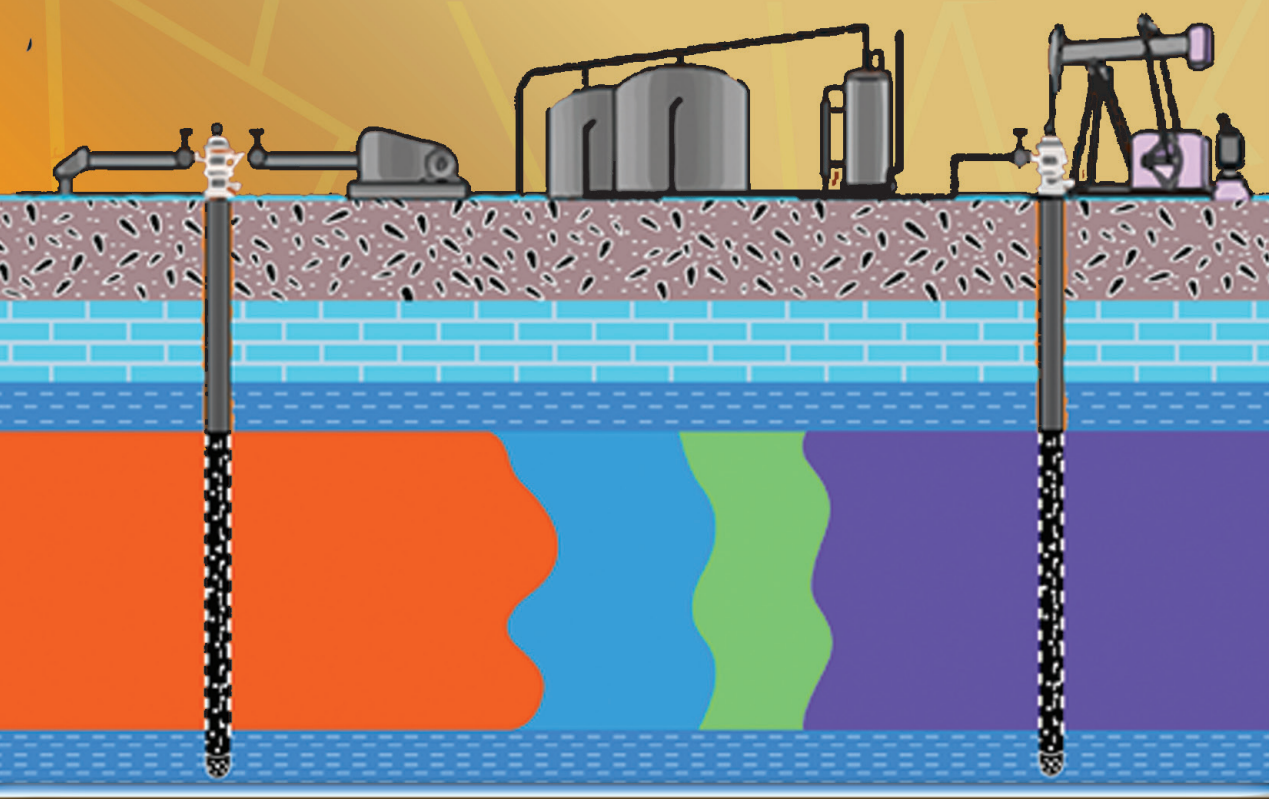
منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول
(أوابك)

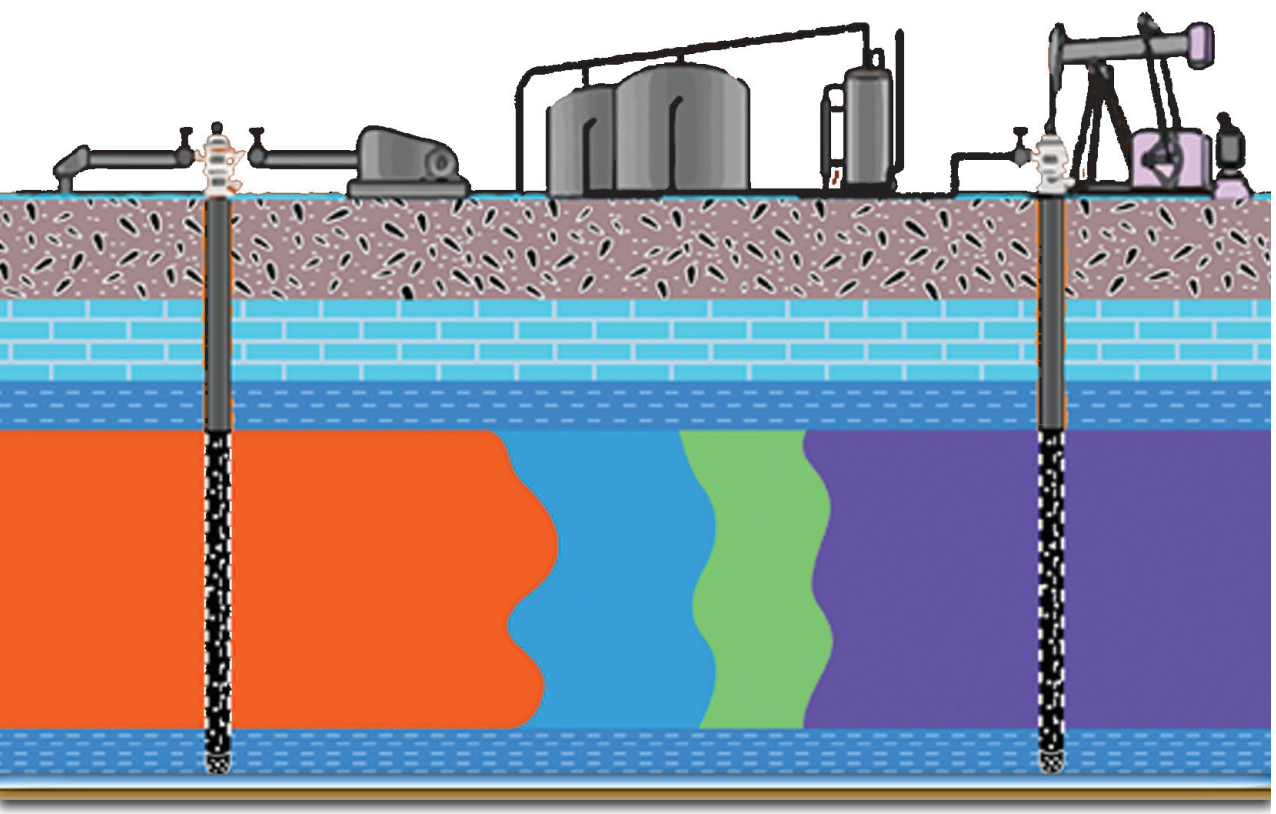
دور الاستثمار المحسن للنفط في تطوير الاحتياطيات الهيدروكربونية



كانون الثاني / يناير 2019

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)

دور الاستثمار المحسن للنفط في تطوير الاحتياطيات الهيدروكربونية



كانون الثاني / يناير 2019

مقدمة

تشير جميع الإحصائيات إلى أن الطلب العالمي على النفط يتزايد بشكل مستمر وإن كانت وتيرة التزايد تختلف من فترة لأخرى. ومع دخول العديد من الحقول الكبيرة في العالم مرحلة النضوج من جهة، وتراجع عدد الاكتشافات العملاقة من جهة أخرى، فقد تركزت الأنظار على تقنيات الاستخلاص المحسن التي يمكنها أن تلعب دوراً فعالاً في رفع مُعامل الاستخلاص (معامل الإنتاج) من الاحتياطي الجيولوجي، مما يضيف كميات جديدة إلى الاحتياطيات القابلة للإنتاج من النفط.

لقد لعبت أسعار النفط على مر السنين دوراً هاماً في تطبيق أو عدم تطبيق تقنيات الاستخلاص البترولي المحسن، ذلك أن كلفة هذه التقنيات تزيد بطبيعة الحال من كلفة النفط المنتج مما يضع مشاريع التطوير في منظور الميزان الاقتصادي الذي قد يكون حرجاً أحياناً، خاصة عندما تكون التقنية المستخدمة مرتفعة التكلفة. لكن استدامة عمليات التطوير والإنتاج تبقى في معظم الحالات الفيصل في اتخاذ قرار تطبيق هذا النوع من التقنيات، ذلك أن الصناعة البترولية تعلم على وجه اليقين أن مصادرها البترولية المتاحة لا تزال كبيرة، لكنها تحتاج إلى تقنيات متطورة تساهم في إنتاجها.

ولا يخفى على العاملين في الصناعة البترولية أن تقنيات الاستخلاص المحسن للنفط في تطور مستمر شأنها في ذلك شأن كافة مناحي الصناعة، مما يعني أن الاطلاع المستمر على هذه التطورات يشكل خطوة هامة تساعد على اتخاذ قرار اعتماد هذا النوع من التقنيات في الحقول التي تتطلب المزيد من عمليات التطوير لاستخلاص كل ما يمكن استخلاصه منها.

إن هذه الدراسة إذ تستعرض بعض تقنيات الاستخلاص المحسن للنفط في العالم، فإنها تأمل من خلال الأمثلة التي تم عرضها في توضيح أهمية هذا النوع

من التقنيات في رفد الإنتاج العالمي من النفط، كما تشير ضمنياً إلى التطورات التكنولوجية التي ساهمت وتساهم في دفع عجلة الاستخلاص المحسن قدماً نحو الأمام.

