغاز الطبيعي والطاقة المتجددة في قطاع الكهرباء في الولايات المتحدة خلال العقود المقبلة بحصة 50% بحلول عام 2050، وذلك خلافاً للعقود السابقة التي هيمن فيها الفحم والطاقة النووية.

يبين الشكل 2-53، توقعات إنتاج الكهرباء في الولايات المتحدة حسب نوع الوقود حتى عام 2050.

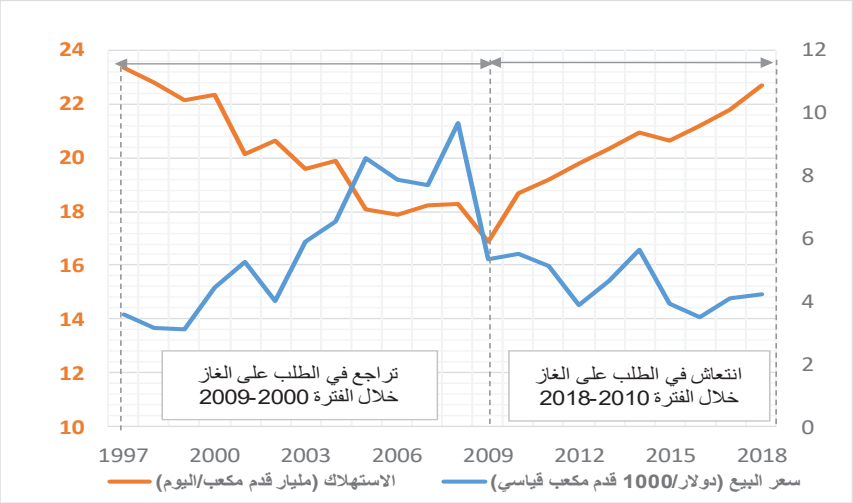
الشكل 2-53: توقعات إنتاج الكهرباء في الولايات المتحدة حسب نوع الوقود حتى عام 2050



كما كان لطفرة غاز السجيل تداعياتها على قطاع الصناعات التحويلية في الولايات المتحدة، الذي أحد أكبر القطاعات المستهلكة للغاز. فهذا القطاع الحيوي ظل يعاني من تراجع في العقود الأخيرة بسبب المنافسة الشديدة، وتباطؤ الاقتصاد، والتحول أكثر نحو القطاع الخدمي[62]، علاوة على ارتفاع أسعار الطاقة محلياً، وهي الظروف التي دفعت الصناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة إلى الخروج من الولايات المتحدة. وعلى أثر ذلك، شهد الطلب على الغاز الطبيعي في القطاع الصناعي ككل قبيل طفرة السجيل تراجعاً من 23.3 مليار قدم مكعب/اليوم عام 1997 ليصل إلى 16.9 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2009، حيث شهدت تلك الفترة ارتفاعاً كبيراً في سعر الغاز المباع إلى المستهلكين الصناعيين والذي بلغ حوالي 9.65 دولار/1000 قدم مكعب قياسي عام 2008 مقارنة بنحو 3.59 دولار/1000 قدم مكعب قياسي عام 1997. بيد أن توافر إمدادات الغاز المحلي بمعدلات كبيرة وبأسعار رخيصة، كان له أثراً مباشراً على جذب الاستثمارات في صناعة البتروكيماويات وبعض المشاريع الصناعية الأخرى، لينتعش الطلب مجدداً على الغاز في هذا القطاع المؤثر حيث بلغ 22.7 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2018 كما يبين الشكل 2-54، مع توقعات أن يستمر هذا الاتجاه في النمو.

[62] Alan K.et al;" Sector Effects of the Shale Gas Revolution in the United States"; Resources for the Future institute, 2013

الشكل 2-54: تطور سعر واستهلاك الغاز الطبيعي في القطاع الصناعي في الولايات المتحدة خلال الفترة 1997-2018



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

ولم يقف تأثير طفرة السجيل على نمو الاستثمارات الرأسمالية في المشاريع الصناعية فحسب، بل امتد أيضاً ليشمل نمو الناتج الصناعي بسبب توافر المادة الخام (الغاز الطبيعي) بأسعار تنافسية، وتراجع أسعار الطاقة، لتصبح الولايات المتحدة مناخاً مثالياً وتنافسياً للاستثمار في الصناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة مثل البتروكيمياويات، والحديد والصلب، والأسمدة، وغيرها. ولقد عدد مجلس الكيمياء الأمريكي (American Chemistry council) الآثار الاقتصادية المتوقعة من طفرة إنتاج غاز السجيل في الولايات المتحددة وتوافره بأسعار رخيصة على نحو ثماني صناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة خلال الفترة 2015-2020، ويشمل ذلك الآثار المباشرة، وغير المباشرة، والمستحثة[63]. حيث توقع أن تشمل الآثار المباشرة، زيادة الناتج الصناعي من

[63] الآثار المباشرة (Direct Effects) يقصد بها الآثار المباشرة على مخرجات القطاع نفسه والعمالة المباشرة المرتبطة به، أما الآثار غير المباشرة (Indirect Effects) فهي الآثار التي يعدهما القطاع من خلال عمليات الشراء من سلسة التوريد الخاصة به، أما الآثار المستحثة (Induced Effects)، فتشير إلى الآثار على العمالة والإنتاج المدعومين بإنفاق العاملين بشكل مباشر أو غير مباشر في القطاع.

هذه الصناعات بنحو 121 مليار دولار، بالإضافة إلى استثمارات رأسمالية قدرها 72 مليار دولار في مشاريع صناعية جديدة. أما الآثار غير المباشرة والناتجة من خلال عمليات الشراء والتزويد من قطاعات أخرى داخل سلسلة التوريد، فتشمل نمواً في الناتج الاقتصادي لها بنحو 143.8 مليار دولار، وسوف تحقق الآثار المباشرة وغير المباشرة بدورها مكاسب مستحثة من خلال نمو الدخل وحصيلة الضرائب داخل الاقتصاد الأمريكي تصل إلى 76.8 مليار دولار.

يبين الجدول 2-2، الآثار المباشرة المتوقعة لطفرة إنتاج غاز السجيل على نمو الناتج الصناعي من ثماني صناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة. ويتضح أن الصناعات الكيماوية وصناعة المنتجات البلاستيكية والمطاطية ستحقق المكاسب الاقتصادية الأكبر مقارنة ببقية الصناعات، بإجمالي 103 مليار دولار أي ما يعادل نحو 85% من النمو الإجمالي المتوقع لهذه الصناعات.

الجدول 2-2: الآثار المباشرة المتوقعة لطفرة غاز السجيل في الولايات المتحدة على الصناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة خلال الفترة 2015-2020

الصناعة	حصة الغاز الطبيعي من إجمالي استهلاك الطاقة %	نمو الناتج الصناعي %	نمو الناتج الصناعي (مليار دولار بأسعار عام 2010)
الكيماويات	%33	%14.5	70.2
الورق	%20	%2.2	3.7
المنتجات البلاستيكية والمطاطية	%38	%17.9	33.28
الزجاج	%53	%3.3	0.656
الحديد والصلب	%35	%4.4	5.03
الألمونيوم	%49	%7.6	1.69
سبك المعادن	%44	%2.4	0.617
المنتجات المعدنية المصنعة	%61	%1.8	5.81

المصدر: مجلس الكيمياء الأمريكي (American Chemistry Council) [64]

[64] American Chemistry Council;". Shale Gas, Competitiveness and New US Investment: A Case Study of Eight Manufacturing Industries"; May 2012. Washington, DC: American Chemistry Council, Economics and Statistics Department

الفصل الثالث

تداعيات طفرة غاز السجيل على تجارة الغاز في الولايات المتحدة، والانعكاسات على السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

3-1: استيراد وتصدير الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب في الولايات المتحدة
3-2: صناعة الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة
3-3: الأطر التنظيمية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة
3-4: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة
3-5: تداعيات دخول الولايات المتحدة في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

الفصل الثالث

تداعيات طفرة غاز السجيل على تجارة الغاز في الولايات المتحدة، والانعكاسات على السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

قبيل طفرة غاز السجيل، كان من المتوقع أن تصبح الولايات المتحدة من أكبر مستوردي الغاز الطبيعي المسال وربما الأكبر عالمياً، بسبب توقعات تنامي الطلب على الغاز من ناحية وتراجع الإنتاج المحلي من الغاز التقليدي من ناحية أخرى. واستناداً إلى تلك التقديرات السابقة، بدأ العمل على نطاق واسع في بناء البنية التحتية اللازمة لاستقبال الغاز الطبيعي المسال، وإعادة ضخه وتوزيعه على المستهلكين في السوق الأمريكي.

ومع تحقيق معدلات غير مسبوقة في إنتاج الغاز الطبيعي بفضل مصادر السجيل، أصبح من الواضح أن الغاز الطبيعي المسال المستورد عالي التكلفة لن يكون له سوق بداخل الولايات المتحدة. علاوة على ذلك تراجعت أيضاً واردات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب من كندا، التي كانت تلعب دوراً مؤثراً في تلبية احتياجات السوق الأمريكي. ومع استمرار طفرة الإنتاج، أصبح من الواضح أن الولايات المتحدة ليست قادرة فقط على تحقيق الاكتفاء الذاتي من الغاز، بل وبإمكانها تصدير الغاز الطبيعي إلى الأسواق العالمية عبر الاستثمار في مشاريع إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسال مستفيدة من البنية التحتية المتاحة التي كانت ستستخدم في استيراده.

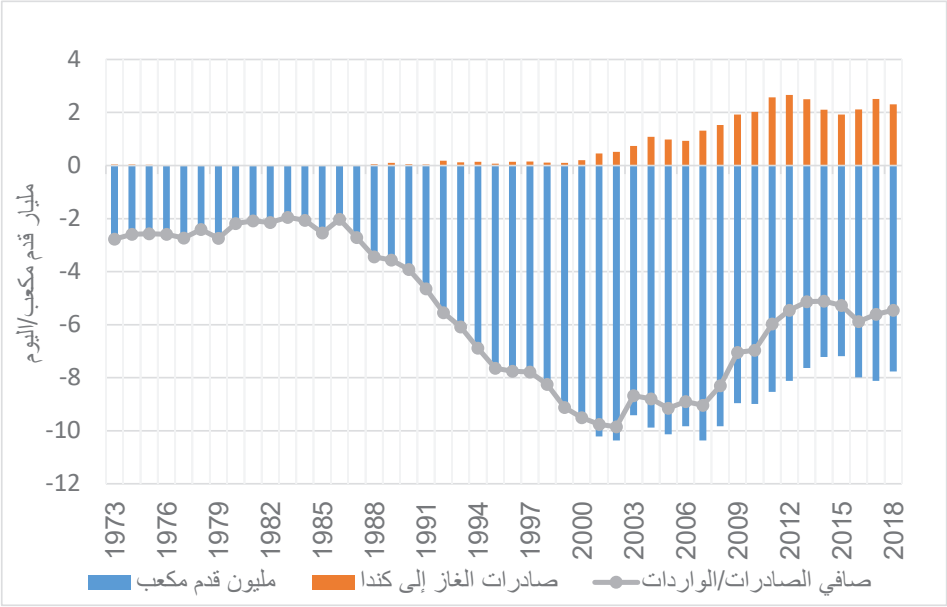
1-3: استيراد وتصدير الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب في الولايات المتحدة

تتميز أسواق الطاقة (النفط والمنتجات البترولية، والغاز الطبيعي، والكهرباء) في أمريكا الشمالية بأنها أسواق متكاملة ومتداخلة فيما بينها، وذات بنية تحتية ضخمة تسمح بتجارة الطاقة عبر الحدود بين الولايات المتحدة، وكندا، والمكسيك.

وتقوم الولايات المتحدة بتجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب مع جارتها الشمالية "كندا" منذ عقود. حيث تقوم بعض الولايات الأمريكية خاصة تلك الواقعة في الشمال باستيراد الغاز الطبيعي من كندا بسبب بعض المعوقات في شبكات نقل الغاز المحلية، كما يعد سعر الغاز القادم من كندا أكثر تنافسية في تلك المناطق من الغاز المحلي الأمريكي نفسه.

وكما يبين الشكل 3-1، فقد شهدت الفترة قبيل طفرة غاز السجيل نمواً في واردات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب من كندا، التي وصلت أعلى مستوى لها عام 2007 حين بلغت نحو 10.4 مليار قدم مكعب/اليوم، بما يعادل نحو 16.5% من إجمالي الطلب على الغاز في الولايات المتحدة آنذاك، إلا أن الاتجاه العام لواردات الغاز من كنداً في اتجاه التراجع بفضل طفرة الإنتاج المحلي من الغاز، حيث وصلت عام 2018 حوالي 7.8 مليار قدم مكعب/اليوم أي ما يعادل نحو 9.5% من إجمالي الطلب على الغاز في الولايات المتحدة لنفس العام.

الشكل 3-1: تطور تجارة الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب مع كندا خلال الفترة 1973-2018



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

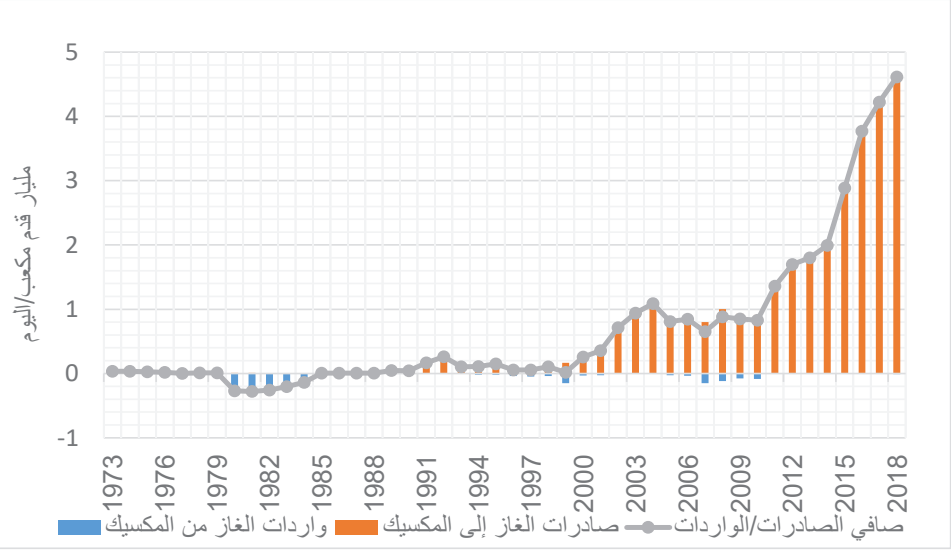
على الجانب الآخر، تقوم الولايات المتحدة بتصدير كميات من الغاز الطبيعي إلى كندا عبر خطوط الأنابيب (وهي ثابتة تقريباً منذ عام 2009 عند مستوى 2 مليار قدم مكعب/اليوم)، إلا أنها تعد في نهاية المطاف مستورد صاف للغاز منها. وقد بلغ صافي واردات الولايات المتحدة من كندا عام 2018 حوالي 5.5 مليار قدم مكعب/اليوم، بما يعادل نحو 6.5% من إجمالي الطلب المحلي على الغاز.

كما تقوم الولايات المتحدة بتجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب مع جارتها الجنوبية " المكسيك" حيث شهدت أسواق الغاز في كلا البلدين تكاملاً وتداخلاً كبيراً في السنوات الأخيرة. وتستقبل الولايات المتحدة كميات

ضئيلة جداً من الغاز من المكسيك (حوالي 100 مليون قدم مكعب/اليوم) في منطقتي جنوب تكساس وجنوب كاليفورنيا، بينما تقوم في المقابل بتصدير كميات كبيرة من الغاز إلى المكسيك لتكون في نهاية المطاف مصدر صاف إليها.

ولقد تضاعفت صادرات الولايات المتحدة إلى المكسيك عدة مرات في أعقاب طفرة غاز السجيل، حيث ارتفعت من 0.85 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2009 لتصل إلى 4.62 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2018 كما يبين الشكل 3-2، بل ومن المتوقع أن تنمو بأكثر من 40% خلال السنوات الخمس المقبلة[65]، في ضوء تنامي الطلب على الغاز في المكسيك من ناحية واستمرار تراجع إنتاجها المحلي من الغاز من ناحية أخرى.

الشكل 3-2: تطور تجارة الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب مع المكسيك خلال الفترة 1973-2018



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

[65] American petroleum Institute (API); "North American Energy"; Digital Media | DM2019-014 ; 2019.

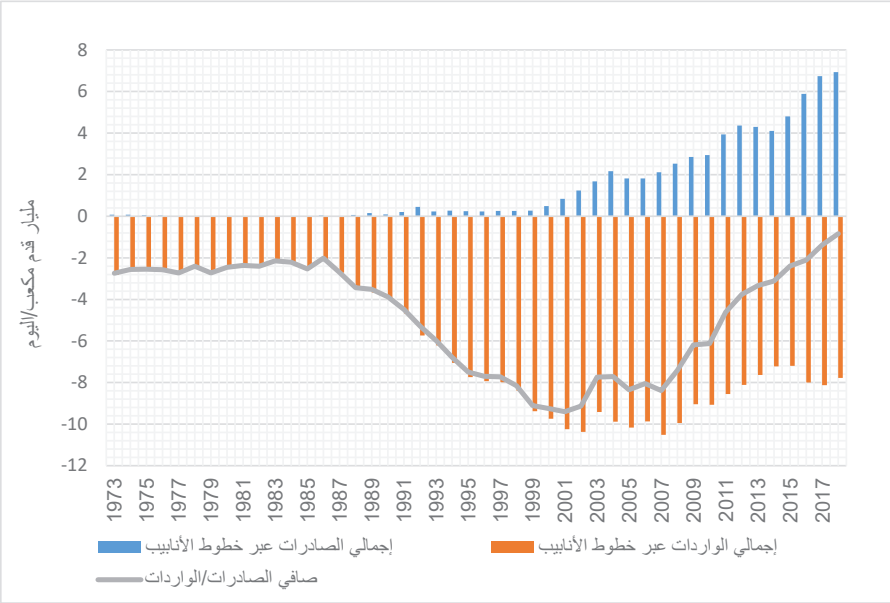
وتلبي صادرات الغاز الطبيعي من الولايات المتحدة إلى المكسيك نحو نصف احتياجات السوق المحلي، ولقد كان لرخص سعر الغاز الأمريكي المستخدم في قطاع توليد الكهرباء أثراً إيجابيا في تخفيض أسعار الكهرباء على المستهلكين في القطاع السكني والقطاع الصناعي في المكسيك[66].

وإجمالاً، يسمح ترابط وتكامل أسواق الغاز بين الولايات المتحدة وكندا والمكسيك بتحقيق مرونة عالية للتعاطي مع تقلبات العرض والطلب، علاوة على تحقيق أعلى معدلات الاعتمادية لضمان استمرار تدفق ووصول الغاز إلى مستهلكيه في الأسواق الثلاثة. وبدمج المشهدين معاً (تجارة الولايات المتحدة مع كندا ومع المكسيك)، يتضح أن صافي واردات الولايات المتحدة من الغاز عبر خطوط الأنابيب قبيل طفرة غاز السجيل كان يشهد نمواً كبيرا حيث بلغ نحو 10 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2008 وهو ما كان يعادل نحو 16% من إجمالي الطلب على الغاز محلياً آنذاك.

بيد أن طفرة الإنتاج المحلي من الغاز أعادت ترتيب المشهد من جديد، حيث تراجع صافي الواردات بشكل كبير وبوتيرة متسارعة ليصل إلى أقل مستوياته عام 2018 حيث بلغ حوالي 0.8 مليار قدم مكعب/اليوم كما هو مبين بالشكل 3-3، بل ومن المتوقع أن ترتفع صادرات الولايات المتحدة عبر خطوط الأنابيب خلال السنوات القليلة المقبلة لتتحول من مستورد صاف للغاز عبر خطوط الأنابيب إلى مصدر صاف والفضل يعود إلى استغلال مصادر غاز السجيل.

[66] IHS Markit; " The Shale Gale turns 10: A powerful wind at America's back": What's ahead for the next decade" Executive Commentary; July 2018.

الشكل 3-3: تطور تجارة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة عبر خطوط الأنابيب مع كندا والمكسيك خلال الفترة 1973-2018



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

3-2: صناعة الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة

3-2-1: لمحة تاريخية عن تصدير الغاز الطبيعي المسال من ولاية ألاسكا

تعود صناعة الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة إلى السنوات الأولى من تاريخ انطلاق الصناعة نفسها عالمياً، حيث يعود تشغيل محطة Kenai (الشكل 3-4)، أول محطة لتصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة إلى عام 1969. وتقع محطة Kenai في ولاية ألاسكا Alaska وهي تضم وحدة إسالة واحدة بطاقة 200 مليون قدم مكعب/اليوم (ما يعادل 1.5 مليون طن/السنة)، وكانت تعد الأعلى عالمياً من حيث الطاقة التصميمية وقت تشغيلها، وخصص إنتاجها من الغاز الطبيعي المسال إلى الأسواق اليابانية.