ويسر الأمانة العامة لمنظمة أوابك أن تضع هذه الدراسة بين أيدي المهتمين، على أمل أن تساهم في إغناء المكتبة العلمية العربية في هذا المجال، وأن تكون لبنة جديدة تضاف إلى بناء الصناعة البترولية في الدول العربية، ويستفيد منها المختصون.

والله ولي التوفيق،،،

الأمين العام
عباس علي النقي

جدول المحتويات

مقدمة III
تمهيد 1
ملخص تنفيذي 3
الفصل الأول: الاحتياطيات والمصادر 7
أولاً: لمحة تاريخية 8
ثانياً: تعريف الاحتياطيات والمصادر 11
1-1 الاحتياطيات Reserves: 12
1-1-1 الاحتياطيات المؤكدة Reserves Proved 12
1-1-1-1 الاحتياطيات المؤكدة المطوّرة Reserves Developed Proven.... 12
1-1-1-2 الاحتياطيات المؤكدة غير المطورة Reserves Undeveloped Proven. 12
1-1-2 الاحتياطيات المحتملة Reserves Probable..... 13
1-1-3 الاحتياطيات الممكنة Reserves Possible 13
1-2 المصادر Resources 15
1-2-1 المصادر المشروطة Resources Contingent..... 15
1-2-2 المصادر المرتقبة Resources Prospective..... 16
1-3 التصنيف الروسي للاحتياطيات 16
1-3-1 النوع A 16
1-3-2 النوع B 17
1-3-3 النوع C1 17
1-3-4 النوع C2 17
1-3-5 النوع P1 17

1-3-6 النوع P2 17
1-3-7 النوع P3 18
1-4 ذروة إنتاج النفط 19
1-4-1 فرضية هوبرت 21
1-4-2 الانتقادات التي وجهت لفرضية هوبرت 22
1-4-2-1 تأثير أسعار النفط 22
1-4-2-2 تأثير التكنولوجيا 23
1-4-2-3 تقدير كمية الاحتياطيات العظمى القابلة للإنتاج 23

الفصل الثاني الاستخلاص المحسن للنفط 29
2-1 تعريف الاستخلاص المحسن للنفط 31
2-1-1 الإنتاج الأولي 34
2-1-2 الإنتاج الثانوي 34
2-1-3 الإنتاج الثالثي 35
2-2 مُعامل الاستخلاص Factor Recovery 35
2-3 حدود تقنيات الاستخلاص المحسن 41
2-3-1 اختيار التقنية المناسبة 42
2-4 تقنيات الاستخلاص المحسن 45
2-4-1 حقن الغاز 45
2-4-1-1 مشروع حقن الغاز الهيدروكربوني القابل للامتزاج في حقل Bay Prudhoe 49
2-4-1-2 حقن غاز النتروجين 51
2-4-1-3 حقن غاز ثاني أكسيد الكربون 57
2-4-1-4 حقن الماء بالتبادل مع الغاز WAG 62

2-4-2 الإفاضة بالمياه 74
2-4-2-1 حقن المياه منخفضة الملوحة 75
2-4-3 حقن البوليمير 81
2-4-3-1 حقن البوليمير في حقل Daqing الصيني 81
2-4-3-2 حقن البوليمير في حقل مرمول في سلطنة عمان 84
2-4-3-3 حقن البوليمير مع منشطات التوتر السطحي Surfactant والقلويات Alkaline 84
2-4-3-4 حقن البوليمير مع منشطات التوتر السطحي في حقل Minas الإندونيسي 86
2-4-3-5 حقن القلويات في حقل Saskatchewan في كندا 87
2-4-3-6 حقن ASP في حقل Kiehl West الأمريكي 88
2-4-3-7 حقن ASP في حقل B Mannville الكندي 90
2-4-4 حقن البخار 92
2-4-4-1 حقن البخار في حقل Duri الأندونيسي..... 93
2-4-4-2 الحقن الدوري للبخار في حقل Lake Cold الكندي..... 96
2-4-5 الإنتاج بدفع الجاذبية المعززة بالبخار 97
2-4-5-1 الإنتاج بالجاذبية المعززة بدفع البخار في حقل أمل في عُمان..... 101
2-4-5 الاستخلاص البكتيري 104
2-4-5-1 الاستخلاص البكتيري في حقل Saskatchewan الكندي 107
لمحة عن اقتصاديات الاستخلاص المحسن 109
الخلاصة والاستنتاجات 119
جدول المصطلحات 125
المراجع 130

الجداول الواردة في الدراسة

الجدول- 1: معامل الاستخلاص حسب آلية الدفع 37

الجدول- 2: معامل الاستخلاص حسب آلية الدفع ونوع الخام 37

الجدول- 3: معامل الاستخلاص الوسطي للنفط على مستوى العالم 38

الجدول- 4: المعايير الدنيا المقبولة عند اختيار الطريقة الأمثل للاستخلاص المحسن للنفط. 44

الجدول- 5: كلفة الغاز المقترح حقنه في حقل Cantarell 53

الجدول- 6: بعض مشاريع حقن الماء بالتبادل مع الغاز في العالم 65

الجدول- 7: بعض مواصفات مكمن Cc في تشكيلة نهر عمر- حقل البحرين..... 80

الجدول- 8: القلويات شائعة الاستخدام في عمليات الاستخلاص البترولي المحسن. 85

الجدول- 9: بعض المشاريع القائمة والمقترحة لاستخدام تقنية الإنتاج بالجاذبية المعززة بدفع البخار في ألبرتا 100

الجدول- 10: الحدود المناسبة لحقن البكتريا في المكامن النفطية..... 106

الجدول- 11: الحدود المثالية لحقن البكتريا في المكامن النفطية..... 106

الجدول- 12: نتائج تجربة حقن البكتيريا في حقل Alluwe-Chelsea..... 107

الجدول- 13: نتائج الاستخلاص البكتيري في البئر A في كندا..... 108

الجدول- 14: بعض مشاريع الاستخلاص المحسن حسب التقنية والموقع..... 116

الأشكال الواردة في الدراسة

الشكل 1: الإطار العام لتصنيف المصادر والاحتياطيات 14
الشكل- 2: مخطط افتراضي لشكل منحني الإنتاج حسب فرضية هوبرت 20
الشكل- 3: سيناريوهات إنتاج الخام الأمريكي حسب هوبرت 22
الشكل- 4: إنتاج النفط التقليدي وزيت السجيل في الولايات المتحدة الأمريكية..... 24
الشكل- 5: الإنتاج اليومي من النفط على مستوى العالم 26
الشكل- 6: مخطط يوضح تصنيف طرق الإنتاج 34
الشكل- 7: نسبة الحقول في العالم حسب معامل الاستخلاص 40
الشكل- 8: انحلال غاز ثاني أكسيد الكربون في النفط بالعلاقة مع الضغط ودرجة الحرارة 47
الشكل- 9: توزع مشاريع حقن الغاز في الولايات المتحدة حتى عام 2014 48
الشكل- 10: موقع حقل Bay Prudhoe 49
الشكل- 11: موقع حقل Cantarell في خليج المكسيك 52
الشكل- 12: موقع حقل Jay في ولاية فلوريدا الأمريكية 55
الشكل- 13: معدل الإنتاج اليومي في حقل Jay الأمريكي 56
الشكل- 14: موقع حقل العثمانية والحوية 59
الشكل- 15: معدل الإنتاج السنوي لحقل Ekofisk النرويجي 70
الشكل- 16: معدل الإنتاج السنوي، حقل Statfjord، النرويج 71
الشكل- 17: موقع حقلي أم العنبر ونيوة الغيلان، بالنسبة لجزيرة مبرز، أبو ظبي. 72
الشكل- 18: بيانات الإنتاج في حقل Pervomaiskoye الروسي 77
الشكل- 19: موقع حقل Daqing في الصين 82
الشكل- 20: إنتاج حقل Daqing 1961- 2007 83
الشكل- 21: تاريخ إنتاج حقل B Mannville الكندي 91
الشكل- 22: الإنتاج المتوقع من حقل B Mannville الكندي 91

الشكل- 23: معدل الإنتاج اليومي من مشروع Oil Imperial في Lake Cold خلال عام 2016 97
الشكل- 24: شكل تخطيطي للإنتاج بدفع الجاذبية المعززة بالبخار 98
الشكل- 25: نسبة الغاز المستخدم في الحقول العمانية إلى إجمالي الغاز المنتج والمستورد..... 102
الشكل- 26: مخطط استخدام الطاقة الشمسية لتوليد البخار للاستخلاص المحسن.. 103
الشكل- 27: صورة بانورامية لمشروع مرآة في حقل أمل غرب في عُمان..... 104

تمهيد

يعتبر النفط عصب الطاقة في مختلف مجالات الحياة، إذ احتل استهلاكه المرتبة الأولى على سلم مزيج الطاقة العالمي في عام 2017 بنسبة 34%، تلاه الفحم الحجري بنسبة 28%، ثم الغاز بنسبة 23,4%.

يزداد الطلب العالمي على الطاقة يوماً بعد يوم مدفوعاً بشكل رئيسي بالنمو السكاني في العالم وخاصة في الصين التي بلغ عدد سكانها 1,38 مليار نسمة، والهند التي زاد عدد سكانها عن 1,34 مليار نسمة، أي أن سكان هاتين الدولتين يشكلون أكثر من 35,6% من سكان العالم الذين زاد تعدادهم عن 7,5 مليار نسمة في عام 2017. ويتوقع للنفط أن يبقى متربعاً على عرش الاستهلاك العالمي حيث يمكن أن يشكل 27% من مزيج الطاقة في عام 2040، يليه الغاز بنسبة 26%، بينما سيشكل الفحم الحجري 21% من مزيج الطاقة، وتقدم مصادر الطاقة غير الأحفورية 26% من المزيج.

يدفع هذا التزايد في الطلب على الطاقة العاملين في الصناعة البترولية لإنتاج كل قطرة نفط يمكن إنتاجها من المكمن، ومع الأخذ بعين الاعتبار أن طرق الإنتاج الأولية للنفط لا تستخرج أكثر من 30- 35% من إجمالي الاحتياطي الجيولوجي، أي أنها تترك خلفها حوالي65- 70% من هذا الاحتياطي، عندها يمكن تفهّم السبب الكامن وراء البحث عن طرق مختلفة لإنتاج المزيد.

يعتمد إنتاج النفط من مكامنه على الطاقة الطبيعية لهذه المكامن (الضغط الطبقي)، ومع تقدم عملية الإنتاج تنخفض هذه الطاقة بالتدريج حتى الوصول إلى نقطة لا يمكنها بعدها التغلب على الضغط الهيدروستاتيكي لعمود السائل في البئر، مما يستدعي تقديم طاقة خارجية للنفط حتى يمكن رفعه إلى السطح. تمثل هذه الطاقة الخارجية أحد أشكال الاستخلاص المحسن للنفط، وقد تكون عبر حقن الماء

أو حقن الغاز أو عبر طرق أخرى سيتم التعرض لها لاحقاً في هذه الدراسة، أي أن الاستخلاص المحسن هو كل ما من شأنه تعزيز إنتاج النفط بعد أن تعجز القوى الطبيعية في المكمن عن ذلك.

نال الاستخلاص المحسن للنفط حظه من التقدم التقني الذي شهدته وتشهده مختلف مناحي الصناعة البترولية، فتطورت العديد من الطرق المعروفة وظهرت تقنيات جديدة هنا وهناك تصب في مصلحة التوجه نحو الاستخلاص المحسن مدفوعة بالعديد من النقاط التي من أهمها:

1- تطوير الاكتشافات الجديدة قد يكون صعباً ومكلفاً، خاصة في ظل تقلب الأسواق والأسعار.

2- بقاء كميات كبيرة من النفط في المكامن لا يمكن إنتاجها بالطرق العادية.

3- يمكن للاستخلاص المحسن أن يساهم في تلبية الطلب العالمي على الطاقة.

4- نجاح عمليات الاستخلاص المحسن يعني مردوداً اقتصادياً أعلى للحقل.

تضمنت الدراسة عموماً العديد من الأمثلة عن حقول تستخدم تقنيات الاستخلاص المحسن للنفط، ومن الواجب التنويه إلى أن إيراد أحد الأمثلة تحت تصنيف معين لا يعني دوماً أن هذا المثال مختص بهذا التصنيف فقط، إذ أن لكل حالة تشعباتها الخاصة بها، فعند الحديث عن تقنية حقن الماء بالتبادل مع الغاز تم إيراد مثال عن مشروع في حقل Ekofisk في النرويج، وهذه التقنية يمكن تصنيفها تحت حقن الغاز غير القابل للامتزاج وهي الحالة في الحقل، أو تحت حقن الغازات الهيدروكربونية كون هذا النوع من الغازات هو المستخدم في المشروع.

كما أن هذه الدراسة لا تهدف إلى استعراض كافة تقنيات الاستخلاص المحسن، بل تسعى من خلال استعراض بعض التقنيات إلى توضيح دور عمليات الاستخلاص المحسن عموماً في الصناعة البترولية.

ملخص تنفيذي

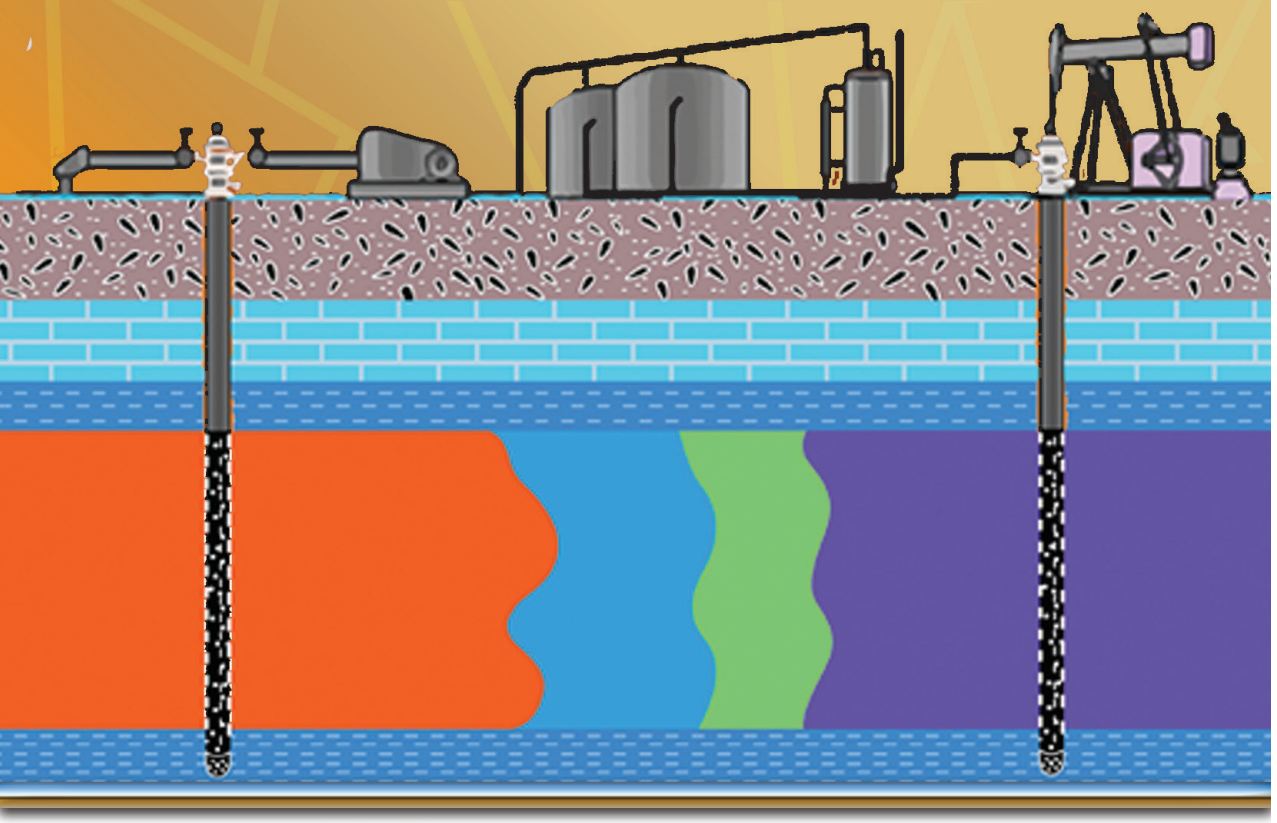
يتزايد الطلب العالمي على الطاقة بشكل متسارع لعدة أسباب من بينها النمو السكاني والاقتصادي في مختلف دول العالم، وخاصة الصين والهند. ومع الأخذ بعين الاعتبار أن معامل الاستخلاص الوسطي على مستوى العالم يتراوح بين 30-35%، فهذا يعني أن قرابة 70% من الاحتياطيات الجيولوجية تبقى في المكامن. وهنا تظهر تقنيات الاستخلاص المحسن للنفط كعامل هام في تلبية الطلب على الطاقة عبر إنتاج كميات إضافية من النفط.

قسمت هذه الدراسة إلى قسمين:

القسم الأول اعتنى بتعريف الاحتياطيات والمصادر وتصنيفاتها المختلفة، وبحث في موضوع ذروة إنتاج النفط والانتقادات التي وجهت لفرضية هوبرت.

أما **القسم الثاني** فتضمن الحديث عن تقنيات الاستخلاص المحسن للنفط وتقديم شرح موجز عن أكثرها شيوعاً، وبيان دورها في تطوير الاحتياطيات من خلال حالات دراسية وأمثلة توضيحية من مختلف دول العالم.

الفصل الأول:
الاحتياطيات والمصادر



الفصل الأول: الاحتياطيات والمصادر

صدمت شركة Shell المستثمرين في كانون الثاني/ يناير 2004، عندما أعلمتهم أنها قد بالغت كثيراً في تقدير احتياطيات النفط والغاز المؤكدة على مدى عدة سنوات، وبجرّة قلم قامت الشركة بشطب 3,9 مليار برميل مكافئ نفط أي ما يعادل 20% من احتياطيات النفط والغاز المؤكدة سابقاً لدى الشركة. وكانت النتيجة أن انخفضت القيمة السوقية للشركة بنحو 15 مليار دولار بعد أن انخفضت أسهم المستثمرين بنسبة 8% (Deutsche Bank، 2013)[1].