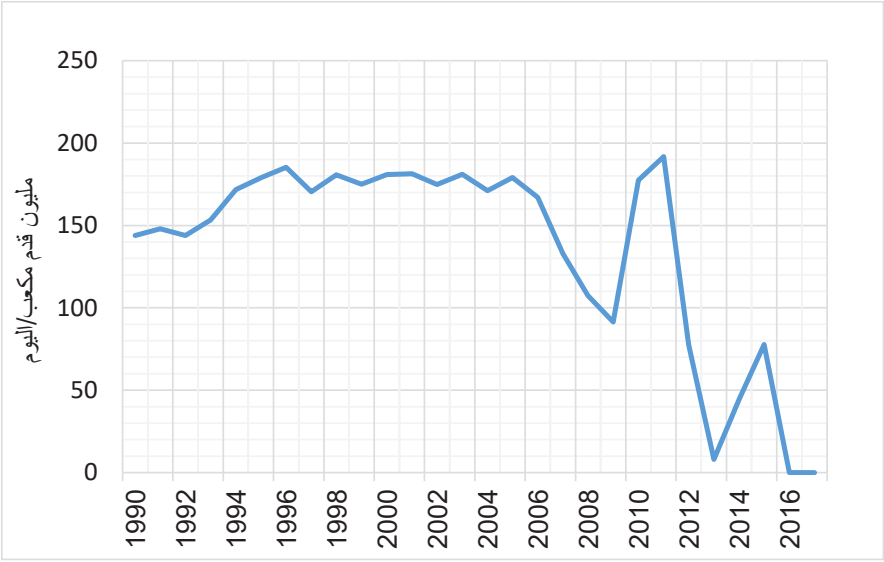
الشكل 3-4: محطة Kenai، أول محطة للغاز الطبيعي المسال بالولايات المتحدة

المصدر: ConocoPhilips

وظلت محطة Kenai في التشغيل عدة عقود لتتوقف في أوائل عام 2013 نظراً لانتهاء صلاحية تصريح التصدير الممنوح لشركة ConocoPhillips المالكة والقائمة بعمليات التشغيل، إلا أن الشركة حصلت على تصريح جديد صلاحيته عامين، وعاودت المحطة التصدير منتصف عام 2014[67]. بيد أنها توقفت نهائيا في عام 2016، بسبب توقف إمدادات الغاز إلى المحطة نتيجة تراجع إنتاج الغاز في ولاية ألاسكا، لتتراجع صادرات الغاز الطبيعي المسال بشكل حاد كما يبين الشكل 3-5. ثم قررت شركة ConocoPhillips عام 2016 وضعها في طور الإيقاف طويل الأمد، وطرحها للبيع[68]. وقد استحوذت عليها شركة Endeavour مطلع عام 2018 بموجب صفقة بين الجانبين[69].

[67] ConocoPhilpis;" ConocoPhillips Announces Resumption of Exports from the Kenai LNG Facility"; April 14, 2014.
[68] EIA;" Alaska: State Profile and Energy Estimate"; November 15, 2018. https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=AK
[69] World LNG News;" Andeavor buys Kenai LNG facility in Alaska from ConocoPhillips"; February 5, 2018.

الشكل 3-5: تراجع صادرات الغاز الطبيعي المسال من محطة Kenai في ولاية ألاسكا بالولايات المتحدة



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

3-2-2: مرافئ استيراد الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة

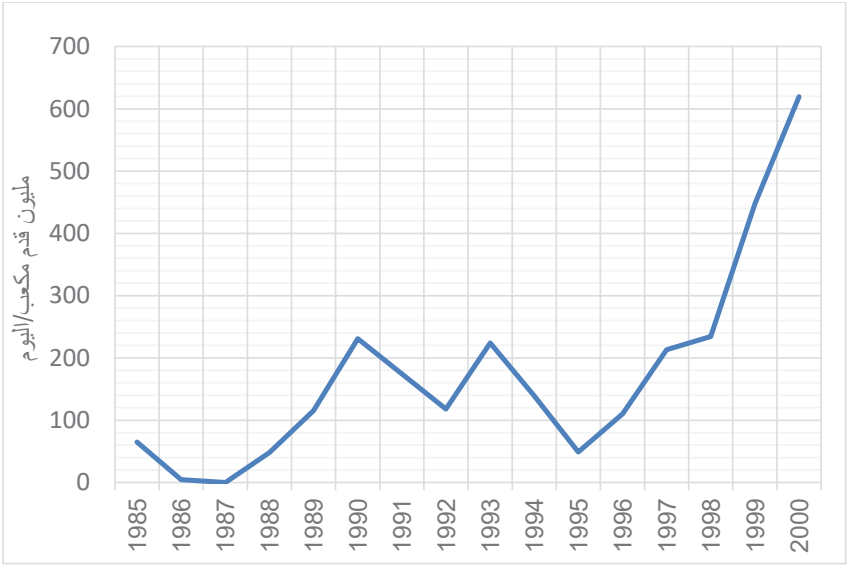
من جانب آخر، تعد الولايات المتحدة من أوائل دول العالم في استيراد الغاز الطبيعي المسال، ويعود إلى أكثر من أربعة عقود. ففي خلال الفترة من عام 1971 إلى عام 1980 تم إنشاء وتشغيل أربعة مرافئ لاستقبال الغاز الطبيعي المسال، حيث شهد عام 1971 تشغيل مرفأ Everette في شمال ولاية بوسطن Boston، وهو يعد أقدم مرفأ في أمريكا الشمالية، ومن أقدم المرافئ على مستوى العالم ولا يزال يعمل حتى تاريخه، ومرفأ Lake Charles قبالة سواحل لويزيانا.

بينما شهد عام 1978، تشغيل مرفأ Elba Island بولاية جورجيا Georgia، ومرفأ Covepoint بولاية ميريلاند Maryland. إلا أن واردات الغاز الطبيعي

المسال تراجعت بشكل كبير بعد تشغيل المرفأين بسبب تحرير القيود المفروضة على إنتاج الغاز الطبيعي بالولايات المتحدة، الأمر الذي ساهم في رفع إنتاج الغاز في تلك الفترة، بالإضافة إلى فشل التوصل إلى اتفاق مع المصدرين حول سعر بيع شحنات الغاز الطبيعي المسال.

وبسبب تلك العوامل، تم إيقاف مرفأي Elba Island و Cove Point عن التشغيل في النصف الأول من عام 1980. واستمر مرفأي Lake Charles و Everette في التشغيل باستقبال شحنات الغاز الطبيعي المسال بمعدل 100-200 مليون قدم مكعب/اليوم خلال حقبة الثمانينات وحتى منتصف التسعينات، ثم بدأت واردات الغاز الطبيعي المسال في النمو حتى وصلت إلى 620 مليون قدم مكعب/اليوم عام 2000 كما هو مبين بالشكل 3-6.

الشكل 3-6: تطور واردات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال خلال الفترة 1985-2000



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

بيد أن المشهد العام شهد منعطفاً جديداً مع دخول عام 2000، حيث أثُير مجدداً معاودة استيراد الغاز الطبيعي المسال عبر المرفأين المتوقفين عن التشغيل، حيث أشارت تقديرات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية آنذاك إلى أن الولايات المتحدة ستصبح من أكبر مستوردي الغاز الطبيعي المسال وربما الأكبر عالمياً، بسبب توقعات تنامي الطلب على الغاز من ناحية وتراجع الإنتاج المحلي من الغاز التقليدي من ناحية أخرى. واستناداً إلى تلك التقديرات، أعيد تشغيل مرفأ Elba Island مرة أخرى عام 2001، وخضع المرفأ لمراحل توسعية لاحقة. كما أعيد تشغيل مرفأ Cove Point عام 2003. وتم إضافة مرحلة توسعية جديدة للمرفأ (Cove Point Expansion) شملت وحدات تبخير جديدة وصهريج تخزين، وتم تشغيل المرحلة الجديدة في عام 2008.

كما بدأ العمل بالفعل على نطاق واسع في تنفيذ مشاريع مرافئ جديدة بغية توفير البنية التحتية اللازمة لاستقبال المزيد من شحنات الغاز الطبيعي المسال للمساهمة في تلبية احتياجات السوق الأمريكي المستقبلية. حيث تم تشغيل نحو ثمانية مرافئ جديدة تباعاً بجانب المرافئ الأربعة العاملة، منها ستة مرافئ برية ومرفأين عائمين. حيث شهد عام 2005 تشغيل مرفأ Gulf Gateway العائم قبالة سواحل لويزيانا. وشهد عام 2008، تشغيل مرفأ Free Port LNG بجزيرة كونتانا بولاية تكساس، ومرفأ Sabine Pass قبالة سواحل لويزيانا الذي يعد الأعلى في الطاقة التصميمية في الولايات المتحدة حيث تقدر طاقته بنحو 4 مليار قدم مكعب /اليوم، ثم تبعه مرفأ Northeast Gateway العائم قبالة سواحل ماساتشوستس بطاقة 800 مليون قدم مكعب/اليوم.

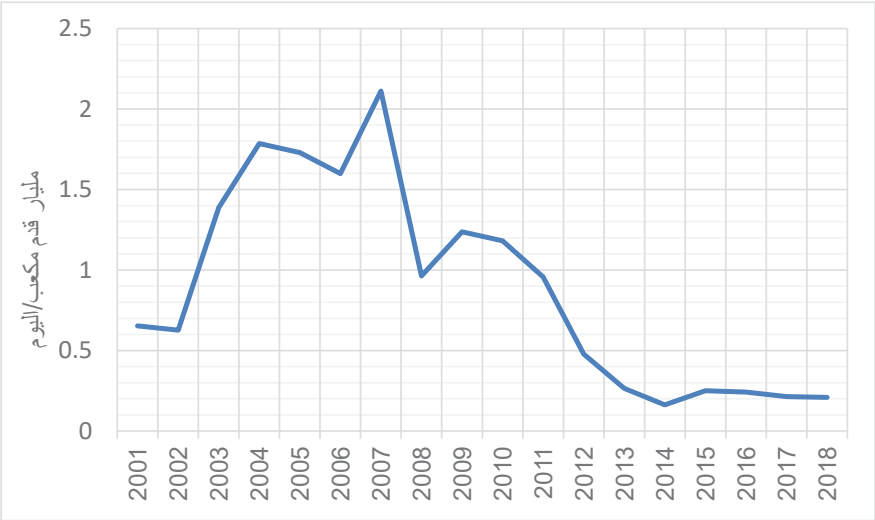
وفي عام 2009 تم تشغيل مرفأ Cameron LNG في ولاية لويزيانا بطاقة 1.8 قدم مكعب/اليوم، ثم في عام 2010 تم تشغيل مرفأ

Neptune Deepwater Port العائم الذي يقع على بعد 22 ميل شمال شرق بوسطن بطاقة 400 مليون قدم مكعب/ اليوم، ومرفأ Golden Pass بولاية تكساس بطاقة 1 مليار قدم مكعب/اليوم، وتم رفعها بعد ذلك إلى 2 مليار قدم مكعب/اليوم. وكان مرفأ Gulf LNG في ولاية مسيسيبي Mississippi آخر مرافئ استيراد الغاز الطبيعي المسال وتم تشغيله عام 2011 وتقدر طاقته الحالية بنحو 1.5 مليار قدم مكعب/اليوم.

وبالرغم من هذا الانفتاح الكبير في مشاريع إنشاء المرافئ ورفع طاقاتها التصميمية والتخزينية، إلا أن طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية وبخاصة مصادر السجيل، أحدثت تغييراً هائلاً في الموازنة بين العرض والطلب، حيث تقلصت الفجوة بينهما تدريجياً ومن ثم تراجعت الحاجة إلى الاستيراد بشكل كبير، وانخفضت معدلات تشغيل المرافئ بشكل حاد. فكما يبين الشكل 3-7، ارتفعت واردات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال بشكل واضح قبيل طفرة غاز السجيل من 0.65 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2001 لتصل إلى 2.1 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2007، وهو العام الذي وصلت فيه الواردات إلى أعلى قيمة لها، ليبدأ المنحنى من بعد ذلك في التراجع بشكل حاد، حيث بلغ متوسط واردات الغاز الطبيعي المسال عام 2018 حوالي 0.2 مليار قدم مكعب/اليوم. ولا يزال بعض الولايات الأمريكية يعتمد على واردات الغاز الطبيعي المسال في الأوقات التي تزيد فيها ذروة الطلب على الغاز عن سعة خطوط أنابيب نقل الغاز المحلية، ففي ولاية New England يتم تلبية ذروة الطلب من خلال شحنات الغاز الطبيعي المسال التي تمثل نحو 8% من إجمالي الإمدادات بالولاية[70].

[70] U.S. Commodity Futures Trading Commission;" Liquefied Natural Gas Developments and Market Impacts: Report by Staff of the Market Intelligence Branch Division of Market Oversight"; May 2018.

الشكل 3-7: تطور واردات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال
خلال الفترة 2001-2018



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وفي ضوء ما سبق، تم إيقاف بعض المرافئ لعدم وجود حاجة إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال عالي الثمن لعدم وجود أسواق له بداخل الولايات المتحدة، حيث أوقفت شركة Excelerate Energy العمل نهائياً في مرفأ Gulf Gateway عام 2012، أي بعد نحو سبع سنوات من تشغيله. وفي منتصف 2013، قررت شركة Neptune تعليق العمل لفترة خمس سنوات في مرفأ العائم Neptune Deepwater Port[71]. ولم يقف الأمر عند هذا الحد، بل دشنت الولايات المتحدة مرحلة جديدة في تاريخها بعد مصادقة لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC) ووزارة الطاقة الأمريكية (DOE) على تنفيذ مشاريع مقترحة لتصدير الغاز الطبيعي المسال، باستغلال البنية التحتية لبعض المرافئ القائمة.

[71] World LNG News;" USA: Neptune Suspends LNG Deepwater Port Operations"; July 29, 2013.

3-3: الأطر التنظيمية والتجارية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة

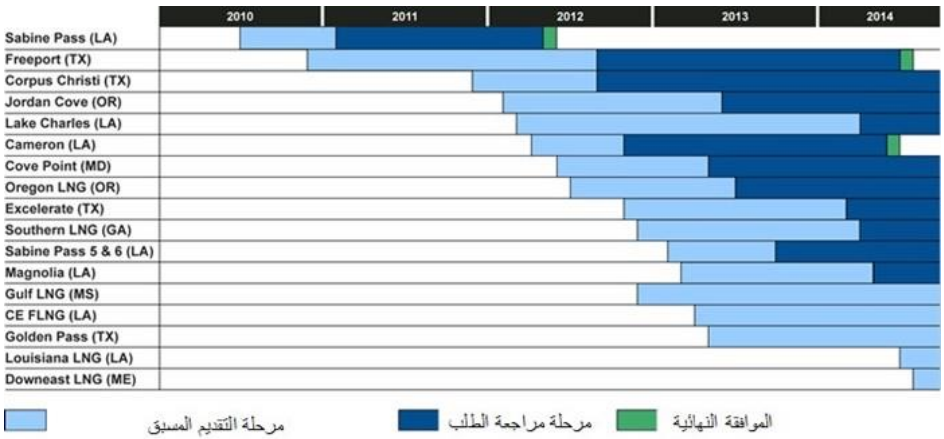
3-3-1: الإجراءات القانونية لتنظيم صادرات الغاز الطبيعي المسال

تستخدم مرافئ الغاز الطبيعي المسال في استقبال الناقلات وتفريغ حمولتها ومن ثم إعادة تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى الحالة الغازية لضخه إلى المستهلكين. ومن الممكن استخدام مرفأ الغاز الطبيعي المسال كمنشأة للتصدير ولكن بتعديلات إضافية حيث يتطلب ذلك إضافة وحدات (قاطرات) لتبريد وإسالة الغاز الطبيعي إلى -162 درجة مئوية.

وقد اتجه منتجو الغاز نحو الاستثمار في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال، بفضل الطفرة التي حققتها الولايات المتحدة في إنتاج الغاز من المصادر غير التقليدية، وتراجع الحاجة بشكل حاد إلى الاستيراد خلافاً للتقديرات السابقة. ولعل من أبرز العوامل التي ساهمت في المضي قدماً في هذا الاتجاه هو الفرق الكبير بين أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، وأسعار الغاز الطبيعي في باقي الأسواق العالمية، الأمر الذي أعطى حافزاً اقتصادياً قوياً للتوسع في إنشاء بنية تحتية لتصدير الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة إلى الأسواق العالمية، في ظل التوقعات التي تشير إلى استمرار نمو الطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال، ونمو الإنتاج المحلي في الولايات المتحدة. وللحكومة الفيدرالية الأمريكية دور قانوني في تنظيم صادرات الغاز الطبيعي من الأراضي الأمريكية. حيث تختص لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) بالجوانب المادية لمنشآت التصدير، الموجودة على الشاطئ أو القريبة من الشاطئ. وتعد اللجنة دراسات

تقييم التأثير البيئي للمنشآت الخاضعة لولايتها القضائية[72]. وتخضع المنشآت التي تتم الموافقة عليها تحت إشراف اللجنة طوال فترة تشغيلها. بينما تنظم الإدارة البحرية الأمريكية (MARAD) عمل المنشآت الواقعة في المياه العميقة. وتستغرق مراجعة اللجنة الفيدرالية للطلبات المقدمة من سنتين إلى ثلاث سنوات وفي بعض الحالات أكثر من ذلك. يبين الشكل 3-8، عدد الطلبات التي تسلمتها اللجنة حتى نهاية آب/أغسطس 2014، للحصول على تصاريح بناء وتشغيل منشآت لتصدير الغاز الطبيعي المسال، والتي وصل عددها إلى 17 طلب[73].

الشكل 3-8: الطلبات التي تسلمتها لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC) حتى نهاية آب/أغسطس 2014، لتنفيذ مشاريع لتصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة



المصدر: لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC)

وتمر عملية مراجعة الطلب المقدم إلى لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC) بثلاثة مراحل كما هو مبين بالشكل 3-9، على النحو التالي:

[72] https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng.asp
[73] GAO;" Federal Approval Process for Liquefied Natural Gas Exports: Report to the Ranking Member, Committee on Energy and Natural Resources, U.S. Senate"; September 2014.

- **مرحلة التقديم المسبق Pre-filing**

وهي المرحلة التي يسمح فيها لمقدمي الطلبات بالتواصل بحرية مع مسؤولي لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية وأصحاب المصلحة، وحل المشكلات الممكنة قبل نحو ستة أشهر على الأقل قبل التقديم الرسمي.

الشكل 3-9: مراحل الحصول على تصريح من لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية لتنفيذ مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال بالولايات المتحدة

- **مرحلة مراجعة الطلب Application Review**

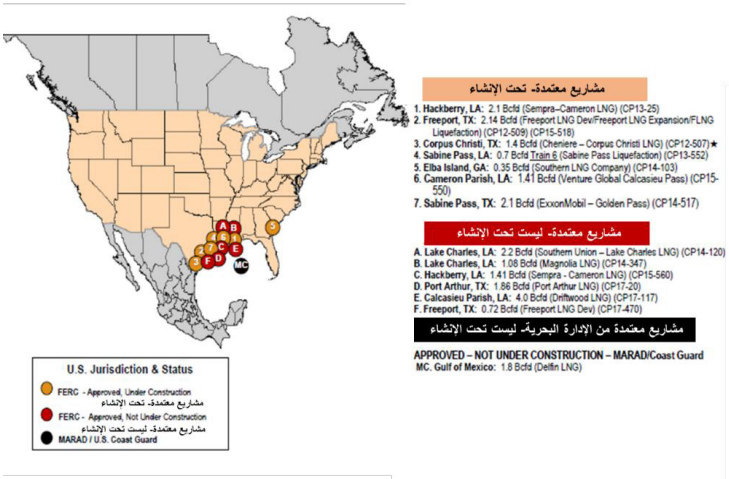
وفيها يتم مراجعة التصميمات الهندسية للمشروع، وأنظمة السلامة التي حددها مقدم الطلب، والآثار البيئية الناجمة عن بناء وتشغيل المرفق، وإمكانية وجود بدائل محتملة للمشروع المقترح. وبعد سلسلة من المراجعات تصدر اللجنة، الوثيقة النهائية التي تخضع لاشتراطات القانون الوطني للسياسة البيئية (NEPA)، مع تقارير أخرى وتعرضه على هيئة المفوضين لأخذ الموافقة النهائية أو رفض المشروع.

- **مرحلة ما بعد منح التصريح Post Authorization**

وهي المرحلة التي تقوم فيها لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية بالإشراف على الأعمال الإنشائية أثناء تنفيذ المشروع، ثم العمليات التشغيلية بعد دخول المشروع في طور التشغيل.

يبين الشكل 3-10، مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال التي أخذت موافقة لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC) ويوجد منها سبعة مشاريع تحت الإنشاء، بالإضافة إلى ستة مشاريع أخرى لم يبدأ فيها العمل بعد. كما يوجد مشروع Delfin LNG في المياه العميقة الذي حصل على موافقة الإدارة البحرية الأمريكية (MARAD)[74] عام 2018 ولكن لم يبدأ فيه العمل بعد.

الشكل 3-10: مشاريع الغاز الطبيعي المسال التي أخذت موافقة لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC) والإدارة البحرية الأمريكية (MARAD) ولم يتم تشغيلها بعد



المصدر: لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية (FERC)

وإلى جانب الموافقة من لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية أو الإدارة البحرية الأمريكية (للمنشآت في المياه العميقة)، يختص مكتب الطاقة الأحفورية التابع لوزارة الطاقة الأمريكية (DOE) بإصدار تصاريح الموافقة على تصدير الغاز الطبيعي المسال من المشروع المقترح تنفيذه بناء على تحديد المصلحة العامة.