ويتبادر للذهن هنا سؤال في غاية الأهمية: أين ذهبت تلك الاحتياطيات التي ناهزت أربعة مليارات برميل مكافئ؟ هل أخطأت شركة كبرى مثل شركة Shell في تقدير احتياطياتها؟

يكمن الجواب على هذا السؤال في مفهوم: تعريف الاحتياطيات، وهذا ما سوف يتم التطرق له في هذا الفصل، فلا ريب أن الاحتياطيات التي شطبتها Shell لم تتبخر ولم تختف، كما أن الشركة لا ترغب بحال من الأحوال في تخفيض قيمتها السوقية، لكن الإجابة عن التساؤلات المتعلقة بها ترتبط بشكل وثيق بتعريف ما يمكن (وما لا يمكن) اعتباره ضمن الاحتياطيات المؤكدة من جهة، وترتبط من جهة أخرى بالمرونة التي تمتلكها الشركات في تفسير ذلك التعريف. وإن كان من الصعب عملياً تفهم موقف الشركة التي وثّقت وجود مصادر كبيرة كاحتياطيات مؤكدة لسنين طويلة ثم حولتها إلى احتياطيات محتملة، مما أعطى صورة غير دقيقة لنجاح الشركة في مجال الاستكشاف وإمكانات النمو فيها، ثم غيرت كل ذلك بين عشية وضحاها. هذه النقطة سوف تتم العودة لها لاحقاً بعد تعريف الاحتياطيات.

أولاً: لمحة تاريخية

بزغ نجم الصناعة البترولية في الولايات المتحدة الأمريكية منذ أواخر القرن التاسع عشر، إلا أن مفهوم «تعريف الاحتياطيات البترولية» تأخر ظهوره حتى مطلع القرن العشرين حين قاد معهد البترول الأمريكي API(*) الجهود الأولية لإيجاد تعريف لاحتياطيات النفط في الولايات المتحدة، حيث شكلت الحكومة الأمريكية في بداية الحرب العالمية الأولى(†) "لجنة الخدمة الوطنية للحرب النفطية"(‡) NPWSC لضمان إمدادات النفط الكافية للمجهود الحربي. وفي نهاية الحرب العالمية الأولى تحولت تلك اللجنة إلى ما يعرف اليوم باسم معهد البترول الأمريكي.

في عام 1937، نشر المعهد تعريف الاحتياطيات النفطية المؤكدة، وتم استخدام تلك التعاريف في التقديرات السنوية للاحتياطيات النفطية في الولايات المتحدة.

لم يول العالم في حينها سوى اهتمام ضئيل باحتياطيات الغاز الطبيعي واستمر الحال على ذلك حتى عام 1946 عندما اعتمدت جمعية الغاز الأمريكية AGA(§) تعاريف لاحتياطيات الغاز المؤكدة بشكل يشابه تعاريف الاحتياطيات المؤكدة من النفط.

وعملياً لم يكن معهد البترول الأمريكي الوحيد في ذلك المجال، إذ تعتبر جمعية مهندسي البترول SPE(¶) في طليعة الهيئات التي ساهمت في وضع معايير مشتركة لتعريف المصادر والاحتياطيات البترولية، حيث كان هناك اعتراف في صناعة التعدين Mining عموماً وصناعات النفط والغاز خصوصاً بضرورة وجود مجموعة موحدة من التعاريف المشتركة التي يمكن اعتمادها وتطبيقها بشكل متسق من قبل مختلف الكيانات المهتمة بالصناعة البترولية سواء كانت مالية أو تنظيمية أو علمية.

(*) API: American Petroleum Institute.

(†) امتدت هذه الحرب بين عامي 1914 و1918.

(‡) NPWSC: National Petroleum War Service Committee.

(§) AGA: American Gas Association.

(¶) SPE: Society of Petroleum Engineers.

ولا شك أن الدافع الرئيسي كان المنظور الاقتصادي بشكل أو بآخر إذ أن الشركات وحملة الأسهم احتاجوا إلى منظومة تقييم مرجعية يمكن من خلالها تقدير الجدوى الاقتصادية من المساهمة في مشروع ما هنا أو هناك. أي أن من شأن مجموعة من التعاريف المتفق عليها أن تفيد جميع أصحاب المصلحة في الصناعة البترولية وأن تساهم في تحقيق المزيد من التناسق والشفافية والموثوقية في الأرقام التي يتم تداولها للمصادر والاحتياطيات.

يذكر (John Ritter، 2005) [2] أن المشاركة الأولية لجمعية مهندسي البترول SPE في إيجاد تعاريف للاحتياطيات النفطية بدأت في عام 1962 بعد أن تداعى عدد من البنوك الأمريكية والمستثمرين الآخرين لإيجاد مجموعة متناسقة من تعاريف الاحتياطيات التي يمكن أن تكون بسيطة ومفهومة بحيث تعتمد عليها الصناعة في المعاملات المالية بحيث تستخدم احتياطيات النفط كضمان. إذ أنه حتى ذلك الحين كان لدى البنوك والمنتجين تعاريف داخلية خاصة بهم، إلا أنها كانت تختلف كثيراً من حيث المضمون والغرض.

وفي عام 1962، شكل مجلس إدارة جمعية مهندسي البترول لجنة تضم 12 عضواً عرفت باسم «اللجنة الخاصة المعنية بتعريف الاحتياطيات المؤكدة لتقييم الممتلكات». وتكونت اللجنة من اثنين من منتجي النفط، وشركة خطوط أنابيب واحدة، وأستاذ جامعي، وبنكين اثنين، وشركتي تأمين (تمثلان الدائنين)، وأربعة استشاريين للنفط. استمر عمل اللجنة لفترة امتدت لنحو ثلاث سنوات قدمت بعدها نتيجة عملها في عام 1965 إلى الجمعية، ومن الطريف أن نتيجة ذلك العمل كانت عبارة عن صفحة واحدة اتخذت نتيجتها بالأغلبية إذ صوت معها سبعة من أعضاء اللجنة بينما وقف خمسة منهم ضدها.

في عام 1981 نشرت جمعية مهندسي البترول تحديثاً لتعاريف الاحتياطيات المؤكدة من النفط والغاز تضمنت تعديلات طفيفة جداً على التعاريف التي اعتمدت عام 1965.

وفي عام 1987 تبنت جمعية مهندسي البترول مجموعة من التعاريف المطورة شملت لأول مرة تمييز الاحتياطيات المحتملة والممكنة. وخلال استبيان لآراء أعضاء الجمعية حول تلك التعاريف، تركز الكثير من النقاش حول استخدام تقنيات التقييم الاحتمالية Probabilistic باعتبارها تقنيات مكملة أو بديلة للطرق الأكثر تقليدية. وبعد تلقي التعليقات من أعضاء الجمعية في مختلف أنحاء العالم ولا سيما من أمريكا الشمالية، رفض مجلس إدارة الجمعية إدراج أي من تقنيات التقييم الاحتمالية في تعاريف عام 1987. ونتيجة لذلك فشلت تلك التعاريف في الحصول على قبول دولي واسع النطاق.

شكل عام 1997 علامة بارزة في مجال التوحيد المعياري للمقاييس Standardi-zation عندما اتفقت جمعية مهندسي البترول، والمجلس العالمي للبترول(*) WPC على تعاريف الاحتياطيات النفطية (SPE et al، 2010)[3]، ومنذ ذلك الحين ما فتئت الشركة تعمل باستمرار على تحديث التعاريف، إذ تم عملياً تحديث التعاريف عام 2000 بالاتفاق بين جمعية مهندسي البترول، والمجلس العالمي للبترول، وجمعية جيولوجيي البترول الأمريكية(†) AAPG، حيث اعتمد ما يسمى «نظام تصنيف وتعريف المصادر النفطية(‡)" PRCSD. وتم لاحقاً تحديث التعاريف في عام 2007 واعتُمد التحديث من نفس الهيئات سابقة الذكر مؤيدة من قبل "جمعية مهندسي التقييم البترولي"(§) SPEE. وقد توج هذا الأمر بنشر "نظام إدارة الموارد البترولية"(¶) PRMS المتعارف عليه حالياً في مختلف دول العالم.

(*) WPC: World Petroleum Council.

(†) AAPG: American Association of Petroleum Geologists.

(‡) PRCSD: Petroleum Resources Classification System and Definitions.

(§) SPEE: Society of Petroleum Evaluation Engineers.

(¶) PRMS: Petroleum Resources Management System.

ثانياً: تعريف الاحتياطيات والمصادر

ينظر إلى تعريف الاحتياطيات على أنه قطب الرحى في الصناعة البترولية، ذلك أن صناعة الطاقة التي تدير العالم تهتم حتماً بكمية المصادر المتاحة لها. ولما كان الاستثمار المحسن للنفط يركز في الدرجة الأولى على تنمية وتطوير الاحتياطيات كان لابد من إرساء تعريف للمصطلحات التي قد تكون مربكة أحياناً.

يعتبر نظام إدارة الموارد البترولية من أشهر نظم تعريف المصادر والاحتياطيات على حد سواء، ويشكل قاعدة لتصنيف وتمييز كلٍ من المصادر والاحتياطيات البترولية، وعلى الرغم من أن النظام يشمل تصنيف المصادر برمّتها، فإنه يركز بالدرجة الأولى على الكميات المقدرة القابلة للبيع(*). ولأنه لا يمكن إنتاج أي كميات نفطية وبيعها بدون تركيب (أو الوصول إلى) مرافق الإنتاج والتجهيزات السطحية ومرافق النقل المناسبة، فإن نظام إدارة الموارد البترولية يستند إلى تمييز واضح بين محورين أساسيين، هما:

1- مشروع التطوير الذي عمل أو سوف يعمل على إنتاج النفط من حقل أو أكثر، ويركز على وجه الخصوص على فرصة تسويق المشروع واقتصاديته.

2- مدى عدم اليقين أو عدم الموثوقية Uncertainty في كميات النفط المتوقع إنتاجها وبيعها في المستقبل من مشروع التطوير هذا.