[74] US. Maritime Administration (MARAD); Approved Applications and Operational Facilities

حيث يصدر مكتب وزارة الطاقة تصاريح منفصلة للتصدير إلى الدول بناءً على ما إذا كان لديهم اتفاقية تجارة حرة موقعة مع الولايات المتحدة أم لا. ولتحديد ما إذا كانت الموافقة على الطلب تخدم المصلحة العامة، تركز وزارة الطاقة الأمريكية على مجموعة من العوامل تشمل:

- حاجة السوق المحلي من الغاز الطبيعي.
- مدى تهديد الصادرات المقترحة لأمن إمدادات الغاز الطبيعي المحلية.
- مدى الاتساق مع سياسة وزارة الطاقة لتعزيز المنافسة في السوق.

وذلك إلى جانب عدة عوامل أخرى التي تؤثر على المصلحة العامة، مثل المخاوف البيئية من تنفيذ المشروع. وبموجب قانون الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، فإن طلبات الترخيص الخاصة بتصدير الغاز إلى الدول الموقعة على اتفاقية التجارة الحرة (FTO Countries) تعد متوافقة مع المصلحة العامة ويجب منحها دون تعديل أو تأخير[75]. وعملية مراجعة الطلبات المقدمة إلى وزارة الطاقة الأمريكية ليست عملية موحدة (Standardized Process) ولكن تراجع حالة بحالة، حيث يتم النظر في كل طلب بشكل مستقل عن الطلبات الأخرى. وقد بلغ إجمالي عدد الطلبات المقدمة إلى وزارة الطاقة الأمريكية حتى شهر أيار/مايو 2019 نحو 70 طلب لتصدير الغاز الطبيعي المسال بإجمالي 57.63 مليار قدم مكعب/اليوم إلى الدول الموقعة على اتفاقية التجارة الحرة، و 55.07 مليار قدم مكعب/اليوم إلى الدول غير الموقعة على اتفاقية التجارة الحرة. وقد أصدرت وزارة الطاقة تصاريح بالموافقة على التصدير للغالبية العظمى من هذه الطلبات، **لكن من غير المحتمل تنفيذ كل هذه المشاريع.**

[75] US. DOE;" Quadrennial Energy Review Report: Energy Transmission, Storage, and Distribution Infrastructure, April 2015

3-3-2: الهيكل التجاري لمشروع تصدير الغاز الطبيعي المسال

يعد اختيار هيكل المشروع خطوة أساسية نحو المضي قدما في تنفيذه، لأنه يحدد ملف تعريف المخاطر المتعلقة به وبالتالي إمكانية توفير التمويل اللازم لتنفيذه. ويعتمد نوع هيكل المشروع الذي تم اختياره على عوامل عدة من بينها العلاقة التعاقدية بين رعاة المشروع، وأنظمة القانون والضرائب في البلد الذي سيقام فيه المشروع.

وبصفة عامة هناك ثلاثة نماذج لمشروع الغاز الطبيعي المسال وهي: نموذج للمشروع المتكامل (Integrated Model)، نموذج الشركة (أو التاجر) (Merchant Model)؛ ونموذج الرسوم (Tolling Model)[76،77]. ولقد أحدثت الولايات المتحدة ثورة في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال بسبب نماذج المشاريع المبتكرة التي اتبعتها الشركات الأمريكية لتسويق الإنتاج. فتاريخياً ومنذ انطلاق صناعة الغاز الطبيعي المسال في ستينيات القرن الماضي، كانت الشركات المالكة والمشغلة لمحطات الغاز الطبيعي المسال هي نفسها الشركات المطورة والمنتجة لحقول الغاز، سواء كانت شركات بترول وطنية مع/أو شركات بترول عالمية. أما في الولايات المتحدة، فليس بالضرورة أن تكون الشركات المالكة لمشروع الإسالة منتجة للغاز، وهو ما يعد تحولاً في النمط التقليدي المهيمن على الصناعة منذ عقود.

3-3-2-1: نموذج المشروع المتكامل (Integrated Project Model)

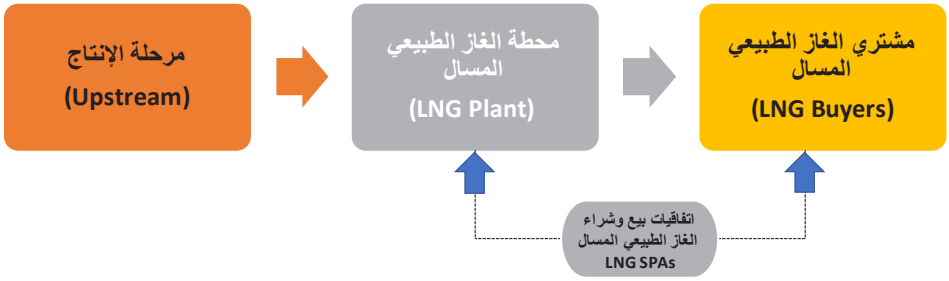
بموجب النموذج المتكامل، فإن الشركة (أو الشركاء) المنتجة للغاز هي نفسها الشركة المالكة لمحطة الإسالة، وصاحبة الامتياز في حقول الغاز. وبالتالي فإن النموذج المتكامل يدمج بين مشروع تطوير حقول الغاز، ومشرع

[76] Raphael B.T. Mgaya (JuriSolution & associates); " LNG PROJECTS: STRUCTURE AND FINANCING"; 2018.
[77] U.S. DOE& USEA; " Global LNG Fundamentals"; March 2018.

إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسال. ويأتي العائد الاقتصادي من كلا المشروعين من خلال بيع الغاز الطبيعي المسال بموجب عقود بيع وشراء (Sale and Purchase Agreements, SPAs) التي يوقعها الشركاء بشكل منفصل أو من خلال كيان موحد (مشروع مشترك) مع المشترين للغاز كما هو مبين بالشكل 3-11.

وبطبيعة الحال، فإنه لا يوجد مُشغل منفصل لمحطة الإسالة، حيث أن الشركاء القائمين بعمليات الاستكشاف والإنتاج هم أنفسهم المالكين والقائمين على مشروع الإسالة. ويعد النموذج المتكامل جذابًا لشركات النفط العالمية (IOCs) لأنه يتيح توزيع التكاليف بين حلقات المشروع المتكامل، وتقليل مدفوعات الضرائب. حيث قد تستخدم شركات النفط العالمية الأرباح التي جنتها من مبيعات الغاز الطبيعي المسال لتعويض التكاليف التي تكبدتها خلال مرحلة الإنشاء، والتكاليف التي أنفقتها في عمليات الاستكشاف والتطوير وبالتالي تستطيع خفض دخلها الخاضع للضريبة الحكومية.

الشكل 3-11: هيكل نموذج المشروع المتكامل (Integrated Project Model) في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال



أبرز سمات مشروع النموذج المتكامل

- غير مشجع للحكومات، حيث يقلل من التدفقات النقدية الخاضعة للضريبة، وبالتالي يقلل من الإيرادات الضريبية.
- محفوف بالمخاطر، حيث يتطلب أن تكون الكيانات المشاركة لها ملكية متساوية في الأصول في عمليات المنبع والمصب.
- يتطلب من جميع المشاركين في عمليات استكشاف وتطوير حقول الغاز تقديم مساهمات مالية بما يتناسب مع حصصهم لتطوير مشروع تصدير الغاز الطبيعي المسال.

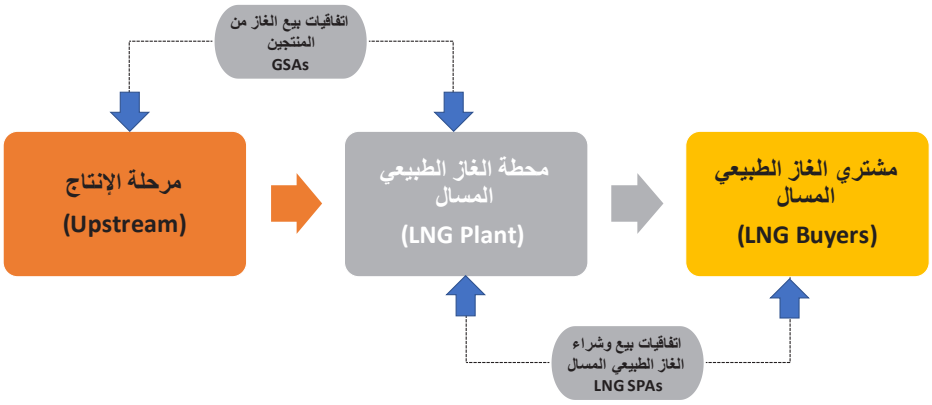
ومن أمثلة هذا النموذج، مشاريع قطر غاز وراس غاز في دولة قطر، ومشروع Sakhalin LNG بروسيا الاتحادية، ومشروع Darwin LNG في أستراليا، ومشروع Tangguh LNG في إندونيسيا.

3-3-2-2: نموذج الشركة أو التاجر (Merchant Project Model)

بموجب هذا النموذج، تكون الشركة المنتجة للغاز بمثابة كيان مختلف عن الشركة المالكة لمحطة تصدير الغاز الطبيعي المسال، حيث تقوم الشركة المالكة بالحصول على الغاز من شركات الإنتاج بموجب تعاقدات بيع للغاز (Gas Sale Agreements, GSAs) التي عادة ما تكون طويلة الأمد كما هو مبين بالشكل 3-12. وبالتالي تحقق الشركات المنتجة للغاز إيرادات من بيع إنتاجها من الغاز إلى الشركة المالكة لمشروع الإسالة، التي تحقق بدورها عائدات من بيع الغاز الطبيعي المسال بموجب عقود بيع وشراء مع المستهلكين.

ويتيح هذا النموذج للشركة المالكة للمشروع شراء الغاز من أكثر من شركة منتجة للغاز وبالتالي توزيع المخاطر في حالة عدم توافر الإمدادات من أي منتج لأي ظروف قاهرة.

الشكل 3-12: هيكل نموذج الشركة أو التاجر (Merchant Project Model) في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال



أبرز سمات نموذج الشركة أو التاجر

- يتيح للشركة المالكة للمشروع تحقيق عائدات مرتفعة إذا ارتفعت أسعار الغاز الطبيعي وزاد الطلب عليه.

- لا تقتصر ملكية مشروع الإسالة على شركات البترول العاملة في مجال البحث والإنتاج، لكن يحق لأطراف ثالثة (Third Parties) الدخول والحصول على حصص ملكية في المشروع. ولذا، فهو يعد النموذج الأفضل من وجهة نظر الحكومة لأنه يشجع على المشاركة المحلية. حيث من الممكن مشاركة الأفراد أو الكيانات المحلية في الشركة المالكة كدائنين أو مالكين (مساهمين).

- الفصل بين عائدات مشروع تطوير حقول الغاز (مشروع الإنتاج)، ومشروع الإسالة وبالتالي تحصيل عائدات ضريبية أكبر.

- يمكن للحكومة نفسها تملك مشروع الإسالة، كما يمكن إسناد عمليات التشغيل إلى شركة أخرى.

- تتمثل المخاطر المرتبطة بهذا النموذج في أن الشركة المالكة لمشروع الإسالة تتحمل مخاطر الأسواق ومخاطر التخلف عن السداد لشركات الإنتاج مقابل إمدادات الغاز، أو التخلف عن تسليم شحنات الغاز الطبيعي المسال إلى المستوردين.

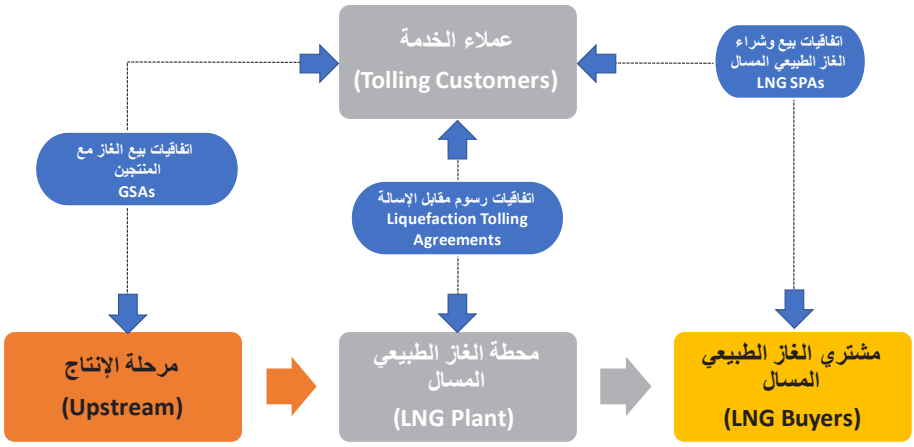
ومن أمثلة هذا النموذج، مشاريع إسالة الغاز في غينيا الاستوائية، وماليزيا، ونيجيريا.

3-3-2-3-3: نموذج الرسوم (Tolling Project Model)

بموجب هذا النموذج، فإن الشركة المنتجة للغاز هي أيضاً كيان مختلف عن الشركة المالكة لمشروع تصدير الغاز الطبيعي المسال، ويقتصر دور الشركة المالكة - ويطلق عليها شركة تحصيل الخدمة (Toll Company)- على توفير خدمات الإسالة فقط مقابل رسوم بموجب تعاقدت طويلة الأمد، دون أن تتحمل مسؤولية توريد الغاز إلى محطة الإسالة أو بيع الغاز الطبيعي المسال كما هو مبين بالشكل 3-13. وبالتالي تحقق الشركة المالكة للمشروع عائدات من الرسوم التي تتقاضاها من عملائها مقابل توفير تلك الخدمة. وعادة تنقسم هذه الرسوم إلى قسمين: **القسم الأول** يمثل رسوم مقابل تأجير السعة التصميمية (Capacity Charge) وهي رسوم شهرية ثابتة وذلك لتغطية تكلفة الصيانة، وخدمة الديون ودر الحد الأدنى من الأرباح.

أما **القسم الثاني** فيمثل رسوم شحنة الغاز الطبيعي المسال (Cargo Charge) لتغطية التكاليف المتغيرة التي تتحملها الشركة كالكهرباء.

الشكل 3-13: هيكل نموذج الرسوم (Tolling Project Model) في مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال



أبرز سمات نموذج الرسوم

- لا تتحمل الشركة المالكة لمشروع الإسالة أية مخاطر متعلقة بالسوق مثل تذبذب العرض والطلب، أو ارتفاع تكلفة توريد الغاز الطبيعي أو أسعار الغاز الطبيعي المسال.
- نظراً للمستوى المنخفض من المخاطر المرتبطة بالمشروع، فمن السهل إيجاد مصادر التمويل خاصة إذا كان الموقف الائتماني للشركة المالكة جيد.
- لا يعد النموذج الأفضل من وجهة نظر الحكومة مقارنة بنموذج الشركة أو التاجر.

- لا تستفيد الشركة المالكة لمحطة الإسالة من ارتفاع أسعار الغاز الطبيعي المسال، لأنها فقط تتلقى رسوم نظير الخدمة المقدمة للعملاء.

وتندرج معظم مشاريع الإسالة الجديدة في الولايات المتحدة تحت هذا النموذج. وهو نموذج فريد يميز الولايات المتحدة عن غيرها من الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال، حيث تم الفصل من خلاله بين تكلفة الغاز الطبيعي، وتكلفة الإسالة[78]. وبالتالي أصبح من الممكن الاستفادة من تدني أسعار الغاز الطبيعي في السوق الأمريكي.

كما يتيح هذا النموذج التوزيع العادل للمخاطر بين الشركة المالكة لمحطة الإسالة (مزود الخدمة)، والعملاء الذين بات بإمكانهم استلام أو رفض أي شحنات حسب احتياجاتهم مع تحمل فقط رسوم الخدمة الشهرية الثابتة. علاوة على ذلك، أصبح بإمكان مشترين شحنات الغاز الطبيعي المسال إعادة توجيه الشحنات إلى أي وجهة تسليم في حالة عدم وجود طلب عليها في أسواقهم، ليحققوا بدورهم مكسب من إعادة بيع الشحنات إلى أسواق أخرى.

[78] Alaska Natural Gas Transportation Projects: Office pf the Federal Coordinator;" Tolling model a new option for LNG plant ownership"; February 2013.

4-3: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة

في شهر شباط/فبراير 2016، سطرت الولايات المتحدة مرحلة جديدة في تاريخها في مجال صناعة الغاز الطبيعي المسال، بعد تحميل أولى الشحنات من وحدة الإسالة الأولى من مشروع "Sabine Pass Liquefaction" في ولاية لويزيانا وتصديرها إلى البرازيل، لتتوج هذه الخطوة مسيرة نجاح استمرت قرابة عقد كامل من طفرة الإنتاج المحلي غير المسبوقة بفضل غاز السجيل. وتعد هذه الخطوة بمثابة نقلة نوعية ليس في تاريخ الولايات المتحدة فحسب، وإنما في تاريخ صناعة الغاز بأكملها. وقد توالى تشغيل مشاريع الإسالة الجديدة ليصل عدد المشاريع التي دخلت حيز التشغيل حتى منتصف عام 2019 إلى ثلاثة مشاريع علاوة عدد آخر من المشاريع يتوقع دخوله حيز التشغيل خلال الفترة 2019-2020 كما يبين الشكل 3-14.

3-14: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال التي دخلت حيز التشغيل، والمشاريع تحت الإنشاء في الولايات المتحدة، عام 2019

كانت شركة Cheniere Energy أولى الشركات المتقدمة بطلب ترخيص إلى لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية لتنفيذ مشروع لإنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسال (Sabine Pass Liquefaction, SPL) على أرض مرفأ استيراد الغاز الطبيعي المسال (Sabine Pass LNG, SPLNG) التابع للشركة في ولاية لويزيانا، وقد حصلت الشركة على الموافقات اللازمة من اللجنة الفيدرالية، وكذلك من وزارة الطاقة الأمريكية، وبدأت أعماء البناء في المشروع في الربع الثالث من عام 2012.

وتتسع أرض المشروع إلى ست وحدات (قاطرات) إسالة، طاقة الواحدة نحو 4.5 مليون طن/السنة من الغاز الطبيعي المسال، وبذلك تصل الطاقة الإجمالية للمشروع إلى 27 مليون طن/السنة (ما يعادل نحو 4 مليار قدم مكعب غاز/اليوم). وهو يعد المشروع الأول في الولايات المتحدة الذي يحصل على موافقة وزارة الطاقة الأمريكية للتصدير إلى الدول غير الموقعة على اتفاقية التجارة الحرة (Non-FTO Countries).

والمشروع مقام على مساحة 1,000 فدان، ويحتل موقعاً استراتيجياً نظراً لقربه من مناطق إنتاج غاز السجيل في ولاية لويزيانا وولاية تكساس، ووجود خطوط تربطه مع شبكات الأنابيب داخل ولاية لويزيانا وخطوط نقل الغاز إلى الولايات المجاورة. وتعد اقتصاديات المشروع تنافسية بالمقارنة مع المشاريع الجديدة، وذلك لأنه مقام على مشروع مرفأ سابق لاستيراد الغاز الطبيعي المسال، حيث أمكن الاستفادة من صهاريج التخزين الموجودة بالموقع وعددها خمسة كما هو مبين بالشكل 3-15، وأرصفة التحميل (2 رصيف تحميل)، علاوة على وجود خط أنابيب بطول 94 ميلاً كان يستخدم لنقل الغاز من المرفأ إلى خطوط النقل الرئيسية بالولاية، حيث تم تحويله للعمل في تغذية المشروع بإمدادات الغاز المراد إسالته وتصديره (الخط ثنائي الاتجاه).

الشكل 3-15: مشروع Sabine Pass Liquefaction في ولاية لويزيانا، أول مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات 48 السفلية بالولايات المتحدة

المصدر: Cheniere Energy

وقد نجحت الشركة في إبرام تعاقدات بيع وشراء طويلة الأجل بنظام التحميل على ظهر السفينة (Free On Board, FOB) مع العملاء الأساسيين (Foundation Customers) لبيع نحو 19.75 مليون طن/السنة (أي ما يعادل نحو 88% من إجمالي الطاقة الإسمية للوحدات الخمس الأولى بالمشروع)، على أن تتولى شركة Cheniere Marketing تسويق الكمية المتبقية في السوق العالمي. ومن خلال هذه التعاقدات، تتحصل شركة Cheniere على قرابة 2.9 مليار دولار سنوياً كتكاليف ثابتة. وتضم قائمة العملاء مجموعة من الشركات العالمية كما يبين الجدول 3-1.

الجدول 3-1: تعاقدات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من مشروع Sabine Pass في الولايات المتحدة

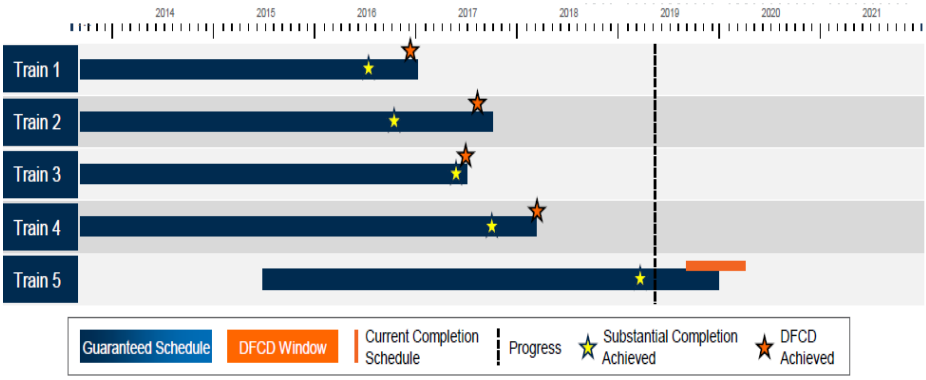
المشتري	الكمية التعاقدية (مليون طن/السنة)	التكاليف السنوية الثابتة (مليون دولار)	التكاليف السنوية الثابتة (دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية)	فترة التعاقد (سنة)
BG	5.5	723	3-2.25	20
Gas Natural Fenosa	3.5	454	2.49	20
KOGAS	3.5	548	3	20
GAIL	3.5	548	3	20
Total	2	314	3	20
Centrica	1.75	274	3	20
الإجمالي	**19.75**	**2,860**	-	-

المصدر: Cheniere Energy

وقد شهدت الفترة 2016-2018، دخول أربعة وحدات إسالة حيز التشغيل بطاقة 18 مليون طن/السنة وفق الجدول المخطط الزمني للمشروع المبين بالشكل 3-16، أما الوحدة الخامسة، فقد تم استكمال الفحوصات والاختبارات التشغيلية لها في شهر آذار/مارس 2019، واستلمتها شركة Cheniere من شركة Bechtel المقاول المشرف على الفحوصات التشغيلية[79] ومن المتوقع أن يكون تاريخ إنتاج أول شحنة تجارية (Date of first commercial delivery, DFCD) بحلول شهر آب/أغسطس عام 2019. كما حصلت Cheniere Energy على كافة التصاريح والموافقات من لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية، ووزارة الطاقة الأمريكية لبناء الوحدة السادسة. ومؤخرا، اتخذت الشركة في شهر حزيران/يونيو 2019، قرار الاستثمار النهائي للبدء في إنشاء الوحدة، بعد أن نجحت في الحصول على قرض قدرة 1.5 مليار دولار لمدة خمس سنوات من عدة بنوك ومؤسسات مالية[80].

[79] WorldLNG News;"Cheniere completes Sabine Pass LNG train"; March 11, 2019.
[80] World LNG News;" Cheniere makes Sabine Pass LNG Train 6 FID"; June 3, 2019.

الشكل 3-16: المخطط الزمني لمشروع Sabine Pass لتصدير الغاز الطبيعي المسال بالولايات المتحدة



المصدر: Cheniere Energy

أما في ولاية تكساس، فقد بدأت شركة Cheniere العمل في تنفيذ مشروع Chorpus Christi، وهو مشروع آخر لتصدير الغاز الطبيعي المسال ويضم ثلاث وحدات إسالة بطاقة 4.5 مليون طن/السنة لكل وحدة (الطاقة الإجمالية 13.5 مليون طن/السنة). حيث بدأ العمل في تنفيذ المرحلة الأولى من المشروع عام 2015، والتي تضم وحدتي الإسالة الأولى والثانية، وقد تم الانتهاء من إنشاء وحدة الإسالة الأولى وتصدير أول شحنة تجارية منها في شباط/فبراير 2019، ويتوقع دخول الوحدة الثانية نهاية الربع الثاني من عام 2019، أما الوحدة الثالثة (ضمن المرحلة الثانية للمشروع) فيتوقع دخولها حيز التشغيل عام 2021. وقد نجحت الشركة في إبرام تعاقدات بيع وشراء طويلة الأجل (لمدة 20 سنة) بنظام التحميل على ظهر السفينة (FOB) مع العملاء الأساسين لبيع نحو 8.42 مليون طن/السنة من مشروع Chorpus Christi (أي ما يعادل نحو 62% من إجمالي الطاقة الإسمية للمرحلة الأولى)، على أن تتولى شركة Cheniere Marketing تسويق الكمية المتبقية. ومن خلال هذه التعاقدات، ستتحصل شركة Cheniere على قرابة 1.5 مليار دولار سنوياً كتكاليف ثابتة. وتضم قائمة العملاء مجموعة من الشركات العالمية كما يبين الجدول 3-2.

الجدول 3-2: تعاقدات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من مشروع Chorpus Christi في الولايات المتحدة

المشتري	الكمية التعاقدية (مليون طن/السنة)	التكاليف السنوية الثابتة (مليون دولار)	التكاليف السنوية الثابتة (دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية)	فترة التعاقد (سنة)
PT Pertamina	1.42	278	3.5	20
Endesa S.A	2.25	411	3.5	20
Iberdrola	0.76	139	3.5	20
Gas Natural Fenosa	1.5	274	3.5	20
Woodside Energy	0.85	154	3.5	20
eDF	0.77	140	3.5	20
EDP Energias de Portugal	0.87	140	3.5	20
الإجمالي	**8.42**	**1,536**	-	-

المصدر: Cheniere Energy

ويختلف هيكل المشروع المتبع في مشاريع شركة Cheniere عن النماذج سالفة الذكر، حيث تتبع الشركة نموذج هجين (Hybrid Model) يجمع بين نموذج الشركة (أو التاجر) ونموذج الرسوم. وبموجب هذا النموذج، تتحمل الشركة مسؤولية شراء وتوصيل الغاز إلى محطة الإسالة من خلال تعاقدات أبرمتها مع منتجي غاز السجيل وشبكات نقل الغاز كما هو الحال في نموذج الشركة (أو التاجر)، لكنها في نفس الوقت تقوم ببيع شحنات الغاز الطبيعي المسال بموجب عقود بيع وشراء مع العملاء حسب نموذج الرسوم. حيث يتألف سعر البيع النهائي من قسمين: **الأول** يمثل الرسم الثابت (مقدر بوحدة الـ دولار لكل مليون وحدة بريطانية من الغاز الطبيعي المسال المتعاقد عليه) مع الأخذ في الاعتبار التضخم السنوي لتغطية التكاليف وسداد الفوائد، **والثاني** رسم متغير (مقدر بالـ دولار لكل مليون وحدة بريطانية من

الغاز الطبيعي المسال المتعاقد عليه) يمثل نحو 115% من سعر الغاز وفقاً لمركز هنري[81]. وبالتالي، في حالة إلغاء أو رفض استلام الشحنة المتعاقد عليها، يجب على الطرف المشتري دفع الرسم الثابت فقط، أما إذا استلم الشحنة فعليه سداد الثمن الثابت والمتغير معاً. وبذلك أصبح بالإمكان التخلي عن استلام الشحنة دون تحمل كامل تكلفتها كما هو الحال مع نماذج المشاريع التقليدية.

ويعد مشروع Cove Point في ولاية مريلاند ثاني مشروع لتصدير الغاز الطبيعي المسال يدخل حيز التشغيل باستثمارات 4 مليار دولار، حيث تم العمل في تنفيذ المشروع عام 2014، وتم تصدير أول شحنة في شهر آذار/مارس 2018[(82)]، وهو المشروع الوحيد الذي يقع على الساحل الشرقي للولايات المتحدة. وتقدر طاقته التصميمية بنحو 5.25 مليون طن/السنة، وتقوم بعمليات التشغيل شركة Dominion Energy. وهو يعتمد على إمدادات الغاز من منظومتي Utica وMarcellus.

والمشروع قائم وفق نموذج الرسوم (Tolling Model)، ويتم تسليم الشحنات بنظام التحميل على ظهر السفينة (FOB). وقد تم توقيع عدة اتفاقيات طويلة الأمد (مدتها 20 عاماً) لبيع الغاز الطبيعي المسال من المشروع إلى شركة GAIL الهندية بإجمالي 2.3 مليون طن/السنة، وشركة Pacific Summit Energy بإجمالي 2.3 مليون طن/السنة، والتي بدورها ستقوم بتصدير 1.4 مليون طن/السنة إلى شركة Tokyo Gas، ونحو 0.8 مليون طن/السنة إلى Kansai Electric كما هو مبين بالجدول 3-3.

[81] Cheniere Energy;" Annual Report 2018.
[82] Dominion Energy;" First LNG Commissioning Cargo Departs From Dominion Energy Cove Point Terminal"; Press release, March 2, 2018.

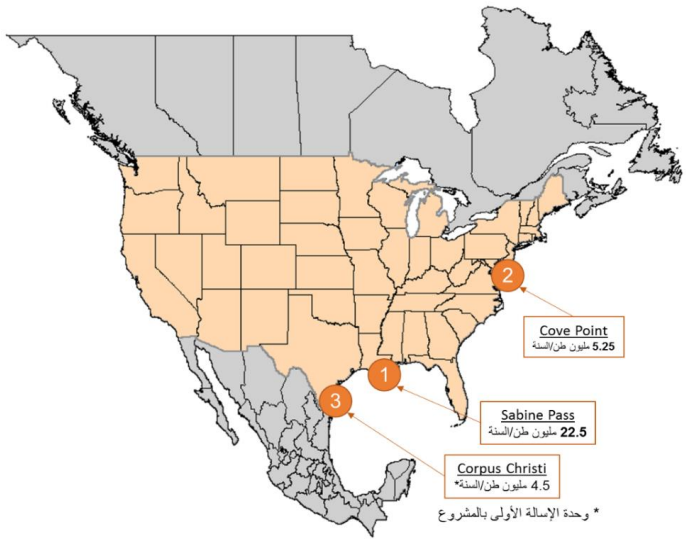
الجدول 3-3: تعاقدات بيع وشراء الغاز الطبيعي المسال من مشروع Cove Point في الولايات المتحدة

المشتري	الكمية التعاقدية (مليون طن/السنة)	فترة التعاقد (سنة)
GAIL India	2.3	20
Pacific Summit Energy ومنها إلى:	2.3	20
1. شركة Tokyo gas	1.4	20
2. شركة Kansai Electric	0.8	20
الإجمالي	**4.6**	-

المصدر: Dominion Energy

وبذلك يصل عدد المشاريع التي دخلت حيز التشغيل (جزئياً أو كلياً) في ولايات لويزيانا وتكساس وميرلاند إلى ثلاثة بطاقة إجمالية 32.25 مليون طن/السنة كما تبين الخريطة 3-17.

الشكل 3-17: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال التي دخلت حيز التشغيل في الولايات المتحدة حتى عام 2019



المصدر: معدل عن لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية

5-3: تداعيات دخول الولايات المتحدة في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

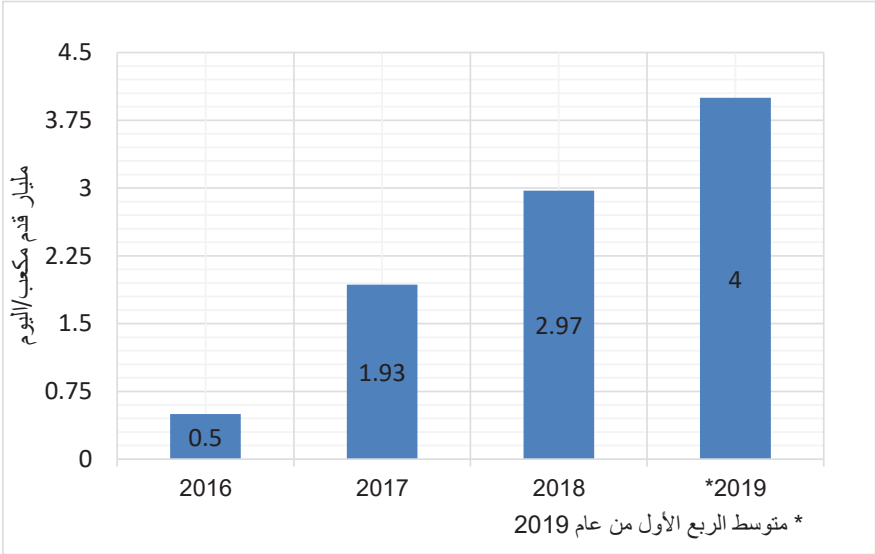
1-5-3: تحول الولايات المتحدة من مستورد صاف إلى مصدر صاف للغاز

شهد عام 2016 انطلاق الشرارة الأولى لدخول الولايات المتحدة مجدداً في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال، بفضل طفرة الإنتاج المحلي التي جاءت ثمرة عقد كامل من عمليات البحث والإنتاج المكثفة والناجحة في مصادر غاز السجيل.

فمن صادرات كانت عند مستوى الصفر في كانون الثاني/ يناير عام 2016 بسبب توقف محطة Kenai المحطة الوحيدة لتصدير الغاز الطبيعي المسال آنذاك، بدأت الولايات المتحدة في تصدير أولى الشحنات في شهر شباط/فبراير 2016 بعد تشغيل وحدة (قاطرة) الإسالة الأولى في مشروع Sabine Pass في ولاية لويزيانا، ثم أعقبها تشغيل وحدة الإسالة الثانية في نفس المشروع منتصف عام 2016، ليصل متوسط صادرات الغاز الطبيعي المسال من المشروع عام 2016 إلى حوالي 0.5 مليار قدم مكعب/اليوم. ومع دخول وحدتي الإسالة الأخرى في نفس المشروع عام 2017، ارتفع متوسط الصادرات خلال العام إلى 1.93 مليار قدم مكعب/اليوم أي نحو أربعة أضعاف مستويات عام 2016. ومع دخول مشروع Cove Point في ولاية ميريلاند، ومشروع Chorpus Christi أواخر 2018، ارتفع متوسط صادرات الغاز الطبيعي المسال إلى حوالي 3 مليار قدم مكعب/ اليوم عام 2018. وبذلك، يكون إجمالي صادرات الغاز الطبيعي المسال قد تتضاعف بنحو ستة أضعاف خلال الفترة 2016-2018 بعد دخول ثلاثة مشاريع فقط ضمن حزمة المشاريع الجديدة الجاري تنفيذها. كما ارتفع متوسط الصادرات

خلال الربع الأول من عام 2019 إلى 4 مليار قدم مكعب/اليوم كما هو مبين بالشكل 3-18، ليسجل مستوى قياسي جديد في تاريخ الولايات المتحدة.

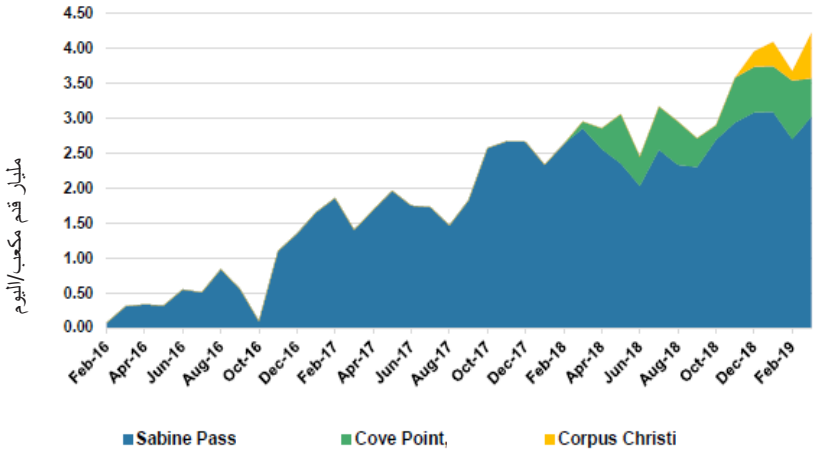
الشكل 3-18: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة اعتباراً من شباط/فبراير 2016 وحتى نهاية الربع الأول من عام 2019



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

وكما يبين الشكل 3-19، فقد كان مشروع Sabine Pass يمثل المصدر الوحيد لصادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة منذ انطلاقها وحتى شهر شباط/فبراير 2018، ليبدأ مشروع Cove Point في رفع مستوى الصادرات إلى 3.7 مليار قدم مكعب/اليوم أواخر عام 2018 ثم إلى ارتفعت إلى نحو 4 مليار قدم مكعب/اليوم خلال الربع الأول من عام 2019 بفضل زيادة الصادرات من مشروع Chorpus Christi.

الشكل 3-19: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة حسب المشروع المصدر



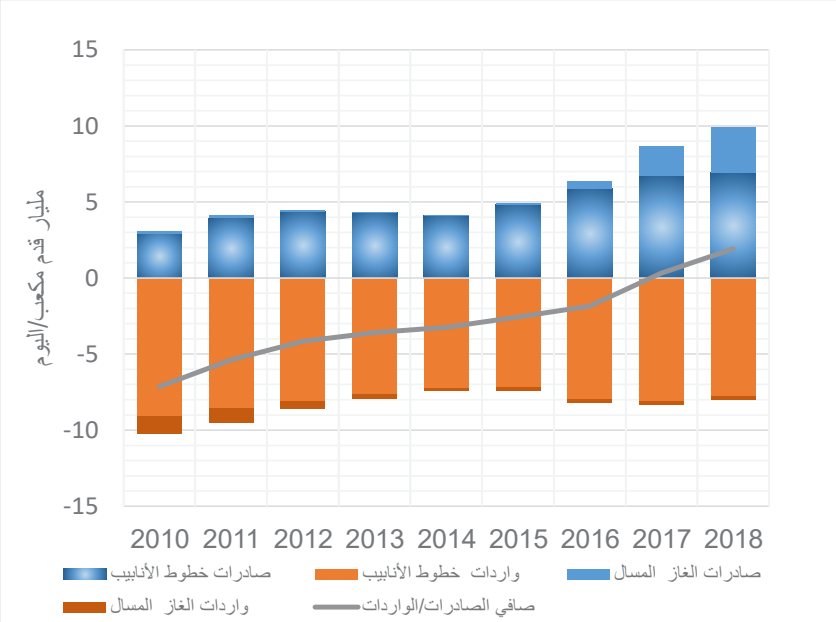
المصدر: وزارة الطاقة الأمريكية DOE[83]

وفي تطور لافت لانعكاسات نمو صادرات الغاز الطبيعي المسال من المشاريع الجديدة (بالتزامن مع نمو صادرات الغاز عبر خطوط الأنابيب إلى المكسيك وتراجع واردات الغاز من كندا)، تحولت الولايات المتحدة عام 2017 من بلد ظل على مدار 60 عاماً "مستورد صاف للغاز"، إلى بلد "مصدر صاف للغاز"، وذلك بعد أن بلغ إجمالي حجم الصادرات عام 2017 حوالي 8.67 مليار قدم مكعب/اليوم، ليتخطى إجمالي حجم الواردات لنفس العام الذي بلغ حوالي 8.33 مليار قدم مكعب/اليوم محققاً نمواً صافياً قدره 340 مليون قدم مكعب/اليوم.

83 US. DOE, office of Fossil Fuels; LNG Monthly, May 2019

أما في عام 2018، فقد ارتفع صافي الصادرات إلى 1.92 مليار قدم مكعب/اليوم، لتعزز الولايات المتحدة مكانتها كمصدر صاف للغاز الطبيعي كما يبين الشكل 3-20.

الشكل 3-20: تطور صادرات وواردات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة خلال الفترة 2010-2018



مصدر البيانات: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

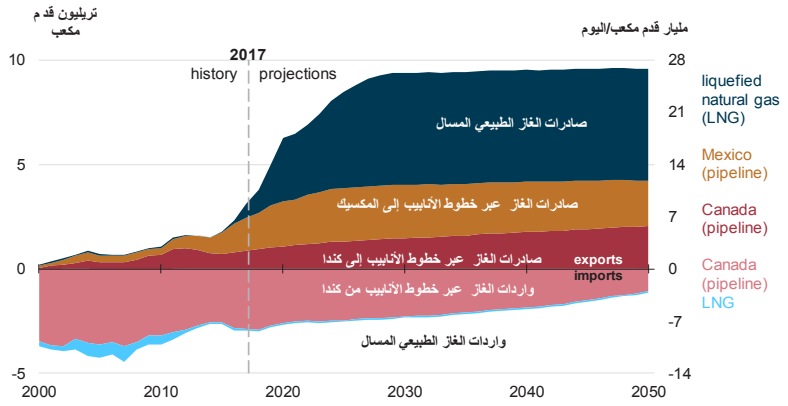
وتشير توقعات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية، أن يستمر نمو صادرات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال على المدى القريب بعد استكمال تشغيل المشاريع الأربعة الجاري تنفيذها في الوقت الراهن والتي سترفع طاقة الإسالة بنحو 4 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2019[84]، مدعوماً بنمو الإنتاج المحلي من الغاز من

[84] FERC;" The state of the Market report 2018"; April 18, 2019

مصـــادر الســـجيل. حيث يتوقع أن يرتفع الإنتاج (المســـوق) إلى 90.3 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2019 (بزيادة 6.9 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2018) ثم إلى 92.2 مليار قدم مكعب/اليوم بحلول عام 2020[85]. وفي ضـــوء ذلك، من المتوقع أن يرتفع إجمالي صـــادرات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المســـال إلى 4.9 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2019، ثم إلى 6.6 مليار قدم مكعب/اليوم عام 2020.

أما على المدى البعيد حتى عام 2050، فســـتعزز الولايات المتحدة من مكانتها كمصـــدر صـــاف للغاز بفضـــل النمو المتوقع في صـــادراتها عبر خطوط الأنابيب إلى المكسيك بعد الانتهاء من إنشاء خطوط أنابيب جديدة للربط بين البلدين لتلبية احتياجات الســـوق المكســـيكي المتزايدة من الغاز في قطاع الكهرباء. هذا بالإضـــافة إلى نمو صـــادرات الغاز الطبيعي المســـال بعد اســـتكمال المشـــاريع الجديدة الجاري تنفيذها، والمشـــاريع المقترحة، بالتزامن مع التراجع الحاد في اعتمادها على الواردات كما يبين الشكل 3-21.