يوضح **الشكل-1** العلاقة بين هذين المحورين في نظام إدارة الموارد البترولية، ويلاحظ منه أن كل مشروع يتم تصنيفه حسب حالته استناداً إلى قيمته التجارية ضمن ثلاثة تصنيفات، مع وجود خيار لإضافة المزيد من التصانيف الفرعية في حال الحاجة لذلك. وهذه التصنيفات هي:

1. الاحتياطيات.
2. المصادر المشروطة.

(*) المقصود بها تلك الكميات القابلة للإنتاج.

3. المصادر المنظورة أو المرتقبة.

وكل من هذه التصنيفات الرئيسية له فروع ترتبط بمدى عدم اليقين فيكون التقدير منخفضاً أو مرتفعاً أو يعتبر أفضل تقدير (تخمين)، وهذا ما سوف يتم توضيحه.

1-1 الاحتياطيات Reserves:

هو تعبير عام يشير إلى كميات البترول (النفط والغاز) التي يتوقع أن تكون قابلة للإنتاج بشكل تجاري عند تطبيق مشاريع تطوير على تجمعات معروفة بدءاً من توقيت معين وضمن شروط محددة.

تندرج تحت هذا التصنيف العام تصنيفات تفصيلية يبينها ما يلي:

1-1-1 الاحتياطيات المؤكدة Proved Reserves:

هي تلك الكميات التي بينت الدراسات الجيولوجية والهندسية بدرجة معقولة من اليقين أنه يمكن إنتاجها من مكامن معروفة وضمن شروط اقتصادية وفنية ومعايير حكومية تنظيمية محددة. وهي ما يشار لها برمز(1P)، وهذا الرمز أو الاختصار مأخوذ من كلمة Proved.

تعبر هذه الاحتياطيات عملياً عن السيناريو الأدنى في تقدير الاحتياطي، وتمثل احتمالية 90%، أو ما يسمى (P90)، أي أن هناك احتمال Probability 90% لإنتاج هذه الكمية من الاحتياطيات. تنقسم هذه الاحتياطيات بدورها إلى:

1-1-1-1 الاحتياطيات المؤكدة المطوّرة Proven Developed Reserves:

وهي تلك الاحتياطيات المؤكدة التي يمكن إنتاجها باستخدام الآبار والبنية التحتية الموجودة فعلياً في الحقل.

1-1-1-2 الاحتياطيات المؤكدة غير المطورة Proven Undeveloped Reserves:

وهي تلك الاحتياطيات المؤكدة التي يحتاج إنتاجها إلى المزيد من البنى التحتية وعمليات الحفر.

2-1-1 الاحتياطيات المحتملة Probable Reserves:

هي كميات غير مؤكدة، لكن احتمال وجودها يبلغ 50%، أي أنها تمثل احتمالية (P50)، وتستخدم للتعبير عن الاحتياطي المقدر لمنطقة لم يصل إليها الحفر، إلا أن المعطيات الجيولوجية المتوفرة تشير عند مقارنتها مع مناطق أخرى معروفة إلى احتمال وجود النفط فيها.

يشار لمجموع كلٍ من الاحتياطيات المؤكدة والاحتياطيات المحتملة برمز2P، ومصدر الرمز هو كلمتي: Proved+ Probable.

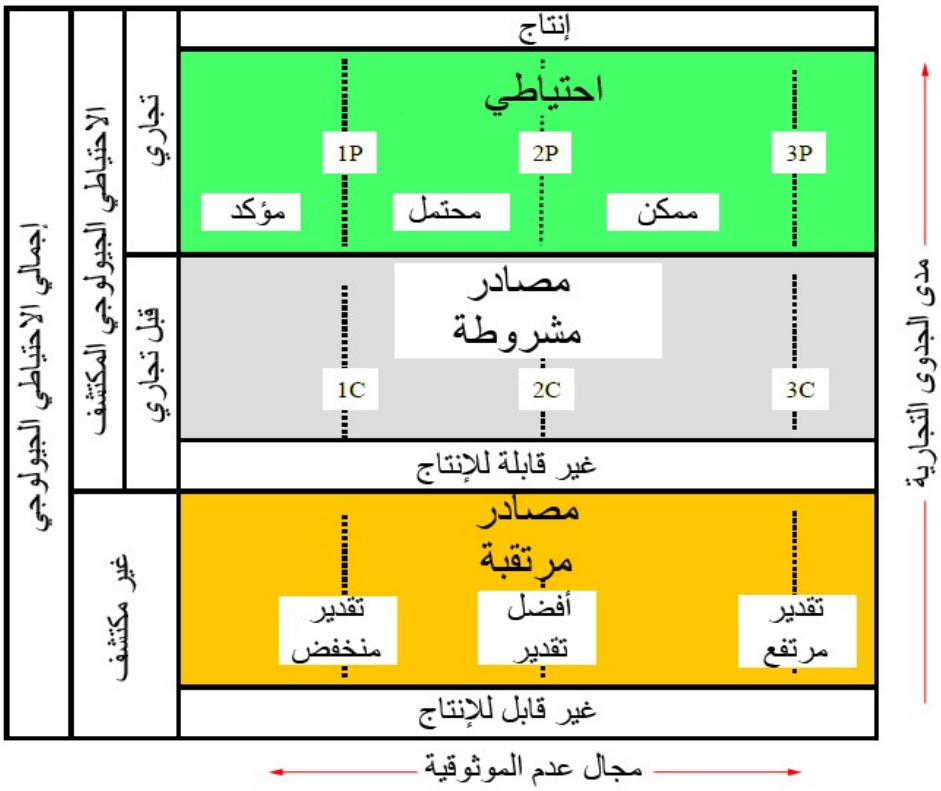
1-1- 3 الاحتياطيات الممكنة Possible Reserves:

وهي كميات تقترح التحاليل الجيولوجية والدراسات الفنية الأخرى إمكانية وجودها، لكن احتمال وجودها أو اكتشافها لا يتعدى 10% (P10).

يشار لمجموع كلٍ من الاحتياطيات المؤكدة والاحتياطيات المحتملة والاحتياطيات الممكنة برمز(3P)، ومصدره: Proved+ Probable+ Possible. وهذا المجموع يعبر عن سيناريو التقدير الأعلى للاحتياطيات في حقل ما.

لذلك يمكن تلخيص ما سبق بالقول إن تقديرات الاحتياطي قد تكون متحفظة (احتياطي مؤكد)، أو عملية (مؤكد+ محتمل)، أو متفائلة (مؤكد+ محتمل+ ممكن).

الشكل 1: الإطار العام لتصنيف المصادر والاحتياطيات



المصدر: SPE et al، 2011.

ولابد من التنويه إلى أن الشركات النفطية تعمل على اعتبار أن احتمالية الاحتياطي المؤكد تبلغ 90%، واحتمالية الاحتياطي المتفائل 10%، بينما تكون احتمالية الاحتياطي العملي 50%. وهي تدرس اقتصادية الاحتياطي والإنتاج بناء على ثلاثة سيناريوهات تقوم على التقديرات السابقة، وتأخذ بعين الاعتبار معها عدة سيناريوهات لأسعار النفط وغيرها من المتغيرات مثل الطقس والوضع الأمني والتعاون المحتمل مع السكان المحليين.

استناداً إلى ما سبق، يمكن التأكيد على أن تقدير الاحتياطي يبقى خاضعاً لدرجة

من الشك مهما كان تصنيفه، فالملاحظ أنه حتى بالنسبة للاحتياطي المؤكد لم تصل درجة الموثوقية أو اليقين في تقديره إلى 100% (الحمش، 2010)[4].

واعتماداً على التصنيف العام، تدخل كل الأنواع سالفة الذكر تحت تصنيف الاحتياطي الجيولوجي التجاري المكتشف.

2-1 المصادر Resources:

يشار إلى كل كميات النفط والغاز الموجود في القشرة الأرضية سواء كانت قابلة أو غير قابلة للإنتاج باسم المصادر البترولية، وتعتبر جزءاً من الاحتياطي الجيولوجي المكتشف لكنها لم تدخل بعد تحت تصنيف الاحتياطي التجاري. وتقسم المصادر بدورها إلى مصادر مشروطة (شرطية) ومصادر غير مشروطة (غير شرطية) كما هو موضح فيما يلي:

1-2-1 المصادر المشروطة Contingent Resources:

يمكن من خلال التعريف تفسير سبب تسمية هذه المصادر بالمشروطة أو الشَرطية، إذ أنها كميات يقدر أنها قابلة للإنتاج عندما يحقق مشروعٌ ما معايير (شروطاً) معينة تسمح بنقل هذه المصادر إلى خانة الاحتياطيات، كأن يكون هناك حقل قريب يحتوي على بنية تحتية وسعة إنتاج وتخزين ونقل ملائمة، وأن تكون فرصة التسويق الاقتصادية للمشروع المعني معقولة ضمن الظروف المهيمنة في وقت التقدير. هذه المصادر المشروطة تتفرع بدورها إلى:

- 1C: وتمثل التقدير الأدنى للمصادر المشروطة (تقدير متحفظ).
- 2C: تمثل أفضل سيناريو لتقدير المصادر المشروطة (تقدير عملي).
- 3C: تمثل التقدير المتفائل للمصادر المشروطة (تقدير متفائل).

هذا النوع من المصادر يدخل بدوره تحت مظلة الاحتياطي الجيولوجي المكتشف، لكنه ليس تجارياً بعد.

1-2- 2 المصادر المرتقبة Prospective Resources:

هي كميات غير مكتشفة يقدر أنها (قد) تكون قابلة للإنتاج في حال اكتشافها. يعتمد تقدير هذه المصادر على عدة نقاط كالاستعانة بالمسح الزلزالي لمنطقة ما، ومن الجلي أن التقديرات في هذه الحالة تخضع للكثير من عدم اليقين خاصة وأنها تتم على منطقة لم تحفر بها آبار استكشافية بعد. ومثلها مثل باقي أنواع الاحتياطي، تقسم تقديرات المصادر المنظورة إلى ثلاثة أنواع، تقديرات متحفظة، وعملية، ومتفائلة. وهذا النوع من المصادر يندرج تحت مظلة الاحتياطي الجيولوجي غير المكتشف.

1- 3 التصنيف الروسي للاحتياطيات

رغم أنه ليس من التصنيفات الرائجة خارج بلد منشأه، لكن من المفيد التطرق بشكل موجز إلى التصنيف الروسي للاحتياطيات، خاصة وأن روسيا تعتبر أكبر منتج للنفط في العالم وتمتلك نحو 6% من إجمالي احتياطي العالم من النفط، كما أن هذا التصنيف كثيراً ما يصادفه الباحثون أثناء دراستهم عن بعض دول الكومنولث CIS، والتي تمتلك مع روسيا 9% من احتياطي العالم من النفط. وفيما يلي استعراض مبسط لأنواع الاحتياطيات حسب التصنيف الروسي (OGJ، 1992)[5]:

1-3-1 النوع A:

يمثل احتياطيات تم دراستها بشكل دقيق بحيث أنها مؤكدة من ناحية النوع والحجم وسماكة المكمن ونوعية صخوره وسماكة النطاق المنتج والتغيرات السحنية والنطاقات المشبعة بالنفط والغاز، وغيرها من العوامل الأخرى. وربما يمكن القول إن هذا النوع يقابل في التصنيف العالمي الشائع ما يدعى بالاحتياطيات المؤكدة القابلة للإنتاج.

1-3-2 النوع B:

يعبر عن تجمعات من البترول تم تحديدها على أسس تجارية من بعض الآبار التي حفرت بحيث أن الاحتياطيات من هذا النوع قد تصلح لوضع خطة تطوير للحقل.

1- 3-3 النوع C1:

تقديرات استندت على نتائج إيجابية من آبار أمكن الحصول منها على شواهد بترولية دون أن توضع على الاختبار. وربما يمكن اعتبار هذا النوع مقابلاً للاحتياطيات المحتملة حسب التصنيف العالمي المتعارف عليه.

1- 3-4 النوع C2:

احتياطيات تم تقديرها بناء على معلومات جيولوجية وجيوفيزيائية من منطقة لم تجرى عليها عمليات الاستكشاف بعد. كما قد تدل أحياناً على احتياطيات يتوقع وجودها في طبقات لم تختبر بعد. أي أن هذا النوع يمكن اعتباره مقابلاً لما يسمى بالاحتياطيات الاستدلالية Inferred أي الاحتياطيات التي تم الاستدلال على وجودها من الدراسات فقط.

ويتابع التصنيف الروسي وصولاً إلى C3، وD1، وD2 وهي حسب مقابلها الأمريكي قد تكون احتياطيات ممكنة، أو افتراضية، أو تكهنيّة Speculative.

كما يوجد تصنيف فرعي للمصادر المخمّنة Prognostic Resources وهي تلك المصادر التي تتعدى حدود المنطقة المدروسة، وتصنف إلى:

1- 3-5 النوع P1:

يعتمد تقديره على تقدير المصادر في مناطق مشابهة لمنطقة المدروسة.

1- 3-6 النوع P2:

يقدر بناء على المعلومات الجيوفيزيائية والجيوكيميائية المتاحة، وتقارن مع معلومات البنى التركيبية المشابهة في مناطق أخرى.

1- 3-7 النوع P3:

تدخل تحت هذا النوع أي ترسبات يحتمل أن تتمتع بإمكانية الاحتواء على البترول.

تعتمد التصانيف الدولية للاحتياطيات على تمييز التجمعات البترولية، ونوعية البيانات المتاحة، والعامل الاقتصادي، وهي تضع مسؤولية كبيرة على عاتق الخبير الذي يعمل على التقدير. ورغم الاختلافات الطفيفة بين هذه التصانيف، إلا أنها تشترك في كونها تقدم إطاراً عاماً لعملية تقدير الاحتياطيات.

أما التصنيف الروسي الذي ظهر في الستينات من القرن الماضي على عهد الاتحاد السوفيتي السابق، فهو يعتمد على وصف عمليات الاستكشاف والحساب والتقدير مجتمعة، أي أنه يترك مساحة صغيرة جداً للخبرة في عملية التقدير. لكن هذا لا يعني الانتقاص من شأنه إذ أن الاكتشافات البترولية في تلك المنطقة من العالم وغيرها من المناطق التي عملت فيها الشركات الروسية تدل على أن هذا التصنيف له أسس وقواعد نجحت في الوصول إلى كميات هائلة من الاحتياطيات، خاصة وأنه خضع للكثير من التعديلات خلال العقود الماضية.

وقبل السير قدماً في هذه الدراسة لابد من التأكيد على أن مفهوم الاحتياطيات عموماً -على اختلاف تصنيفاتها- هو مفهوم **حسابي** وليس مفهوماً **فيزيائياً** ملموساً، بمعنى أن هذه الاحتياطيات يتم تقديرها استناداً إلى معادلات رياضية تتضمن عناصرها الكثير من عدم اليقين. فعلى سبيل المثال تستخدم المعادلة الحجمية العامة التالية لتقدير الاحتياطي النفطي في أي مكمن.

حيث:

N: الاحتياطي الجيولوجي عند الزمن t.

A: مساحة المكمن، وh: سماكة المكمن، وØ مسامية المكمن.

So: درجة التشبع بالنفط، وBo: معامل حجم التشكيلة للنفط.

يلاحظ أن جميع العوامل المذكورة في المعادلة تخضع لدرجة من عدم اليقين تختلف باختلاف طريقة تقديرها. فسماكة المكمن مثلاً ليست من الناحية العملية رقماً ثابتاً محدداً فالمكمن ليس شكلاً هندسياً مرسوماً بدقة، بل هو صخور تختلف سماكتها من منطقة لأخرى، ونفس الأمر ينطبق على المساحة، وعلى المسامية وباقي عناصر المعادلة.

وللوصول إلى حل للمعادلة يتبنى هذه الاختلافات في تقدير عناصر المعادلة، يتم اللجوء إلى وضع حدٍ أعلى وحدٍ أدنى لكل عنصر من العناصر، مما يترك مجالاً واسعاً لتغير قيمة العناصر بين هذين الحدين وبالتالي ستتغير نتيجة المعادلة حسب كل تغير في قيمة أي عنصر. أي أن هناك عملياً مئات إن لم نقل آلاف النتائج التي يمكن الحصول عليها من المعادلة، وللتغلب على هذه الصعوبة في الحل، تستخدم الصناعة برامج كومبيوتر يمكنها إيجاد مجال واسع من النتائج، ومن أشهرها محاكي Monte Carlo Simulator الذي يعمل على تقديم نتائج حل المعادلة عند تغيير كل عنصر من عناصرها على شكل مخطط يمكن من خلاله الحصول على عدة تقديرات متحفظة أو متفائلة أو مؤكدة (الحمش، 2010)[6].

1- 4 ذروة إنتاج النفط

تعتبر فكرة أو فرضية ذروة إنتاج النفط من بين العوامل التي ساهمت في الدفع قدماً نحو تطوير طرق الاستخلاص المحسن للنفط، إذ أن التخوف من تراجع الإنتاج لعب دوراً هاماً في السعي نحو المحافظة قدر الإمكان على الحقول عاملةً لاستثمار كل ما يمكن استثماره منها.

يشير تعبير ذروة إنتاج النفط Peak Oil إلى النقطة التي يصل عندها معدل إنتاج النفط في حقل ما (أو على مقياس أوسع في بلدٍ ما) إلى أعلى قيمة له، ثم يبدأ بعدها بالتناقص التدريجي. وهذه الفرضية لها مؤيدوها الذين تبنوها ويدافعون عنها، في مقابل المعارضين الذين يرون أن ذروة إنتاج النفط ربما تكون صحيحة نظرياً،

لكنها لا تزال بعيدة عن الواقع في الوقت الراهن. وأول من نادى بفرضية ذروة إنتاج النفط كان هوبرت Hubbert الذي عمل في مجال الجيوفيزياء في شركة Shell في خمسينات القرن الماضي.

يحسب لهوبرت أنه تنبأ بأن ذروة إنتاج النفط الأمريكي ستكون في عام 1970، وكان ذلك قبل 14 عاماً من الوصول لتلك الذروة. هذا النجاح أعطى لفرضيته زخماً وتأييداً في مختلف أنحاء العالم. وكانت الفكرة بسيطة تقوم على أن إنتاج النفط الأمريكي سوف يزداد بشكل أسّي، لكنه سيتوقف عن التزايد لأن الاحتياطيات محدودة ويعود بعدها للتراجع. وبذلك فإن منحني الإنتاج سيكون له شكل الجرس كما هو مبين في الشكل- 2، حيث يرتفع الإنتاج بالتدريج حتى الوصول إلى قيمة لا يمكنه تجاوزها وتعبر عن الطاقة العظمى للحقل أو للحقول المنتجة، ويستمر عندها لفترة ما ثم يبدأ بالتناقص حتى الوصول إلى مرحلة لا يعود الإنتاج بعدها مجدياً اقتصادياً.