الشكل 3-21: توقعات صادرات وواردات الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة حتى عام 2050



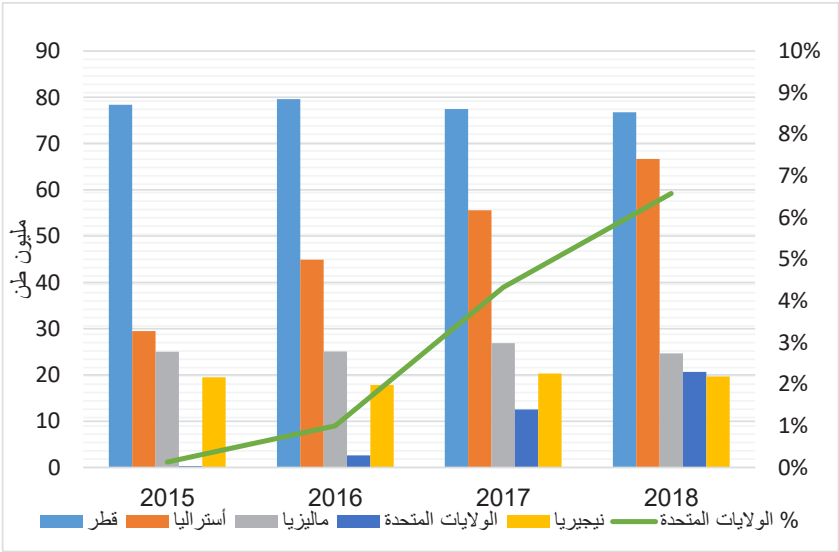
المصدر: EIA, annual Energy Outlook, 2018

[85] EIA, Short-Term Energy Outlook: Natural Gas Section; May 7, 2019

3-5-2: وجهات صادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة

تمكنت الولايات المتحدة في فترة وجيزة من اختراق كافة الأسواق العالمية للغاز الطبيعي المسال، وتبوؤ مكانة متقدمة بين مجموعة الدول الكبرى المصدرة للغاز الطبيعي المسال. فبُعيد تشغيل مشاريع الإسالة الجديدة في لويزيانا وميريلاند وتكساس، ارتفعت صادرات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال بشكل حاد حيث بلغت حوالي 20.65 مليون طن عام 2018 مقارنة بـ 0.3 مليون طن فقط عام 2015. وقد عزز ذلك من مكانة الولايات المتحدة في السوق العالمي، حيث أصبحت رابع أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال بعد دولة قطر، وأستراليا، وماليزيا في أقل من ثلاث سنوات من تشغيل الحزمة الأولى من المشاريع، وبلغت حصتها السوقية العالمية عام 2018 حوالي 6% مقارنة بـ 0.1% فقط عام 2015 كما يبين الشكل 3-22.

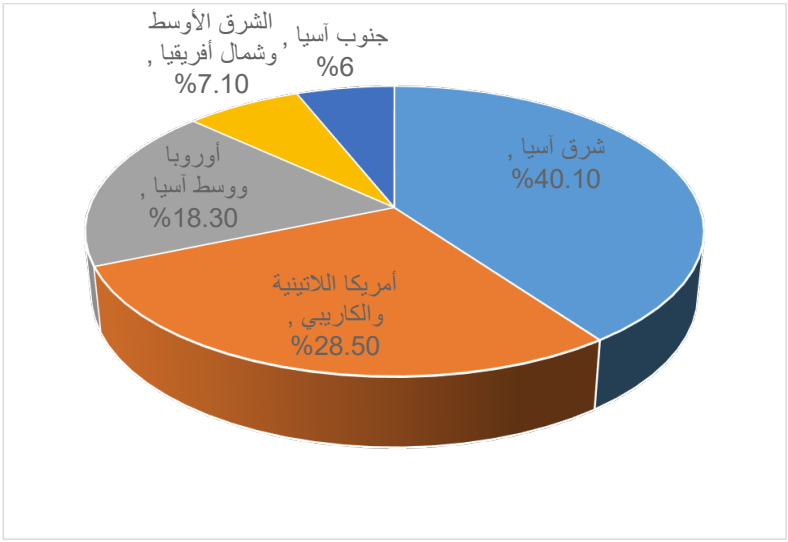
الشكل 3-22: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال حسب الدولة خلال الفترة 2015-2018
وتطور حصة الولايات المتحدة من إجمالي التجارة العالمية



مصدر البيانات: GIIGNL, 2015,2016,2017,2018 & 2019 Annual Reports

وقد بلغ العدد الإجمالي لشحنات الغاز الطبيعي المسال التي صدرتها الولايات المتحدة منذ شباط/فبراير 2016 وحتى نهاية آذار/مارس 2019 حوالي 705 شحنة إلى 35 دولة من إجمالي 42 دولة مستوردة للغاز الطبيعي المسال بحمولة إجمالية 2,333 مليار قدم مكعب (حوالي 48 مليون طن)، حيث استأثرت دول منطقة شرق آسيا بالنصيب الأكبر من حمولة الشحنات المصدرة[86] بنسبة 40.1% كما يبين الشكل 3-23 وبإجمالي 272 شحنة، ثم دول منطقة أمريكا اللاتينية والكاريبي بنسبة 28.5% بإجمالي 212 شحنة، ودول أوروبا ووسط آسيا بنسبة 18.3% بإجمالي 131 شحنة، ثم منطقة الشرق الأوسط وشمال أفريقيا والتي تضم عدداً من الأسواق الناشئة بنسبة 7.1% وبإجمالي 49 شحنة ، وأخيراً منطقة جنوب آسيا بنسبة 6% وبإجمالي 41 شحنة.

الشكل 3-23: توزيع صادرات الغاز الطبيعي المسال (المجمعة) من الولايات المتحدة حسب وجهة الاستقبال خلال الفترة من شباط/فبراير 2016 وحتى نهاية آذار/مارس 2019

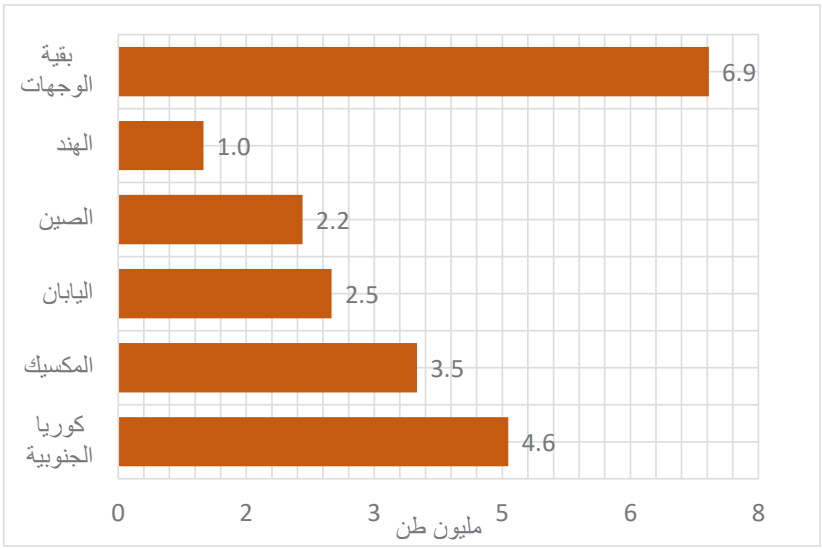


المصدر: وزارة الطاقة الأمريكية DOE

[86] يختلف حجم حمولة الشحنة الواحدة من مشتر لآخر حسب بنود التعاقد

على مستوى الدول المستوردة، استحوذت خمس دول على ثلثي إجمالي صادرت الولايات المتحدة عام 2018، حيث تصدرت كوريا الجنوبية قائمة الوجهات المستقبلة للصادرات الأمريكية بإجمالي 4.6 مليون طن بحصة 22.1% من إجمالي الصادرات، ثم المكسيك كثاني أكبر وجهة مستقبلة بإجمالي 3 مليون طن وبحصة 16.9%، ثم اليابان بإجمالي 2.5 مليون طن وبحصة 12.1%، والصين بإجمالي 2.2 مليون طن وبحصة 10.3%، والهند بإجمالي 1 مليون طن وبحصة 4.8%. وتنافس الولايات المتحدة بقوة في السوق الآسيوي مستندة على السعر التنافسي للغاز الطبيعي المسال الأمريكي المرتبط بسعر مركز هنري، مقارنة بسعر الغاز الطبيعي المسال في السوق الآسيوي المرتبط بأسعار النفط في أغلب العقود التقليدية. يبين الشكل 3-24، أكبر الدول المستوردة للغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة عام 2018.

الشكل 3-24: أكبر الدول المستوردة للغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة عام 2018



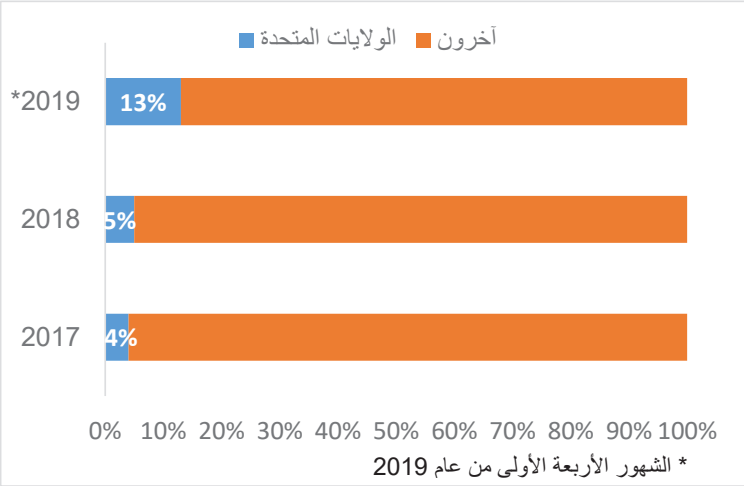
مصدر البيانات: GIIGNL, 2019 Annual Report

أما في السوق الأوروبي، الذي يعد الوجهة الرئيسية الثانية لصادرات الغاز الطبيعي المسال عالمياً، فقد تمكنت الولايات المتحدة من اختراق هذا السوق والظفر بحصة جيدة من إجمالي الشحنات المصدرة إليه في فترة وجيزة. حيث وقعت الولايات المتحدة والمفوضية الأوروبية مذكرة مشتركة في تموز/يوليو 2018 لتعزيز أطر التعاون في مجال الغاز الطبيعي المسال، وفيها اتفق الطرفان على زيادة صادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة إلى السوق الأوروبي، بهدف دعم سياسة الاتحاد الرامية إلى تنويع مصادر الإمدادات، وتحقيق أمن الطاقة[87]، والذي بدوره سيحقق أمن الطلب للجانب الأمريكي ويمهد الطريق أمام الولايات المتحدة للعب دول أكبر في منظومة الطاقة الأوروبية ومستقبلها.

وفي هذا الصدد، تشير البيانات الصادرة من المفوضية الأوروبية عام 2019، إلى أن حصة صادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة من إجمالي الصادرات إلى دول الاتحاد الأوروبي قد ارتفعت من 4% عام 2017 لتصل إلى 5% عام 2018 ثم إلى 13% خلال الشهور الأربعة الأولى من عام 2019 كما هو مبين بالشكل 3-25، وبذلك تصبح الولايات المتحدة ثالث أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال إلى السوق الأوروبي بعد دولة قطر، والجزائر. أما من الجانب الأمريكي، فقد ارتفعت حصة السوق الأوروبي من 10% عام 2017 إلى 11% عام 2018 ثم إلى 35% خلال الشهور الأربعة من عام 2019 في ضوء استمرار نمو الطلب على الغاز الطبيعي المسال في السوق الأوروبي كما هو مبين بالشكل 3-26. وتأتي هذه النتائج الجيدة، كتفعيل عملي لمذكرة التفاهم بين الجانبين الأوروبي والأمريكي.

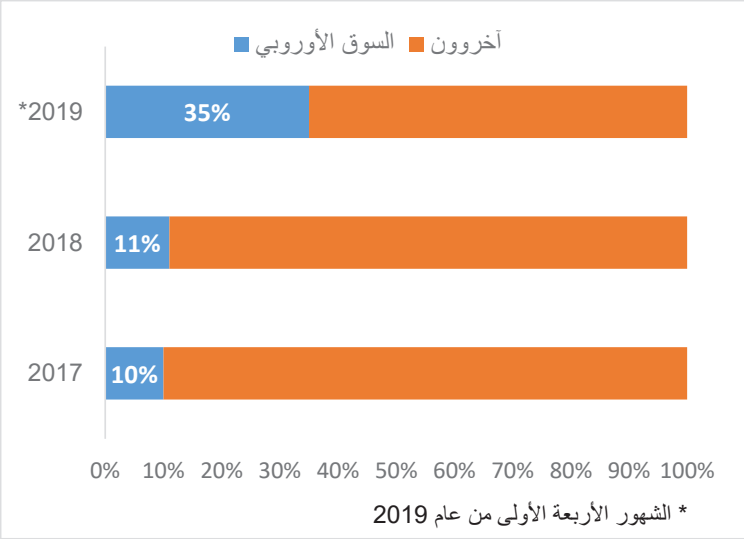
[87] European Commission;" EU-U.S. Joint Statement: Liquefied Natural Gas (LNG) imports from the U.S. continue to rise"; Press Release, March 8, 2019.

الشكل 3-25: حصة صادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة من إجمالي الصادرات إلى دول الاتحاد الأوروبي



المصدر: المفوضية الأوروبية

الشكل 3-26: حصة السوق الأوروبي من إجمالي صادرات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال



المصدر: المفوضية الأوروبية

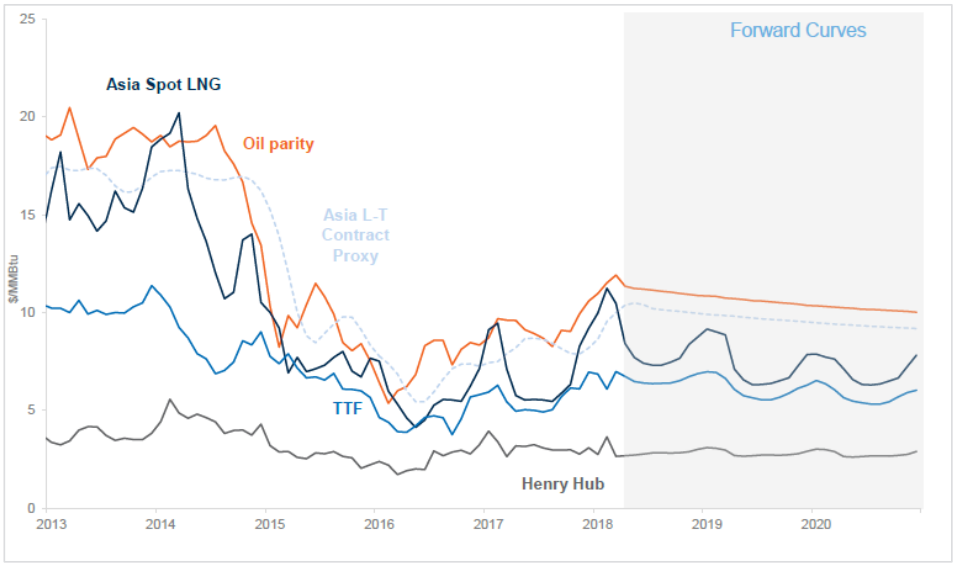
وتأتي هذه التطورات لتعطي دليلا واضحاً على أن طفرة غاز السجيل في الولايات المتحدة قد امتدت آثارها إلى كافة أسواق الطاقة العالمية، وعززت من مكانة الولايات المتحدة كلاعب مؤثر جديد في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال.

3-5-3: تنافسية الولايات المتحدة في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

لا شك أن دخول الولايات المتحدة كلاعب جديد في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال قد أشعل من حدة المنافسة خاصة في ظل الطفرة الحالية في الإمدادات لتزامن دخول مشاريع جديدة في كل من أستراليا وروسيا، والكاميرون، علاوة على تتميز به عقود الغاز الطبيعي المسال في المشاريع الأمريكية من مرونة عالية.

فمن السمات الرئيسية لعقود البيع، ربط سعر بيع الغاز الطبيعي المسال مع سعر الغاز الفوري في السوق الأمريكي وفق مركز هنري، وهو ما يعني فك ارتباط أسعار الغاز الطبيعي بأسعار النفط، الذي كان يعد السمة المميزة للغالبية العظمى من عقود بيع الغاز الطبيعي المسال التقليدية. وهذا النمط الجديد في التسعير، يتيح للمشترين التقليديين والجدد الاستفادة من تدني أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة للحصول على سعر تنافسي لشحنات الغاز الطبيعي المسال كما هو مبين بالشكل 3-27، مقارنة باتباع التسعير القائم على الربط مع أسعار النفط الخام التي شهدت ارتفاعاً كبيراً في الأسواق العالمية خلال العقد الأخير، وأدت بطبيعة الحال إلى ارتفاع أسعار الغاز الطبيعي المسال في الأسواق العالمية، خاصة الأسواق الآسيوية كاليابان وكوريا الجنوبية.

الشكل 3-27: تطور أسعار الغاز الطبيعي في الأسواق العالمية



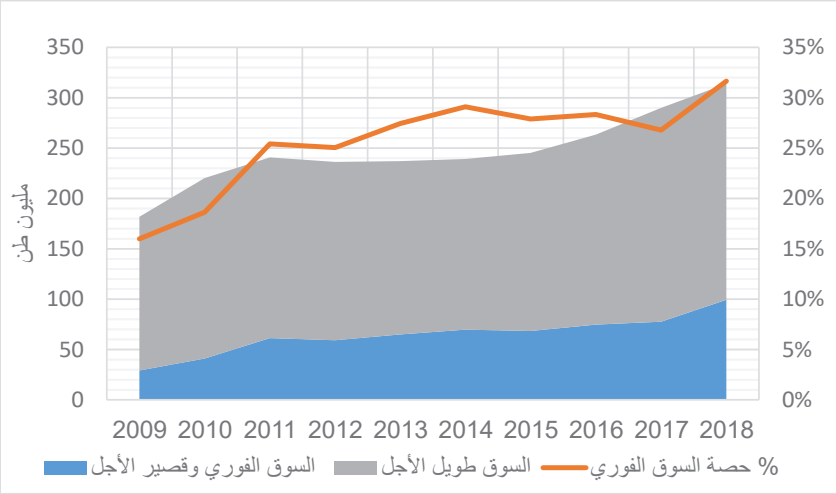
المصدر: Cheniere Energy

كما تتميز عقود الولايات المتحدة بمرونة عالية، حيث لا تتضمن البنود المتعلقة بتحديد وجهات التسليم (Destination Clauses) لشحنات الغاز الطبيعي المسال. وتعد بنود تحديد وجهات التسليم من الأمور التي شهدت جدلاً واسعاً من جانب المشترين الكبار في السوق العالمي كاليابان مع المنتجين التقليديين، حيث تشترط أغلب عقود البيع والشراء التاريخية على أن يتم تسليم شحنة الغاز الطبيعي في المسال إلى الوجهة المحددة في العقد، مع عدم وجود مرونة في تغيير الوجهة، وهو الأمر الذي دفع مشتري الغاز الطبيعي المسال إلى طلب إعادة التفاوض مع المنتجين بخصوص تلك البنود التعاقدية وإبداء مرونة أكثر عبر تغيير وجهة التسليم حسب الحاجة أو إعادة بيع الشحنات إلى أسواق أخرى.

أما في الحالة الأمريكية، فمن حق المشتري استلام الشحنة من محطة الإسالة وتوجيهها إلى أي وجهة، وهو ما يمثل أيضاً نقلة في النمط التقليدي لعقود البيع والشراء في صناعة الغاز الطبيعي المسال. وبالتالي فإن عقود شراء الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة، تقدم المزيد من المرونة في السوق العالمي الذي يهيمن عليه تاريخياً العقود طويلة الأمد ذات الوجهات المحددة في التسليم[88].

وفي هذا الصدد، فقد ظهر تأثير دخول الولايات المتحدة جلياً على نمو حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل، والتي ظلت شبه مستقرة عند 28% من إجمالي التجارة العالمية خلال السنوات الأخيرة حتى عام 2017، كما هو مبين بالشكل 3-28، حيث ارتفعت حصة مبيعات السوق الفوري وقصير الأجل إلى 32% عام 2018، بعد أن وصل حجم المبيعات إلى حوالي 99.3 مليون طن بزيادة 21.7 مليون طن عن مبيعات عام 2017.

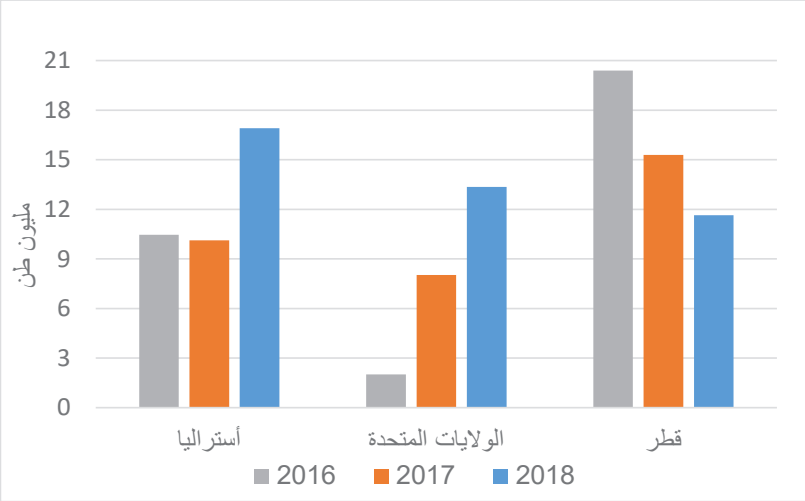
الشكل 3-28: تطور مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل خلال الفترة 2018-2009



[88] أوابك، دراسة " الغاز الطبيعي المسال ودوره في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة"، كانون الأول/ديسمبر 2017.

بل وأصبحت الولايات المتحدة ثاني أكبر مورد لمبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل خلف أستراليا مستحوذة على حصة 13.5% من إجمالي المبيعات، بينما تراجعت دولة قطر إلى المرتبة الثالثة خلف الولايات المتحدة لتفقد مكانتها التاريخية كأكبر مزود لشحنات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل كما هو مبين بالشكل 3-29.

الشكل 3-29: تطور حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل من كل من دولة قطر، وأستراليا والولايات المتحدة

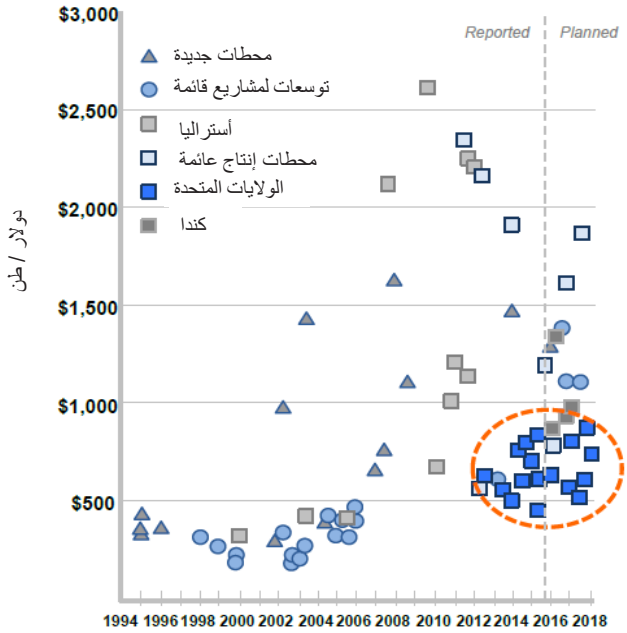


مصدر البيانات: GIIGNL, 2019 Annual Report

ومن أبرز السمات المميزة لمشاريع الإسالة في الولايات المتحدة، اتباع نموذج الرسوم أو نموذج هجين معه في الاتفاقيات المبرمة مع المشترين. حيث بات بإمكان المشترين رفض استلام الشحنة حسب توقعات الطلب في الأسواق المستهدفة، وتحمل فقط الرسوم الثابتة (3 دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية كحد أقصى) بدلاً من تحمل كامل تكلفة الشحنة كما هو الحال في عقود البيع التقليدية القائمة على نظام الدفع أو الاستلام (Take-or-Pay).

كما تتميز مشاريع الإسالة في الولايات المتحدة بأنها تتطلب تكاليف رأسمالية أقل حيث أن بعضها قائم على مرافئ سابقة لاستقبال الغاز الطبيعي المسال، وبالتالي يمكن الاستفادة من البنية التحتية القائمة من صهاريج تخزين، وأرصفة تحميل، وخطوط أنابيب لنقل الغاز. فمتوسط التكلفة الرأسمالية لمشاريع الإسالة الجديدة في الولايات المتحدة يتراوح من 600-800 دولار لكل طن/السنة من الطاقة التصميمية كما هو مبين بالشكل 3-30، بينما تصل التكلفة الرأسمالية في بعض المشاريع الجديدة في أستراليا على سبيل المثال إلى أكثر من 2,000 دولار لكل طن/السنة من الطاقة التصميمية، ولذا تعد المشاريع الأمريكية الأقل في التكلفة على مستوى العالم[89].

الشكل 3-30: التكلفة الاستثمارية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال
(دولار/طن في السنة)



المصدر: Cheniere Energy

[89] IFRI, The US natural gas exports"; June 2016.

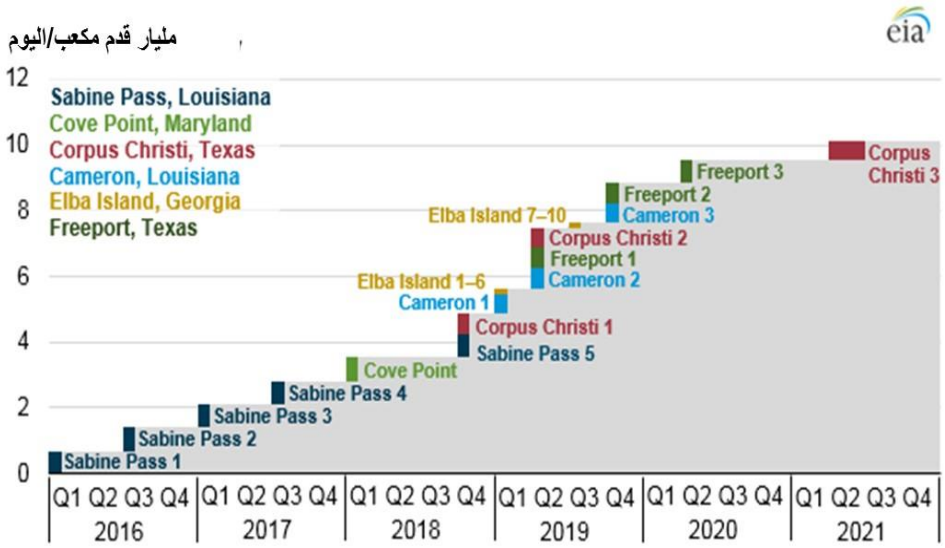
3-5-4: الآفاق المستقبلية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة

بخلاف المشاريع الثلاثة التي دخلت حيز التشغيل، فالعمل لا يزال جارياً في تنفيذ حزمة أخرى من المشاريع في الولايات المتحدة، بعضها يمثل استكمالاً للمشاريع التي تم تشغيلها مثل مشروع Chorpus Christi في ولاية تكساس. وإجمالاً، فقد بلغ عدد المشاريع قيد الإنشاء عام 2019 أربعة مشاريع كما هو مبين بالجدول 3-4. وستساهم هذه المشاريع مجتمعة حال اكتمال بنائها وتشغيلها بكامل طاقتها الإنتاجية في رفع إجمالي طاقة الإسالة في الولايات المتحدة إلى 9.6 مليار قدم مكعب/اليوم بحلول عام 2020 ثم إلى 10.4 مليار قدم مكعب/اليوم بحلول عام 2021 كما يبين الشكل 3-31.

الجدول 3-4: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال تحت الإنشاء في الولايات المتحدة، مطلع عام 2019

المشروع	عدد وحدات الإسالة	الطاقة الإجمالية مليون طن/السنة	تاريخ التشغيل المتوقع	ملاحظات
Corpus Christi LNG	2	9	الوحدة الثانية عام 2019 الوحدة الثالثة عام 2021	المشروع يضم ثلاث وحدات، وتم تشغيل الوحدة الأولى بالفعل في مايو 2019
Elba Island LNG	10	2.5	2019	سيتم تشغيل الوحدات واحدة تلو الأخرى خلال عام 2019
Cameron LNG	3	13.5	2019	بدأ بالفعل تشغيل وحدة الإسالة الأولى في المشروع في يونيو 2019
Freeport LNG	3	15	الوحدة الأولى 2019	الوحدة دخلت في اختبارات التشغيل، ويتوقع تصدير أول شحنة تجارية في سبتمبر 2019
			الوحدة الثانية 2019	لا زالت الوحدة تحت الإنشاء
			الوحدة الثالثة 2020	
الإجمالي	**18**	**40**	-	-

الشكل 3-31: مشاريع تصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة خلال الفترة 2016-2021



المصدر: إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

ففي ولاية تكساس، لا يزال العمل جارياً في وحدة الإسالة الثانية والثالثة في مشروع Chorpus Christi حيث يتوقع تشغيل الوحدة الثانية بطاقة 4.5 مليون طن/السنة نهاية الربع الثاني من عام 2019، وتشغيل الوحدة الثالثة بطاقة 4.5 مليون طن/السنة خلال النصف الثاني من عام 2021، ليصل إجمالي طاقة الإسالة بالمشروع إلى 13.5 مليون طن/السنة.

وفي **ولاية جورجيا**، لا يزال العمل جارياً في مشـــروع Elba Island الذي يضـــم 10 وحدات إســـالة نموذجية (Modular Units) بطاقة إجمالية 2.5 مليون طن/السنة وباستثمارات 2 مليار دولار[90].

[90] Chron;" Kinder Morgan sets service date for Elba Island LNG, moves forward on Gulf LNG"; April 18, 2019.

والمشروع مقام على أرض مرفأ Elba Island لاستيراد الغاز الطبيعي المسال كما هو مبين بالشكل 3-32، وسيتم تنفيذه على مرحلتين، حيث تضم المرحلة الأولى بناء وتشغيل ست وحدات (من الوحدة الأولى إلى الوحدة السادسة) بطاقة إجمالية 1.5 مليون طن/السنة، أما المرحلة الثانية فتضم تشغيل الوحدات الأربع المتبقية (من الوحدة السابعة إلى الوحدة العاشرة) بطاقة إجمالية 1 مليون طن/السنة، ومن المخطط أن يدخل المشروع بمرحلتيه في التشغيل التجاري خلال العام الجاري 2019[91].

الشكل 3-32: مشروع Elba Island لتصدير الغاز الطبيعي المسال في ولاية جورجيا، بالولايات المتحدة

المصدر: وزارة الطاقة الأمريكية DOE

[91] World LNG News;"US Elba Island LNG export project pushed back again"; October 18, 2018.

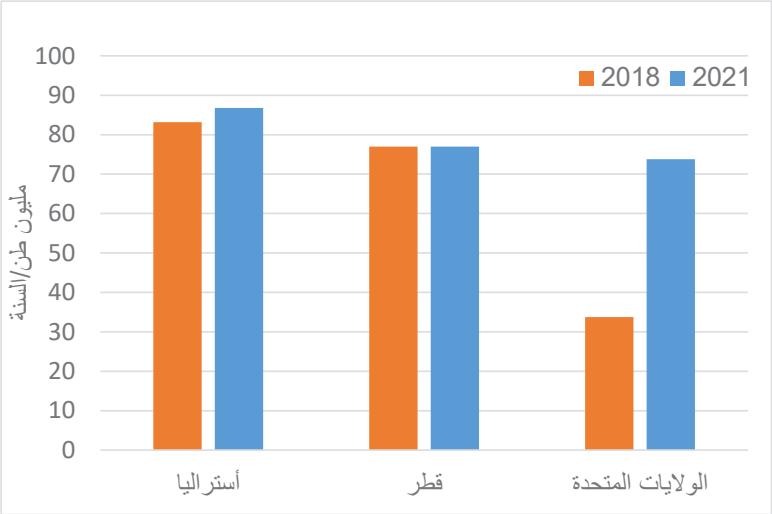
كما يوجد مشروع **Cameron LNG** لتصدير الغاز الطبيعي المسال في ولاية لويزيانا، وهو يضم ثلاث وحدات إسالة بطاقة إجمالية 13.5 مليون طن/السنة (4.5 مليون طن/السنة لكل وحدة) باستثمارات 10 مليار دولار، وقد بدأ تشغيل وحدة الإسالة الأولى وتحميل أولى الشحنات في مطلع حزيران/يونيو 2019 [92]، ومن المخطط دخول الوحدات المتبقية بالمشروع تباعاً خلال العام الجاري 2019.

أما في ولاية تكساس، فيوجد مشروع Freeport LNG، الذي سيقام على أرض مرفأ Free Port لاستقبال الغاز الطبيعي المسال. والمشروع يضم ثلاث وحدات إسالة بطاقة إجمالية 15 مليون طن/السنة، ومن المخطط تشغيل وحدة الإسالة الأولى في هذا المشروع العملاق خلال العام الجاري 2019، بينما يتوقع دخول وحدة الإسالة الثانية في طور التشغيل خلال الربع الأول من عام 2020، ووحدة الإسالة الثالثة خلال الربع الثالث من عام 2020.

وبحلول عام 2021، سوف تساهم هذه المشاريع حال استكمال بنائها وتشغيلها وفق المخطط الزمنية المعلنة في رفع طاقة الإسالة الإجمالية في الولايات المتحدة بنحو 40 مليون طن/السنة، لتصبح ثالث أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال بطاقة إجمالية 74 مليون طن/السنة، خلف أستراليا التي تتصدر دول العالم بطاقة 87 مليون طن/السنة، ودولة قطر التي ستقف عند المرتبة الثانية عند طاقة إنتاجية قدرها 77 مليون طن/السنة كما هو مبين بالشكل 3-33.

[92] Chiyoda Corp.; " CAMERON LNG Project Commences LNG Shipment" press release, June 3, 2019.

الشكل 3-33: تطور طاقة الإسالة في كل من أستراليا، وقطر والولايات المتحدة بحلول عام 2021



وبخلاف المشاريع الجارية، يوجد مجموعة ضخمة من المشاريع المقترحة لتصدير الغاز الطبيعي المسال، وجميعها قد حصل بالفعل على كافة الموافقات من لجنة تنظيم الطاقة الفيدرالية، والإدارة البحرية الأمريكية، ووزارة الطاقة الأمريكية للبدء في تنفيذها. وكما يبين الجدول 3-5، يوجد تسعة مشاريع مقترحة للتنفيذ، بواقع أربعة مشاريع في ولاية لويزيانا، وأربعة مشاريع في ولاية تكساس، ومشروع واحد في المياه العميقة في خليج تكساس تحت إشراف الإدارة البحرية الأمريكية، ويصل إجمالي الطاقة التصميمية لهذه المشاريع مجتمعة إلى قرابة 109 مليون طن/السنة.

وقد اتخذت الشركات المطورة، قرار الاستثمار النهائي في ثلاثة مشاريع من هذه الحزمة المقترحة، ومنها مشروع Golden Pass في ولاية تكساس بطاقة إجمالية 16.5 مليون طن/السنة وباستثمارات 10 مليار دولار وهو مشروع مشترك بين شركة Exxon Mobil الأمريكية وشركة قطر

للبترول[93]، ومشروع Calcasieu Pass في ولاية لويزيانا بطاقة 10 مليون طن/السنة، وتقوم على تنفيذه شركة Venture Global. وأخيراً مشروع بناء وحدة الإسالة السادسة في مشروع Sabine Pass بطاقة 4.5 مليون طن/السنة. وستساهم المشاريع الثلاثة سالفة الذكر حال تنفيذها وتشغيلها خلال السنوات الخمس المقبلة، في إضافة نحو 30.8 مليون طن/السنة، لتصل طاقة الإسالة الإجمالية في الولايات المتحدة إلى 104.5 مليون طن/السنة بحلول عام 2025/2024.

الجدول 3-5: المشاريع المقترحة لتصدير الغاز الطبيعي المسال في الولايات المتحدة، مطلع عام 2019

المشروع	الولاية	عدد وحدات الإسالة	الطاقة الإجمالية *مليون طن/السنة*	ملاحظات
Calcasieu Pass	لويزيانا	10	10	تم اتخاذ قرار الاستثمار النهائي للبدء في تنفيذ المشروع
Golden Pass	تكساس	3	15.6	تم اتخاذ قرار الاستثمار النهائي للبدء في تنفيذ المشروع في فبراير 2019
Sabine Pass Train 6	تكساس	1	5.2	تم اتخاذ قرار الاستثمار النهائي للبدء في بناء الوحدة في يونيو 2019
Magnolia LNG	لويزيانا	غ.م	8	
Lake Charles LNG	لويزيانا	3	16.5	
Delfin FLNG	المياه العميقة	4	12	
Driftwood LNG	لويزيانا	5	23	
Port Arthur LNG	تكساس	2	13.5	
Freeport LNG Train 4	تكساس	1	5.1	
الإجمالي	-	**29**	**108.9**	-

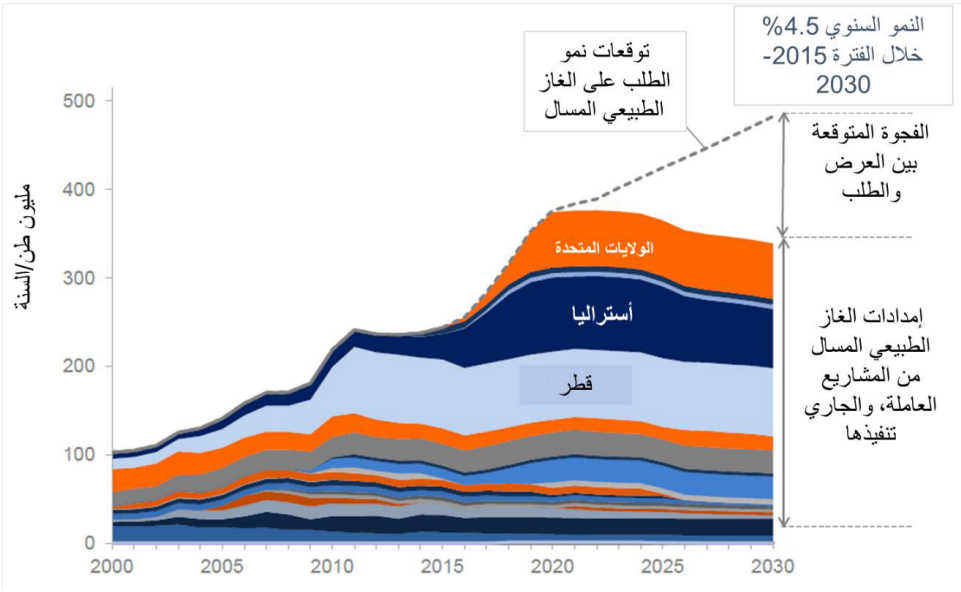
المصادر: -وزارة الطاقة الأمريكية DOE

-Alerian, US LNG Export Growth and the Benefits to Midstream, July 2018.

[93] ExxonMobil;" ExxonMobil, Qatar Petroleum to proceed with Golden Pass LNG export project"; Press Release; February 5, 2019.

وستجد هذه المشاريع المقترحة حافزاً قوياً للتنفيذ، حيث من المتوقع أن يستمر الطلب على الغاز الطبيعي المسال في النمو، بما يفوق الإمدادات من محطات الإسالة القائمة والمشاريع التي يُجرى تنفيذها، لتنشأ فجوة بين العرض والطلب تصل إلى 80 مليون طن/السنة بحلول عام 2025 ثم إلى 125 مليون طن/السنة بحلول عام 2030 كما هو مبين بالشكل 3-34، ويعود ذلك إلى تراجع الاستثمارات في عدد من مشاريع الإسالة في بعض المناطق بسبب تقلبات الأسعار في السنوات الأخيرة والتي دفعت الشركات إلى تقليص استثماراتها. لكن سيتطلب ذلك نجاح الشركات المطورة لمشاريع الإسالة المقترحة في الولايات المتحدة في إبرام عقود تجارية طويلة الأمد مع المشترين المحتملين لتوفير التمويل اللازم للتنفيذ، وهو ما يعد تحدياً أمام تلك الشركات حيث باتت تميل شهية المشترين في الوقت الراهن نحو إبرام عقود قصيرة الأمد أو الشراء من السوق الفوري في ظل وفرة الإمدادات.

الشكل 3-34: توقعات العرض والطلب على الغاز الطبيعي المسال حتى عام 2030



المصدر: Cheniere Energy

الخلاصة والاستنتاجات

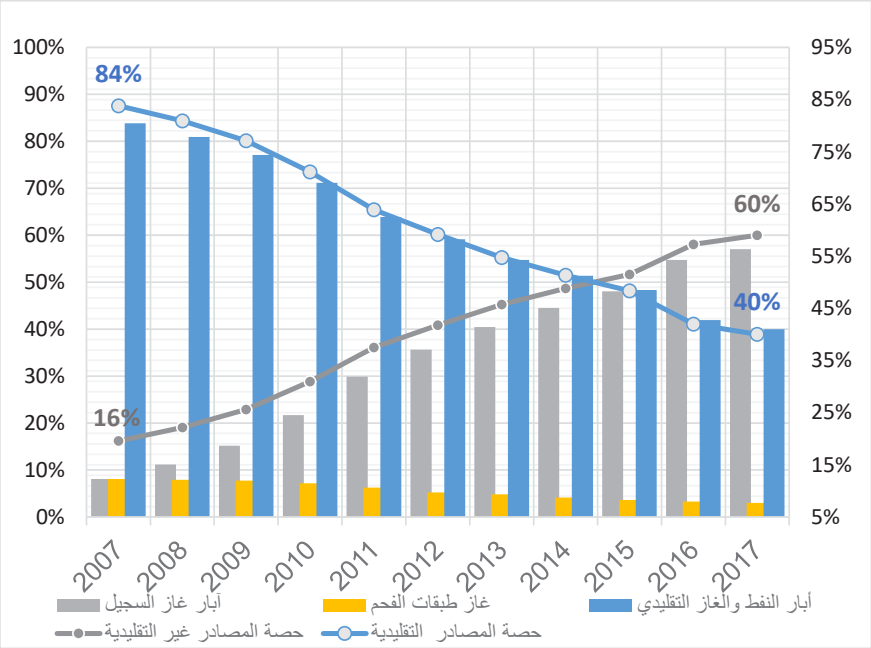
1: طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من مصادره غير التقليدية في الولايات المتحدة وتداعياتها على القطاعات الاقتصادية

اعتمد العالم على مدار عقود على مصادر الغاز التقليدية في تلبية احتياجاته من هذا المورد الحيوي، وهي لا تزال تساهم بالنصيب الأكبر في إنتاج الغاز الطبيعي في عالم اليوم، كما أنها تعد الأسهل والأقل تكلفة في التطوير مقارنة ببقية المصادر التي تعد غير تقليدية كونها تنطوي على بعض الصعوبات الفنية والاقتصادية لاستخراجها.