الشكل- 2: مخطط افتراضي لشكل منحني الإنتاج حسب فرضية هوبرت

إدارة الشؤون الفنية، أوابك، 2018

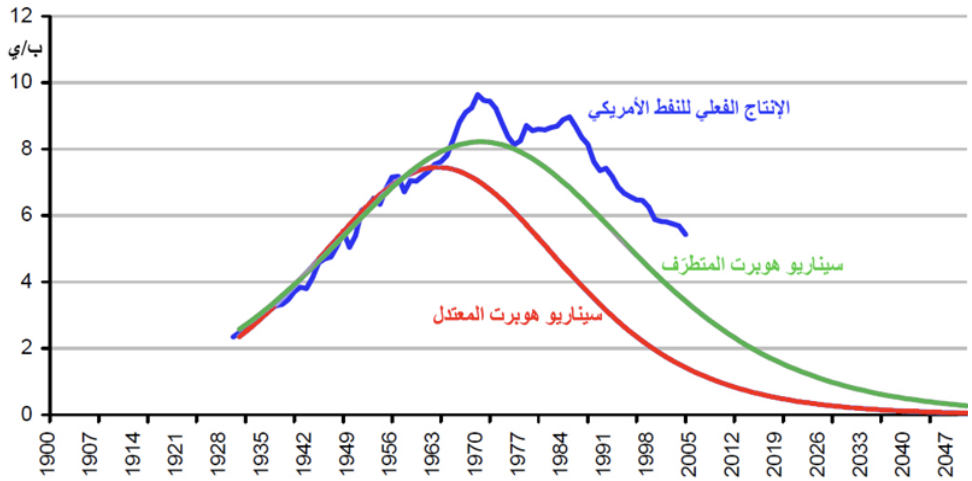
1-4 -1 فرضية هوبرت

استندت فرضية هوبرت التي نُشرت عام 1956على أن أفضل سجل لعمليات استثمار الوقود الأحفوري Fossil Fuel هو سجل استثمار الفحم الحجري، حيث توفرت لدى هوبرت في حينها بيانات عن انتاج الفحم الحجري منذ عام 1860، وقارن هوبرت منحنيات إنتاج الفحم الحجري مع منحنيات إنتاج النفط فوجد بينها تشابهاً من ناحية ارتفاع معدل الإنتاج بشكل أسّي حتى الوصول إلى نقطة دعاها باسم نقطة الانعطاف Inflection Point والتي يتغير عندها اتجاه منحني الإنتاج.

تشير دراسة هوبرت (Hubbert، 1956)[7] إلى أنه وفي محاولة منه للتنبؤ بالسنة التي سيتغير فيها اتجاه منحني إنتاج النفط، اعتمد على العديد من الافتراضات حول الاحتياطي الجيولوجي النفطي في الولايات المتحدة الأمريكية وفي العالم، والاحتياطيات المتوقع اكتشافها، ومعدل الإنتاج السنوي، كما افترض أن حجم احتياطيات الغاز سواء الأمريكية أو العالمية يمكن تقديرها من خلال معرفة نسبة الغاز إلى النفط (Gas to Oil Ratio) في حال البحث عن ذروة إنتاج الغاز(*). ومن خلال تلك البيانات وضع هوبرت أكثر من سيناريو لذروة الإنتاج في الولايات المتحدة وفي العالم، لكن الملاحظ أن السيناريو الشائع لمنحني هوبرت كان فقط السيناريو المتطرف Extreme أو سيناريو الحالة القصوى إن صح التعبير، كما هو مبين في الشكل- 3، ويلاحظ منه أنه توقع في الحالة المعتدلة أن معدل إنتاج النفط الأمريكي لن يزيد عن 7,4 مليون ب/ي في عام 1963، لكن الواقع أن أعلى إنتاج للنفط الأمريكي تجاوز حد 9 ملايين ب/ي في عام 1970. كما توقع هوبرت أن يصل الإنتاج العالمي إلى ذروته في عام 2000، وفي سيناريو آخر توقع أن تكون ذروة الإنتاج العالمي من النفط في عام 2006.

(*) هذا الافتراض بطبيعة الحال لا يمكن القبول به بشكل مطلق إذ لا يأخذ بعين الاعتبار احتياطيات حقول الغاز الحر.

الشكل- 3: سيناريوهات إنتاج الخام الأمريكي حسب هوبرت



Deutsche Bank، 2013

1- 2-4 الانتقادات التي وجهت لفرضية هوبرت

واجهت فرضية هوبرت العديد من الانتقادات، منها افتراضها وجود كمية محددة من النفط في باطن الأرض، ومنها أن تلك الفرضية لم تأخذ بعين الاعتبار أسعار النفط، وتغيرات الوضع الاقتصادي، والتطورات التقنية، وعدم دقة تقديرات الاحتياطيات الجيولوجية أو المؤكدة، وعدم النظر في المصادر غير التقليدية للنفط. فهذه النقاط تؤثر كلها على الاحتياطي الأعظمي القابل للإنتاج Ultimate Recoverable Reserves..

1-2-4-1 تأثير أسعار النفط:

ربما يمكن القول إن كمية النفط الإجمالية الموجودة في باطن الأرض لا تهم بحد ذاتها بقدر أهمية الاحتياطي القابل للإنتاج بشكل اقتصادي. إذ أن ارتفاع أسعار النفط يعني أن هناك كميات أكبر يمكن إنتاجها، حيث تزداد الاستثمارات في الاستكشاف والحفر وإنشاء البنى التحتية، بينما تقل هذه الكميات مع انخفاض الأسعار ويصبح بعضها خارج هامش المردود الاقتصادي.

1-4-2-2 تأثير التكنولوجيا:

لو تم غض النظر عن أسعار النفط، فإن بعض الاحتياطيات قد تكون اقتصادية مع استخدام التقنيات المتطورة مثل المسح الزلزالي ثلاثي الأبعاد، والحفر الأفقي والحفر الموجّه، وغيرها، والنفط الذي كان يعتبر مستحيل أو صعب الإنتاج قبل نحو ستين عاماً، بات طوع الإنتاج اليوم مع استخدام معدات وتقنيات لم تكن متوفرة حين نشر هوبرت دراسته.

1-4-2-3 تقدير كمية الاحتياطيات العظمى القابلة للإنتاج:

من الصعب جداً تقدير هذا النوع من الاحتياطيات بدقة كافية، ويعرف العاملون في مجال جيولوجيا البترول تلك العبارة الشهيرة: «ارسم حدود المكمن خارج حدود الورقة». وتعني أن احتمال امتداد المكمن - وبالتالي كمية الاحتياطي الجيولوجي- قد تكون أكبر بكثير من المتوقع.

وفي دراسته اعتبر هوبرت أن الاحتياطي الأعظمي للولايات المتحدة قد يكون 150 أو 200 مليار برميل، وبنى فرضيته على ذلك الأساس. لكن العودة إلى بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية(*) EIA[8] تبين أن الولايات المتحدة أنتجت أكثر من 218،7 مليار برميل حتى نهاية عام 2016، ولا تزال تمتلك أكثر من 35 مليار برميل من الاحتياطيات المؤكدة القابلة للإنتاج (أوابك، 2016)[9].

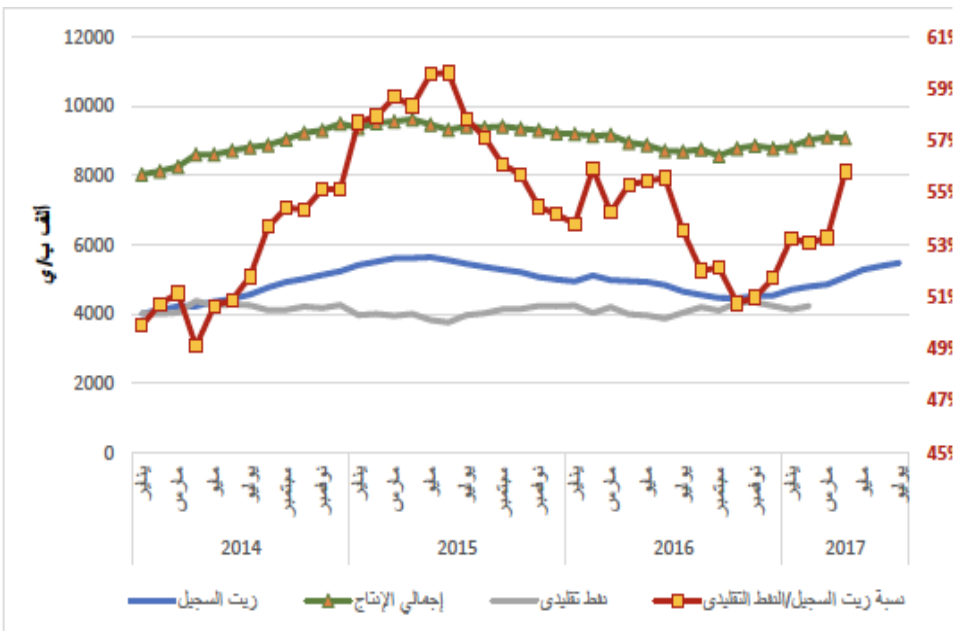
وقد يقول قائل إن هذا الرقم يتضمن بيانات إنتاج السجيل الزيتي، وهو على صواب طبعاً. لذلك تم في هذه الدراسة مراجعة جميع البيانات الشهرية لإنتاج السجيل الزيتي في الولايات المتحدة منذ مطلع عام 2014 من تقارير إدارة معلومات الطاقة(†)، كما تمت العودة إلى تقديرات إدارة معلومات الطاقة لإنتاج زيت السجيل[10] منذ عام 2000، لكن تلك البيانات هي تقديرات ليست بدقة التقارير الشهرية، لذلك

(*) البيانات المتاحة في جداول الإكسل على موقع إدارة معلومات الطاقة الأمريكية تبدأ من عام 1900، لذلك تم استخلاص باقي البيانات (1860- 1899) من المخطط الموجود على موقع الإدارة.