إلا أن سوق الطاقة العالمي قد شهد في الآونة الأخيرة ظهور ما يعرف بثورة أو طفرة إنتاج الغاز الطبيعي من المصادر غير التقليدية وبالأخص مصادر غاز السجيل. ويعود ذلك في المقام الأول إلى التطور التقني بقيادة الولايات المتحدة في عمليات الحفر الأفقي الموجه والتشقيق الهيدروليكي. ولعل أول ما يتبادر إلى الذهن أن هذه التقنيات حديثة، لكن في الحقيقة هي مستخدمة منذ عدة عقود في الصناعة البترولية، حيث يعود تطبيق الحفر الأفقي إلى الثلاثينات من القرن الماضي، بينما بدأ استخدام التشقيق الهيدروليكي منذ فترة الخمسينات. لكن ما شهدته هذه التقنيات من تطور هائل، ساهم في خفض تكلفة استخدامها، والوقت اللازم لحفر وإكمال الآبار. ومع صعود أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، بات استغلال المصادر غير التقليدية مجدياً من الناحية الاقتصادية. وقد أسفر ذلك عن تحقيق طفرة غير مسبوقة في إنتاج الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة، مكنتها من تصدر دول العالم كأكبر منتج للغاز منذ عام 2009، متفوقة على روسيا الاتحادية التي ظلت محتفظة بهذه المكانة لسنوات، وبات يشكل إنتاجها نحو 25% من الإنتاج العالمي. وقد وصل إنتاج الغاز من المصادر غير التقليدية (مصادر السجيل وطبقات الفحم) في الولايات المتحدة قد بلغ قرابة 55 مليار

قدم مكعب/اليوم في عام 2017، وهو ما يعادل نحو 60% من إجمالي إنتاجها من الغاز، وذلك مقارنة بنحو 16% فقط عام 2007 كما هو مبين بالشكل-1.

الشكل-1: تطور حصة مصادر الغاز غير التقليدية من إجمالي الإنتاج في الولايات المتحدة خلال الفترة 2007-2017



المصدر: بيانات محسوبة استناداً إلى بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA

كما كان لطفرة الإنتاج من المصادر غير التقليدية تداعياتها المباشرة على اقتصاديات عدة قطاعات التي استفادت من توافر إمدادات الغاز في الولايات المتحدة بأسعار تنافسية، ففي قطاع توليد الكهرباء أصبح الغاز الطبيعي الوقود الرئيسي المستخدم بحصة 35.1% في عام 2018 مقارنة بـ 21% في عام 2008، وذلك على حساب حصة الفحم التي تراجعت بشكل حاد لتصل إلى 27.4% عام 2018 مقارنة بـ 48.2% عام 2008. بل ومن المتوقع أن يستمر إيقاف محطات الكهرباء العاملة بالفحم مع تشغيل محطات توليد جديدة تعمل بالغاز الطبيعي ومعها محطات الطاقة المتجددة

وبالأخص الطاقة الشمسية ومزارع الرياح، ليهيمن الغاز الطبيعي والطاقة المتجددة في قطاع الكهرباء في الولايات المتحدة خلال العقود المقبلة بحصة 50% بحلول عام 2050، وذلك خلافاً للعقود السابقة التي هيمن فيها الفحم والطاقة النووية.

كما كان لطفرة غاز السجيل تداعياتها على قطاع الصناعات التحويلية في الولايات المتحدة، الذي يعد أحد أكبر القطاعات المستهلكة للغاز. فالقطاع ظل يعاني من تراجع في العقود الأخيرة بسبب المنافسة الشديدة، وتباطؤ الاقتصاد، والتحول أكثر نحو القطاع الخدمي، علاوة على ارتفاع أسعار الطاقة محلياً بسبب ارتفاع تكاليف الاستيراد، وهي الظروف التي دفعت الصناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة إلى الخروج من الولايات المتحدة. بيد أن توافر إمدادات الغاز المحلي بمعدلات كبيرة وبأسعار تنافسية، كان له أثراً مباشراً على جذب الاستثمارات في صناعة البتروكيماويات وبعض المشاريع الصناعية الأخرى، لينتعش الطلب مجدداً على الغاز في هذا القطاع المؤثر.

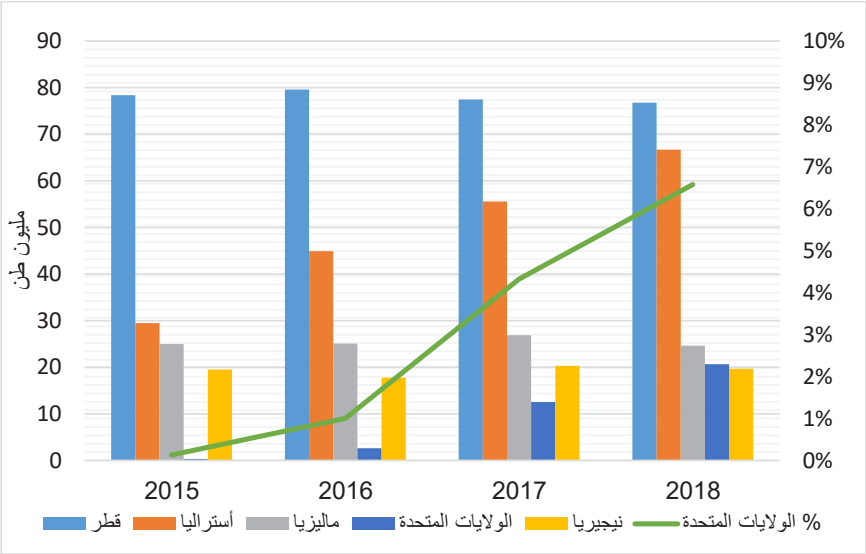
2: تداعيات طفرة المصادر غير التقليدية في الولايات المتحدة على السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال

ساهمت طفرة السجيل التي جاءت ثمرة عقد كامل من عمليات البحث والإنتاج المكثفة والناجحة في تدشين مرحلة جديدة في تاريخ الولايات المتحدة، بتنفيذ مشاريع لتصدير الغاز الطبيعي المسال في عدد كبير من الولايات الأمريكية المنتجة لغاز السجيل. وقد سطرت الولايات المتحدة مرحلة جديدة في تاريخها في مجال صناعة الغاز الطبيعي المسال، بعد تشغيل أولى مشاريع الإسالة في ولاية لويزيانا عام 2016، والتي أعقبها تشغيل مشاريع أخرى في ولاية ميريلاند وتكساس. وقد ساهمت المشاريع الثلاثة التي دخلت حيز التشغيل في رفع صادرات الولايات المتحدة من الغاز الطبيعي المسال إلى 20.65 مليون طن عام 2018 مقارنة بـ 0.3 مليون طن فقط عام 2015.

وفي تطور لافت، تحولت الولايات المتحدة عام 2017 من بلد ظل على مدار 60 عاماً **"مستورد صاف للغاز"، إلى بلد "مصدر صاف للغاز".**

ومن الانعكاسات المباشرة لدخول الولايات المتحدة في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال هو تمكنها في فترة وجيزة من اختراق كافة الأسواق العالمية، بل وتبوؤ مكانة متقدمة بين مجموعة الدول الكبرى المصدرة. حيث أصبحت رابع أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال بعد دولة قطر، وأستراليا، وماليزيا في أقل من ثلاث سنوات من تشغيل الحزمة الأولى من المشاريع الجديدة، وبلغت حصتها السوقية العالمية عام 2018 حوالي 6% مقارنة بـ 0.1% فقط عام 2015 كما يبين الشكل-2.

الشكل -2: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسال حسب الدولة خلال الفترة 2015-2018 وتطور حصة الولايات المتحدة من إجمالي التجارة العالمية



مصدر البيانات: GIIGNL, 2015,2016,2017,2018 & 2019 Annual Reports

وتنافس الولايات المتحدة بقوة في السوق الآسيوي مستندة على السعر التنافسي للغاز الطبيعي المسال الأمريكي المرتبط بسعر مركز هنري، مقارنة بسعر الغاز

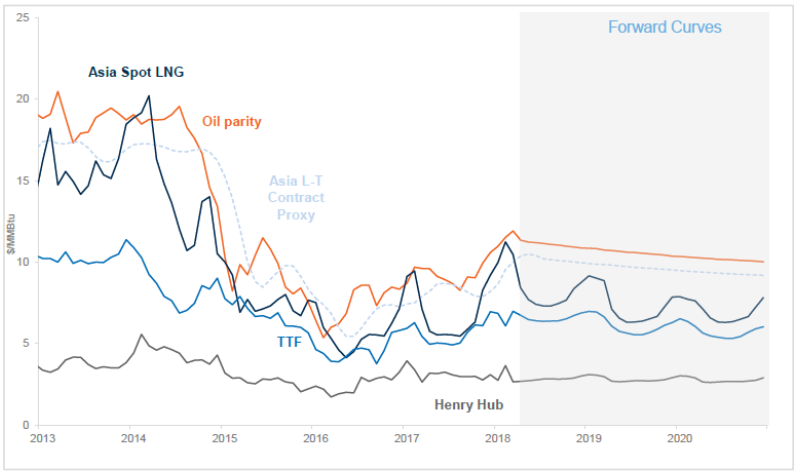
الطبيعي المسال في السوق الآسيوي المرتبط بأسعار النفط في أغلب العقود التقليدية. أما في السوق الأوروبي، فقد تمكنت الولايات المتحدة من اختراق هذا السوق والظفر بحصة جيدة من إجمالي الشحنات المصدرة إليه في فترة وجيزة حيث أصبحت ثالث أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال إلى أوروبا بعد قطر والجزائر بحصة 13%. ووقعت الولايات المتحدة والمفوضية الأوروبية مذكرة مشتركة في تموز/يوليو 2018 لتعزيز أطر التعاون في مجال الغاز الطبيعي المسال، وفيها اتفق الطرفان على زيادة صادرات الغاز الطبيعي المسال من الولايات المتحدة إلى السوق الأوروبي، بهدف دعم سياسة الاتحاد الرامية إلى تنويع مصادر الإمدادات، وتحقيق أمن الطاقة، وتعزيز الشراكة مع الوليات المتحدة في مجال الطاقة. وتأتي هذه التطورات لتعطي دليلا واضحاً على أن طفرة غاز السجيل في الولايات المتحدة قد امتدت آثارها إلى كافة أسواق الطاقة العالمية، وعززت من مكانة الولايات المتحدة كلاعب مؤثر في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال.

لا شك أن دخول الولايات المتحدة كلاعب جديد في السوق العالمي للغاز الطبيعي المسال قد أشعل بدوره حدة المنافسة خاصة في ظل الطفرة الحالية في الإمدادات لتزامن دخول مشاريع جديدة في كل من أستراليا وروسيا وغيرهما، علاوة على ما تتميز به عقود المشاريع الأمريكية من مرونة عالية. فمن السمات الرئيسية لعقود البيع، ربط سعر بيع الغاز الطبيعي المسال مع سعر الغاز الفوري في السوق الأمريكي وفق مركز هنري، وهو ما يعني فك ارتباط أسعار الغاز الطبيعي بأسعار النفط، الذي كان يعد السمة المميزة للغالبية العظمى من عقود بيع الغاز الطبيعي المسال التقليدية.

وهذا النمط الجديد في التسعير، يتيح للمشترين التقليديين والجدد الاستفادة من تدني أسعار الغاز الطبيعي في الولايات المتحدة للحصول على سعر تنافسي لشحنات الغاز الطبيعي المسال كما هو مبين بالشكل-3، مقارنة باتباع التسعير القائم على الربط

مع أســـعار النفط الخام التي شـــهدت ارتفاعاً كبيراً في الأســـواق العالمية خلال العقد الأخير، وأدت بطبيعة الحال إلى ارتفاع أســـعار الغاز الطبيعي المســـال في الأســـواق العالمية، خاصة الأسواق الآسيوية كاليابان وكوريا الجنوبية.

الشكل-3: تطور أسعار الغاز الطبيعي في الأسواق العالمية



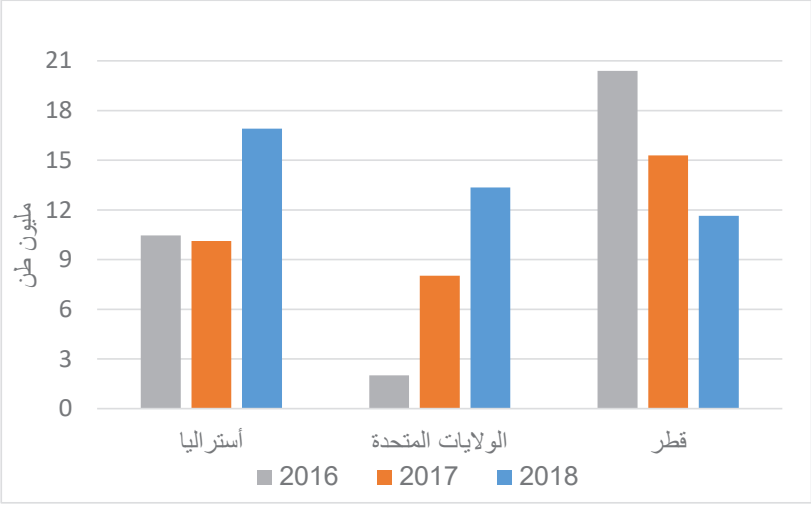
المصدر: Cheniere Energy

ومن جانب آخر، فقد بات بإمكان المشـــترين وفق نموذج الرســـوم أو نموذج هجين معه الذي تتبعه مشاريع الإسالة في الولايات المتحدة، رفض استلام الشحنة إذا اقتضت الظروف، وتحمل فقط الرسوم الثابتة (3 دولار/مليون وحدة حرارية بريطانية كحد أقصـــى) بدلاً من تحمل كامل تكلفة الشـــحنة كما هو الحال في عقود البيع التقليدية القائمة على نظام الدفع أو الاستلام (Take-or-Pay).

وفي هذا الصـــدد، فقد ظهر تأثير دخول الولايات المتحدة جلياً على نمو حجم مبيعات الغاز الطبيعي المســـال في الســـوق الفوري وقصـــير الأجل، والتي ظلت شـــبه مســـتقرة عند 28% من إجمالي التجارة العالمية خلال الســـنوات الأخيرة حتى عام 2017، حيث ارتفعت حصـــة مبيعات الســـوق الفوري وقصـــير الأجل إلى 32% عام

2018، بعد أن وصل حجم المبيعات إلى حوالي 99.3 مليون طن بزيادة 21.7 مليون طن عن مبيعات عام 2017. حيث أصبحت الولايات المتحدة ثاني أكبر مورد لمبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل خلف أستراليا مستحوذة على حصة 13.5% من إجمالي المبيعات كما هو مبين بالشكل-4، بينما تراجعت دولة قطر إلى المرتبة الثالثة خلف الولايات المتحدة لتفقد مكانتها التاريخية كأكبر مزود لشحنات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل.

الشكل-4: تطور حجم مبيعات الغاز الطبيعي المسال في السوق الفوري وقصير الأجل من كل من دولة قطر، وأستراليا والولايات المتحدة



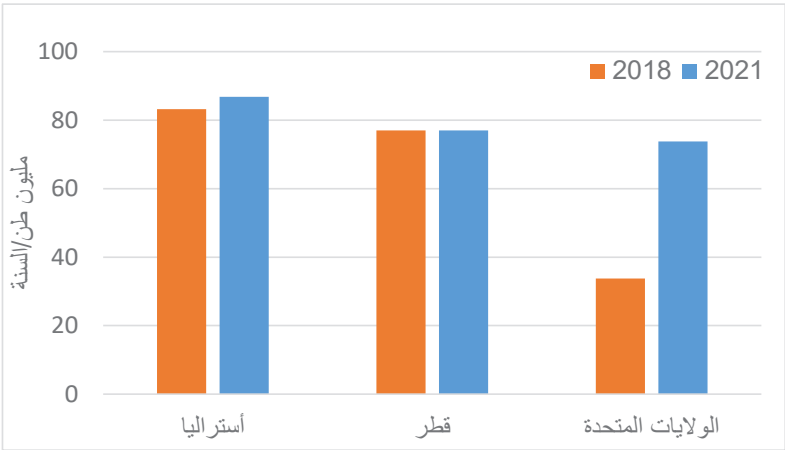
مصدر البيانات: GIIGNL, 2019 Annual Report

وتتميز مشاريع الإسالة في الولايات المتحدة بأنها تتطلب تكاليف رأسمالية أقل حيث أن بعضها قائم على استغلال مرافئ سابقة لاستقبال الغاز الطبيعي المسال، وبالتالي يمكن الاستفادة من البنية التحتية القائمة من صهاريج تخزين، وأرصفة تحميل، وخطوط أنابيب لنقل الغاز. فمتوسط التكلفة الرأسمالية لمشاريع الإسالة الجديدة في الولايات المتحدة يبلغ 600-800 دولار لكل طن/السنة من الطاقة

التصميمية، بينما تصل التكلفة الرأسمالية في بعض المشاريع الجديدة في أستراليا على سبيل المثال إلى أكثر من 2000 دولار لكل طن/السنة من الطاقة التصميمية، ولذا تعد المشـــاريع الأمريكية الأقل في التكلفة على مســـتوى العالم. وهو ما شـــجع العديد من الشركات إلى الاستثمار في مشاريع الإسالة في الولايات المتحدة للاستفادة من التكلفة الرأسمالية المنخفضة، وتوافر إمدادات الغاز المحلي بأسعار رخيصة.

وإجمالاً، فقد وصل عدد المشاريع قيد الإنشاء عام 2019 إلى أربعة مشاريع، وســـتســـاهم في رفع طاقة الإســـالة الإجمالية في الولايات المتحدة بنحو 40 مليون طن/السنة، لتصبح الولايات المتحدة ثالث أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسال بحلول عام 2021 بطاقة إجمالية 74 مليون طن/السنة، خلف أستراليا التي ستتصدر دول العالم بطاقة 87 مليون طن/السنة، ودولة قطر التي ستتراجع إلى المرتبة الثانية عند طاقة إنتاجية قدرها 77 مليون طن/السنة كما هو مبين بالشكل -5.

الشكل -5: تطور طاقة الإسالة في كل من أستراليا، وقطر والولايات المتحدة بحلول عام 2021

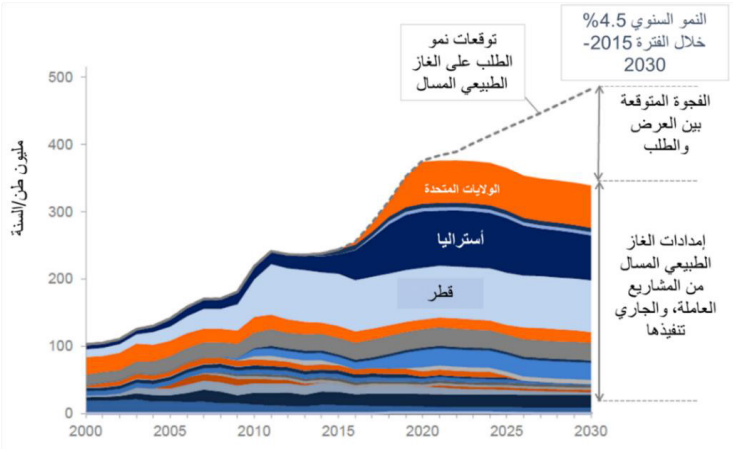


وبخلاف المشـــاريع الجارية، يوجد مجموعة ضـــخمة من المشـــاريع المقترحة لتصدير الغاز الطبيعي المسال، بواقع أربعة مشاريع في ولاية لويزيانا، وأربعة مشاريع

في ولاية تكساس، ومشروع واحد في المياه العميقة في خليج تكساس، ويصل إجمالي الطاقة التصميمية لهذه المشاريع مجتمعة إلى قرابة 109 مليون طن/السنة. وفي حال تنفيذ هذه المشاريع، ستتصدر الولايات المتحدة قائمة الدول المصدرة للغاز الطبيعي المسال لعقود قادمة.

ومن المتوقع أن تجد هذه المشاريع المقترحة حافزاً قوياً للتنفيذ، حيث تشير التوقعات إلى أن الطلب العالمي على الغاز الطبيعي المسال سيستمر في النمو، بما يفوق الإمدادات، لتنشأ فجوة بين العرض والطلب تصل إلى 80 مليون طن/السنة بحلول عام 2025 ثم إلى 125 مليون طن/السنة بحلول عام 2030 كما هو مبين بالشكل-6، ويعود ذلك إلى تراجع الاستثمارات في عدد من مشاريع الإسالة في بعض المناطق بسبب تقلبات الأسعار في السنوات الأخيرة والتي دفعت بعض الشركات إلى تقليص استثماراتها. لكن سيتطلب ذلك نجاح الشركات المطورة لمشاريع الإسالة المقترحة في الولايات المتحدة في إبرام عقود تجارية طويلة الأمد مع المشترين المحتملين لتوفير التمويل اللازم للتنفيذ، وهو ما يعد تحدياً أمام تلك الشركات حيث باتت تميل شهية المشترين في الوقت الراهن نحو إبرام عقود قصيرة الأمد أو الشراء من السوق الفوري في ظل وفرة الإمدادات.

الشكل -6: توقعات العرض والطلب على الغاز الطبيعي المسال حتى عام 2030



المصدر: Cheniere Energy

المراجع

المراجع باللغة العربية

1. مجلس الطاقة العالمي، دراسة موارد الطاقة: نظرة مركزة على الغاز الصخري، 2010.
https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2011/12/Shale_Gas_Ar.pdf

2. أوابك- تقرير الأمين العام السنوي 44 لعام 2017.

3. أوابك، دراسة " الغاز الطبيعي المسال ودوره في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة"، كانون الأول/ديسمبر 2017.

المراجع باللغة الإنجليزية

4. B.P. Tissot et al;" Petroleum Formation and Occurrence"; Second Revised and Enlarged Edition, 1984. https://raregeologybooks.files.wordpress.com/2014/12/b-p-tissot-and-d-h-welte-petroleum-formation-and-occurence.pdf

5. Izabella Grotek; (Polish Geological Institute); "Thermal Maturity of Organic Matter and Gas Exploration"; 2014. https://infolupki.pgi.gov.pl/en/gas/thermal-maturity-organic-matter-and-gas-exploration

6. Knut Bjørlykke; " Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics"; March 2010. http://www.imash.ru/netcat_files/file/BIBLIO/GEOLOG/Bjorlykke%20K_%20-%20Petroleum%20Geoscience%20-%202011.pdf

7. Florence Geny (Oxford Institute for Energy Studies, OIES); " Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?"; NG 46, December 2010. https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/01/NG46-CanUnconventionalGasbeaGameChangerinEuropeanGasMarkets-FlorenceGeny-2010.pdf

8. J.Daniel Arthur et al; "An overview of modern shale gas development in the United States"; All consulting 2008.
http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf

9. Norton Rose Fulbright; " Shale gas handbook A quick-reference guide for companies involved in the exploitation of unconventional gas resources: Second Edition"; June 2015.
http://oilproduction.net/files/shale-gas-handbook.pdf

10. C.D. Rokosh, J.G. Pawlowicz, H. Berhane, S.D.A. Anderson and A.P. Beaton(Alberta Geological Survey (AGS);" What is Shale Gas? An Introduction to Shale Gas Gelogy in Alberta"; August 2008.
https://ags.aer.ca/document/OFR/OFR_2008_08.pdf

11. Freeze, R., and J. Cherry. 1979. Groundwater. Prentice Hall. 1979.
https://www.un-igrac.org/sites/default/files/resources/files/Groundwater%20book%20-%20English.pdf

12. Y Zee et al., "Unconventional oil and gas resources handbook: Evaluation and development"; Gulf Professional Publishing (GPA), 2016.
https://pdfs.semanticscholar.org/a1cc/0fa0c0b3bd91bd498476e1a19a5548cba6a3.pdf

13. EIA (Energy Information Administration);"Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States"; June 2013.
https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf

14. EIA (Energy Information Administration);"World Shale Resource Assessments"; September 24, 2015.
https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/

15. Stephen A. Holditch(SPE); Texas A&M U; " Tight Gas Sands"; June 2006.
https://www.researchgate.net/publication/250088933_Tight_Gas_Sands/download

16. Joy Hartley (Geo-Expro); " What is tight gas?"; Vol.9, No.3, 2012.
https://assets.geoexpro.com/uploads/ad597e56-bf6d-476a-a33c-ca193cada8d8/GEO_ExPro_v9i3_Full.pdf

17. Alejandro Alonso Suárez (2012). The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane), Advances in Natural Gas Technology, InTech. http://cdn.intechopen.com/pdfs/35289/InTech-The_expansion_of_unconventional_production_of_natural_gas_tight_gas_gas_shale_and_coal_bed_methane_.pdf

18. G.C.Naik; " Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future". http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight_gas.pdf

19. The Oil & Gas year;" Khazzan gas processing to begin September"; accessed on January 22, 2019. https://www.theoilandgasyear.com/news/khazzan-gas-processing-to-begin-september/

20. S & P Global Platts; "Malaysia's Petronas acquires 10% stake in Oman gas field"; December 31, 2018. https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/123118-malaysias-petronas-acquires-10-stake-in-oman-gas-field

21. IEA (International Energy Agency), World Energy Outlook (WEO), 2018.

22. NeiHl . Whitehead;" Goal-bed methane in New Mexico"; New Mexico geology, November 1991. https://geoinfo.nmt.edu/publications/periodicals/nmg/13/n4/nmg_v13_n4_p82.pdf

23. Ahmed Jubori et al; "Coalbed Methane: Clean Energy for the World"; Schlumberger: oilfield review summer 2009: 21, No.2. https://pdfs.semanticscholar.org/e77f/d51625368f7f7e1af375484767bb20dac00a.pdf

24. NSW Chief Scientist & Engineer;" Final Report of the Independent Review of Coal SeamGas Activities in NSW"; September 2014. https://www.chiefscientist.nsw.gov.au/__data/assets/pdf_file/0005/56912/140930-CSG-Final-Report.pdf

25. USGS Fact Sheet FS–123–00;" Coal-Bed Methane: Potential and Concerns; October 2000. https://pubs.usgs.gov/fs/fs123-00/fs123-00.pdf

26. Peter J Cook CBE," Life cycle of coal seam gas projects: technologies and political impacts"; Report for the New South Wales Office of the Chief Scientist and Engineer"; June 2013.
http://www.chiefscientist.nsw.gov.au/__data/assets/pdf_file/0010/31321/Life-Cycle-of-Coal-Seam-Gas-Report_FINAL_PJC.pdf

27. EPA(U.S. Environmental Protection Agency): Office of Water (4303T);" Technical Development Document for the Coalbed Methane (CBM) Extraction Industry"; April 2013.
https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/cbm_tdd_final_2013.pdf

28. EY; "Shale gas and coalbed methane: Potential sources of sustained energy in the future"; 2010.
https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale_gas_and_coal_bed_methane/%24File/Shale_gas_and_coal_bed_methane_-__Potential_sources_of_sustained_energy_in_the_future.pdf

29. Paul Pause;" Fire from Ice: Methane Hydrate Petroleum Systems and Resources"; Search and Discovery Article #80193 (2011).
http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/80193pause/ndx_pause.pdf

30. USGS (US Geological Survey); "What are gas hydrates?"; accessed on Jan, 14, 2019.
https://www.usgs.gov/faqs/what-are-gas-hydrates?qt-news_science_products=0#qt-news_science_products

31. US. Department of Energy (D.O.E); office of fossil fuels; "Methane Hydrate". Accessed on January 15, 2019.
https://www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/methane-hydrate

32. USGS (US Geological Survey);" Gas Hydrate in Nature"; factsheet 2017-3080, January 2018.
https://pubs.usgs.gov/fs/2017/3080/fs20173080.pdf

33. US. Department of Energy (D.O.E) & NETL (National Energy Technology Laboratory);" Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer"; Preapared by Prepared by Ground Water Protection Council and All Cobsulting; April 2009.
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf

34. Philippe Charlez, International Oil & Gas Producers (IOGP); An introduction to shale oil & gas", July 2015. http://www.iogp.org/wp-content/uploads/2016/10/An-introduction-to-shale-oil-and-gas-Jul2015-1.pdf

35. John L. Gidley ety al." Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology", Society of Petroleum Engineers, Henry L Doherty Series Monograph. 1989.

36. US. Department of Energy (D.O.E); NETL (National Energy Technology Laboratory); "Modern Shale Gas Development in the United States: An Update"; September 2013.

37. Overbey, W.K., A.B. Yost, and D.A. Wilkins. 1988. Inducing Multiple Hydraulic Fractures from a Horizontal Wellbore. SPE Paper 18249 .

38. World Resource Institute (WRI); Global Shale Gas Development: Water Availability and Business Risks; 2014. https://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/wri14_report_shalegas.pdf?_ga=2.119490953.1005696624.1560004544-1785350788.1560004544

39. EIA (US. Energy Information Administration), Office of Petroleum and Biofuels Statistics; Natural Gas Annual, 2017 https://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/nga17.pdf

40. EIA (US. Energy Information Administration), U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2017"; November 2018. https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf

41. Z. Wang and A. Krupnick (Resources for the Future) ;"US Shale Gas Development: What Led to the Boom?"; Issue Brief 13-04, May 2013. https://media.rff.org/archive/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-IB-13-04.pdf

42. Polish Geological Institute;" Shale Gas Resources-USA". https://infolupki.pgi.gov.pl/en/gas/international-news/shale-gas-resources-usa (Accessed on May,31 , 2019)

43. EIA (US. Energy Information Administration); " Marcellus Shale Play: Geology Review"; 2017 https://www.eia.gov/maps/pdf/MarcellusPlayUpdate_Jan2017.pdf

44. Faouzi Aloulou (EIA);" U.S. Haynesville Shale Gas Production"; P. Morgan Center for Commodities at the University of Colorado Denver Business School; Winter 2017.
http://www.jpmcc-gcard.com/wp-content/uploads/2018/01/Page-134-137_GCARD-Winter-2017-Industry-Analysis-Aloulou-010518.pdf

45. EIA (US. Energy Information Administration); Utica/Point Pleasant Production; June 2016.
https://www.eia.gov/maps/images/Utica_PointPleasant_Production_June2016.pdf

46. EIA (US. Energy Information Administration); Wolfcamp Production January 2015 through July 2018.
https://www.eia.gov/maps/images/Wolfcamp_Production_2015_July2018.pdf

47. EIA (US. Energy Information Administration); Barnett Shale Play, Fort Worth Basin, Texas.
https://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa1_letter.pdf

48. Cedigaz, Natural gas in the World, First estimates, 2019.

49. Brian Cardott;" EMD Coalbed methane Committee Report"; 2018 EMD Annual Leadership Meeting, Utah, May 2019.
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiDp6OE9triAhUJnhQKHWGYAZwQFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fwww.aapg.org%2FPortals%2F0%2Fdocs%2Femd%2Freports%2Fannual-meeting%2F2019-05-18%2F2019-05-18-EMD-AnnualMeetingCommitteeCoalbedMethane.pdf%3Fver%3D2019-05-15-132215-500&usg=AOvVaw2X8fxYtL7IoPyxFsIO1NqZ

50. EIA (US. Energy Information Administration); "New projects expected to reverse Gulf of Mexico natural gas production declines", November 26, 2018.
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37593

51. Ben Montalbano & Trisha Curtis; "US Shale Gas: the Road Ahead"; August 2016.

52. Olga Popova et al. (US. Energy Information Administration, EIA); Marcellus, Utica/Point Pleasant Provide 91% of U.S. Shale Gas Production Growth since Start of 2012; Search and Discovery Article #70324 (2018).
http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/70324popova/ndx_popova.pdf

53. EIA (US. Energy Information Administration), Drilling Productivity Report, May 2019.
https://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf

54. EIA (US. Energy Information Administration); Appalachia region drives growth in U.S. natural gas production since 2012; December 4, 2017.
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33972

55. Baker Hughes; North America Rig Count. Available at:
https://bakerhughesrigcount.gcs-web.com/na-rig-count?c=79687&p=irol-reportsother

56. EIA (US. Energy Information Administration),"Haynesville natural gas production is increasing but remains lower than previous peak"; September 7, 2018.
https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37033

57. EIA (US. Energy Information Administration), Dry shale gas production estimates by play, May 2019
https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/img/201904_monthly_dry_shale.png

58. IHS, "Oil and Gas Upstream Cost Study prepared for Energy Information Administration (EIA)", October 2015.
https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf

59. EIA (US. Energy Information Administration),"Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs"; March 2016.
https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf

60. EIA (US. Energy Information Administration);" The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate"; October 2018.
https://www.eia.gov/petroleum/wells/pdf/full_report.pdf

61. European Parliament; "Unconventional gas and oil in North America"; June 2014.
http://www.europarl.europa.eu/RegData/bibliotheque/briefing/2014/140815/LDM_BRI(2014)140815_REV1_EN.pdf

62. UNCTAD; "Commodities at a Glance: Special Issue on Shale Gas"; No.9, United Nations, 2018.
https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/suc2017d10_en.pdf

63. EIA (US. Energy Information Administration); Natural Gas explained: Natural gas Pipelines. Available at: https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_pipelines

64. ICF International; "North American Midstream Infrastructure through 2035: Capitalizing on Our Energy Abundance." INGAA Foundation, Inc. 2014. https://www.ingaa.org/File.aspx?id=21494&v=817840b0

65. IHS. "Oil & Natural Gas Transportation & Storage Infrastructure: Status, Trends, & Economic Benefits." American Petroleum Institute(API). December 2013. https://www.api.org/~/media/Files/Policy/SOAE-2014/API-Infrastructure-Investment-Study.pdf

66. EIA (US. Energy Information Administration); "U.S. natural gas processing plant capacity and throughput have increased in recent years"; March 7, 2019 https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38592

67. Alan K.et al;" Sector Effects of the Shale Gas Revolution in the United States"; Resources for the Future institute, 2013. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.363.729&rep=rep1&type=pdf

68. American Chemistry Council;". Shale Gas, Competitiveness and New US Investment: A Case Study of Eight Manufacturing Industries"; May 2012. Washington, DC: American Chemistry Council, Economics and Statistics Department.

69. American Petroleum Institute (API); "North American Energy"; Digital Media | DM2019-014 ; 2019. https://www.api.org/~/media/Files/Policy/Trade/North-American-Energy-Onepager.pdf

70. IHS Markit; "The Shale Gale turns 10: A powerful wind at America's back": What's ahead for the next decade" Executive Commentary; July 2018. https://cdn.ihs.com/www/pdf/Shale-Gale-turns10-powerful-wind-Americas-back.pdf

71. ConocoPhilpis;" ConocoPhillips Announces Resumption of Exports from the Kenai LNG Facility"; Press release; April 14, 2014.
http://alaska.conocophillips.com/newsroom/news-archive/conocophillips-announces-resumption-of-exports-from-the-kenai-lng-facility/

72. EIA (US. Energy Information Administration);" Alaska: State Profile and Energy Estimate"; November 15, 2018.
https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=AK

73. LNG World News;" Andeavor buys Kenai LNG facility in Alaska from ConocoPhillips"; February 5, 2018.
https://www.lngworldnews.com/andeavor-buys-kenai-lng-facility-in-alaska-from-conocophillips/

74. U.S. Commodity Futures Trading Commission;" Liquefied Natural Gas Developments and Market Impacts: Report by Staff of the Market Intelligence Branch Division of Market Oversight"; May 2018.
https://www.cftc.gov/sites/default/files/2018-05/CFTC_LNG0518_3.pdf

75. LNG World News;" USA: Neptune Suspends LNG Deepwater Port Operations"; July 29, 2013.
http://www.lngworldnews.com/usa-neptune-suspends-lng-deepwater-port-operations/

76. GAO (U.S. Government Accountability Office);" Federal Approval Process for Liquefied Natural Gas Exports: Report to the Ranking Member, Committee on Energy and Natural Resources, U.S. Senate"; September 2014.
https://www.gao.gov/assets/670/666177.pdf

77. US. Federal Energy Regulatory Commission (FERC);" North American LNG Export Terminals: Existing". Available at:
https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-existing-export.pdf

78. US. Federal Energy Regulatory Commission (FERC);" North American LNG Export Terminals Approved, Not Yet Built".
https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved-export-new.pdf

79. US. Federal Energy Regulatory Commission (FERC);" North American LNG Export Terminals Proposed".
https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-proposed-export.pdf

80. US. Maritime Administration (MARAD); Approved Applications and Operational Facilities. Available at:
https://www.maritime.dot.gov/ports/deepwater-ports-and-licensing/approved-applications-and-operational-facilities

81. US. DOE (Department of Energy);" Quadrennial Energy Review Report: Energy Transmission, Storage, and Distribution Infrastructure, April 2015
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/QER%201.1%20Implementation%20Report%20Card.pdf

82. Raphael B.T. Mgaya (JuriSolution & associates); " LNG Projects: Structure and Financing"; 2018.
http://www.jurisolution.co.tz/assets/presentation/LNG_Projects-Structure_and_Financing-Jurisolutions_&_Associates_Attorneys-Dar_es_Salaam.pdf

83. US. DOE (Department of Energy) & USEA (US. Energy Association); "Global LNG Fundamentals"; March 2018.
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/03/f49/Global%20LNG%20Fundamentals%2C%20Updated%203.15.18.pdf

84. Alaska Natural Gas Transportation Projects: Office pf the Federal Coordinator;" Tolling model a new option for LNG plant ownership"; February 2013.
https://www.arlis.org/docs/vol1/AlaskaGas/Paper/Paper_OFC_2013_TollingModel_A_NewOptionForLNG.pdf

85. LNG World News;"Cheniere completes Sabine Pass LNG train"; March 11, 2019.
https://www.lngworldnews.com/cheniere-completes-sabine-pass-lng-train-5/

86. LNG World News;" Cheniere makes Sabine Pass LNG Train 6 FID"; June 3, 2019.
https://www.lngworldnews.com/cheniere-makes-sabine-pass-lng-train-6-fid/

87. Cheniere Energy;" Annual Report 2018.
http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=101667&p=irol-reports

88. Dominion Energy;" First LNG Commissioning Cargo Departs From Dominion Energy Cove Point Terminal"; Press release, March 2, 2018 . https://news.dominionenergy.com/2018-03-02-First-LNG-Commissioning-Cargo-Departs-From-Dominion-Energy-Cove-Point-Terminal

89. US. DOE (Department of Energy): office of Fossil Fuels; LNG Monthly, May 2019. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/05/f62/LNG%20Monthly%202019.pdf

90. FERC (Federal Energy Regulatory Commission);" The state of the Market report 2018"; April 18, 2019. https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20190418105357-A-3-report.pdf

91. EIA (US. Energy Information Administration); Short-Term Energy Outlook: Natural Gas Section; May 7, 2019. https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf

92. GIIGNL (International Group of LNG Importers), 2015,2016,2017,2018 & 2019 Annual Reports

93. European Commission;" EU-U.S. Joint Statement: Liquefied Natural Gas (LNG) imports from the U.S. continue to rise"; Press Release, March 8, 2019. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1531_en.htm

94. IFRI, The US natural gas exports"; June 2016. https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etude_cornot_gaz_naturel_en_europe_en_okdb_complet-reduit_ok.pdf

95. Chron;" Kinder Morgan sets service date for Elba Island LNG, moves forward on Gulf LNG"; April 18, 2019. https://www.chron.com/business/energy/article/Kinder-Morgan-sets-service-date-for-Elba-Island-13775676.php

96. LNG World News; "US Elba Island LNG export project pushed back again"; October 18, 2018. https://www.lngworldnews.com/us-elba-island-lng-export-project-pushed-back-again/

97. Chiyoda Corp.; "CAMERON LNG Project Commences LNG Shipment" press release, June 3, 2019.
https://www.chiyodacorp.com/media/190603_e.pdf

98. ExxonMobil;" ExxonMobil, Qatar Petroleum to proceed with Golden Pass LNG export project"; Press Release; February 5, 2019.
https://news.exxonmobil.com/press-release/exxonmobil-qatar-petroleum-proceed-golden-pass-lng-export-project

Unconventional gas production boom in the US and its implications on the global LNG market

Over the past decade, the US has experienced unprecedented boom in unconventional gas production, thanks to the technological advances in horizontal directional drilling (HDD) and hydraulic fracturing. Consequently, the US has surpassed Russia in 2009 as the world's top natural gas producer. While in 2017, it has become a net gas exporter for the first time in almost 60 years. Doubtless, the advent of shale gas has changed the energy scenario in the United States and its implications have extended to affect the global energy markets. In 2016-2018, the US LNG exports increased from 0.3 MT to 20.65 MT to become the fourth largest LNG exporter worldwide. By 2021, United States is set to become the third largest LNG exporter, and probably the top exporter in few years beyond that date.

The study is divided into three chapters: chapter-**I** overview the different types of unconventional gas resources and their technically recoverable volumes worldwide. It also addresses the technologies used to exploit these resources such as horizontal directional drilling (HDD) and hydraulic fracturing.

Chapter-**II** addresses the unprecedented surge in gas production in the United States from unconventional resources, particularly shale gas and the key success factors that enabled the US to achieve such boom.

Chapter-**III** addresses the implications of US shale gas boom on the global LNG market in the short and long term. It also highlights the regulatory federal procedures to implement a LNG export project and various project commercial structures.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول
أوابـك