(†) لا تتوفر بيانات شهرية تفصيلية دقيقة عن كميات إنتاج زيت السجيل قبل عام 2014 على موقع إدارة معلومات الطاقة.

تمت مقارنة كميات الإنتاج الكلي من النفط الخام مع بيانات التقارير الشهرية فقط، ونتيجة لذلك لوحظ أن إنتاج زيت السجيل مثّل وسطياً نحو 54% من إنتاج الولايات المتحدة الأمريكية بين مطلع عام 2014 وحتى منتصف عام 2017. أي حوالي 40 شهراً من الإنتاج، كما هو مبين في الشكل- 4.

الشكل- 4: إنتاج النفط التقليدي وزيت السجيل في الولايات المتحدة الأمريكية



إدارة الشؤون الفنية، أوابك، 2018. بناء على معلومات التقارير الشهرية والسنوية لإدارة الطاقة الأمريكية، 2017.

بناء على ذلك تم حذف 54% من إجمالي إنتاج النفط الأمريكي بعد عام 2008 وهو العام الذي انعكس به منحني إنتاج النفط، ولوحظ بالتالي أن الولايات المتحدة أنتجت أكثر 197 مليار برميل حتى نهاية عام 2016. أي أن الإنتاج التراكمي لها (بدون زيت السجيل) بلغ أكثر مما كان مقدراً في ورقة هوبرت عندما اعتبر أن الإنتاج الأعظمي سيكون 150 مليار برميل، كما أن الولايات المتحدة لا تزال تنتج النفط التقليدي، وبالتالي فإن الإنتاج التراكمي لها سوف يزيد بالتأكيد عن 200 مليار

برميل التي افترضها هوبرت في السيناريو الثاني.

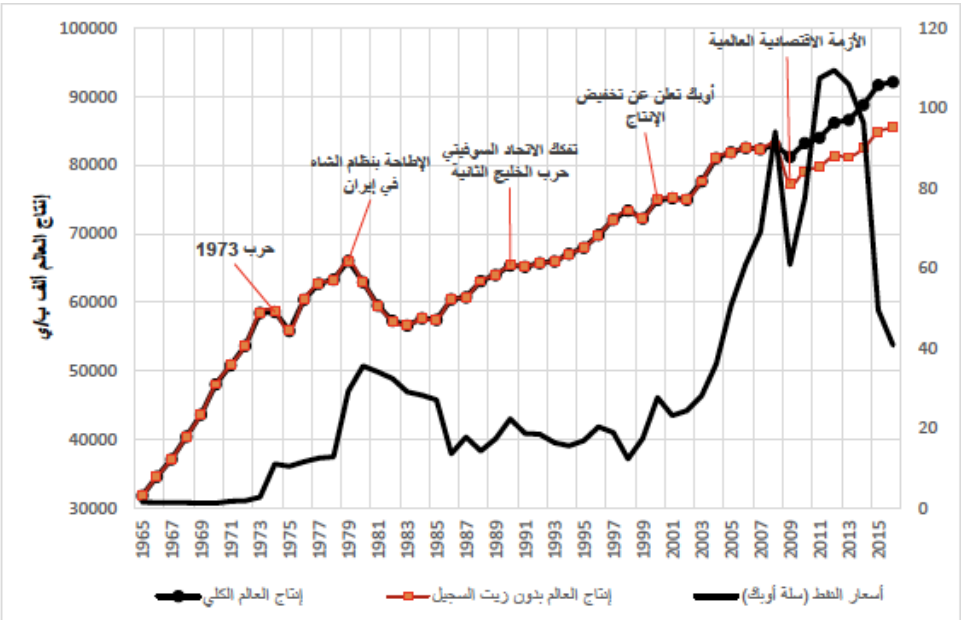
وهنا يمكن إضافة نقطة أخرى إلى الانتقادات التي وجهت لفرضية هوبرت وهي أنه لم يأخذ بعين الاعتبار إنتاج النفوط غير التقليدية، مثل رمال القار في كندا، أو زيت السجيل كما هي الحال في الولايات المتحدة.

وقد سبقت الإشارة إلى أن هوبرت افترض أن يصل الإنتاج العالمي من النفط إلى ذروته في عام 2000 أو 2006، لكن العودة إلى بيانات الإنتاج العالمي المنشورة في العديد من المصادر تعطي صورة أخرى. فعلى سبيل المثال يلاحظ من بيانات (BP، 2017)[11] أن منحني الإنتاج يتابع زيادته حتى لو حذفنا تأثير إنتاج زيت السجيل الأمريكي من إجمالي الإنتاج العالمي كما هو مبين في الشكل- 5.

ويلاحظ من الشكل- 5 أيضاً أن هناك عدة تراجعات في الإنتاج العالمي على مدى العقود السابقة، لكن هذه التراجعات (الذرى إن صح التعبير) لا يمكن النظر إليها بمعزل عن تغير أسعار النفط من جهة، وعن التأثيرات الجيوسياسية من جهة أخرى، إذ تراجع معدل الإنتاج العالمي بعد حرب عام 1973، كما حصل تراجع واضح بعد الإطاحة بنظام الشاه في إيران عام 1979.

ويبدو واضحاً التزامن بين معدلات الإنتاج وبين تذبذب أسعار النفط، كما كان عليه الحال في عام 2008 إثر الأزمة الاقتصادية العالمية والتي هبط خلالها سعر سلة خامات أوبك من94.1 دولار/البرميل، إلى 60.86 دولار/البرميل[12].

الشكل- 5: الإنتاج اليومي من النفط على مستوى العالم



إدارة الشؤون الفنية، أوابك، 2018. بناء على بيانات BP، 2017 بالنسبة للإنتاج. وبيانات Statista، 2017 بالنسبة للأسعار الاسمية لسلة أوبك.

إضافة إلى ما سبق، يوجه العديد من الباحثين (ومن بينهم البروفيسور Micha-el C. Lynch)(*) انتقادات علمية إلى أتباع فرضية منحني هوبرت إجمالاً، ومن بينهم Jean Laherrere الذي يحمل لواء التبشير بفرضية ذروة إنتاج النفط عبر استخدام إحصائيات مؤسسة IHS عن عدد الاكتشافات وحجمها وعدد الحقول في العالم وإنتاجها(†). ويرى (Lynch، 2016)[13] أن هناك عدداً كبيراً من الأخطاء في تقديرات Laherrere وغيره، والتي تتجاهل أو تفسر بشكل خاطئ العوامل الجيوسياسية والاقتصادية التي تؤثر على عمليات الاستكشاف والإنتاج، اعتماداً على كميات كبيرة من البيانات التي مهما كان مصدرها ونوعها سوف تعطي

(*) Lynch Micheal، رئيس معهد الدراسات الاستراتيجية والطاقة ، وأستاذ مشرف على طلبة الماجستير في جامعة فينا حالياً ، وكان سابقاً باحثاً اقتصادياً في مؤسسة IHS ورئيساً لنقابة اقتصاديي الطاقة في الولايات المتحدة الأمريكية.

(†) Jean Laherrère 0 مهندس بترول فرنسي متقاعد (عمره 86 عاماً) وأحد مؤسسي رابطة دراسة ذروة إنتاج النفط والغاز Gas and Oil Peak of Study the for Association.

(حسب رأي البروفيسور Lynch) شكلاً معيناً عند رسمها على مخطط ما.

كما ينظر إلى هوبرت على أنه جانب الصواب عندما اعتمد على رقم ثابت للاحتياطيات العظمى القابلة للإنتاج، مع أن تغير التقنيات وازدياد المعرفة وتمدد البنى التحتية وغيرها من العوامل، تؤثر كلها مجتمعة لتجعل من رقم الاحتياطيات العظمى القابلة للإنتاج رقماً ديناميكياً يتغير بتغير هذه العوامل.

إنما وبطبيعة الحال فإن أي مصدر محدود سواء كان من النفط أو غيره، سوف يكون له نقطة بداية للإنتاج، وذروة، ثم نقطة نهاية لهذا الإنتاج. لكن السؤال الذي تصعب الإجابة عليه هو: متى سينضب هذا المصدر؟ إذ أن إنتاج النفط ليس مجرد وضع حقل على الإنتاج بمعدل يومي ثابت، بل هناك تغيرات في معدل الإنتاج ترتبط بالوضع الجيولوجي والفني للحقل، كما ترتبط هذه التغيرات بعوامل خارجية مثل الأسعار وغيرها كما تقدم.

وبالتالي فإن فرضية هوبرت رغم الانتقادات التي توجه لها، لا يمكن تجاهل خلاصتها وهي أن المصدر غير المتجدد سينضب يوماً ما، ويمكن اعتبارها فرضية مقبولة إذا بقيت كل المعطيات (باستثناء الاحتياطات المؤكدة) ثابتة في وقت تقدير ذروة الإنتاج.

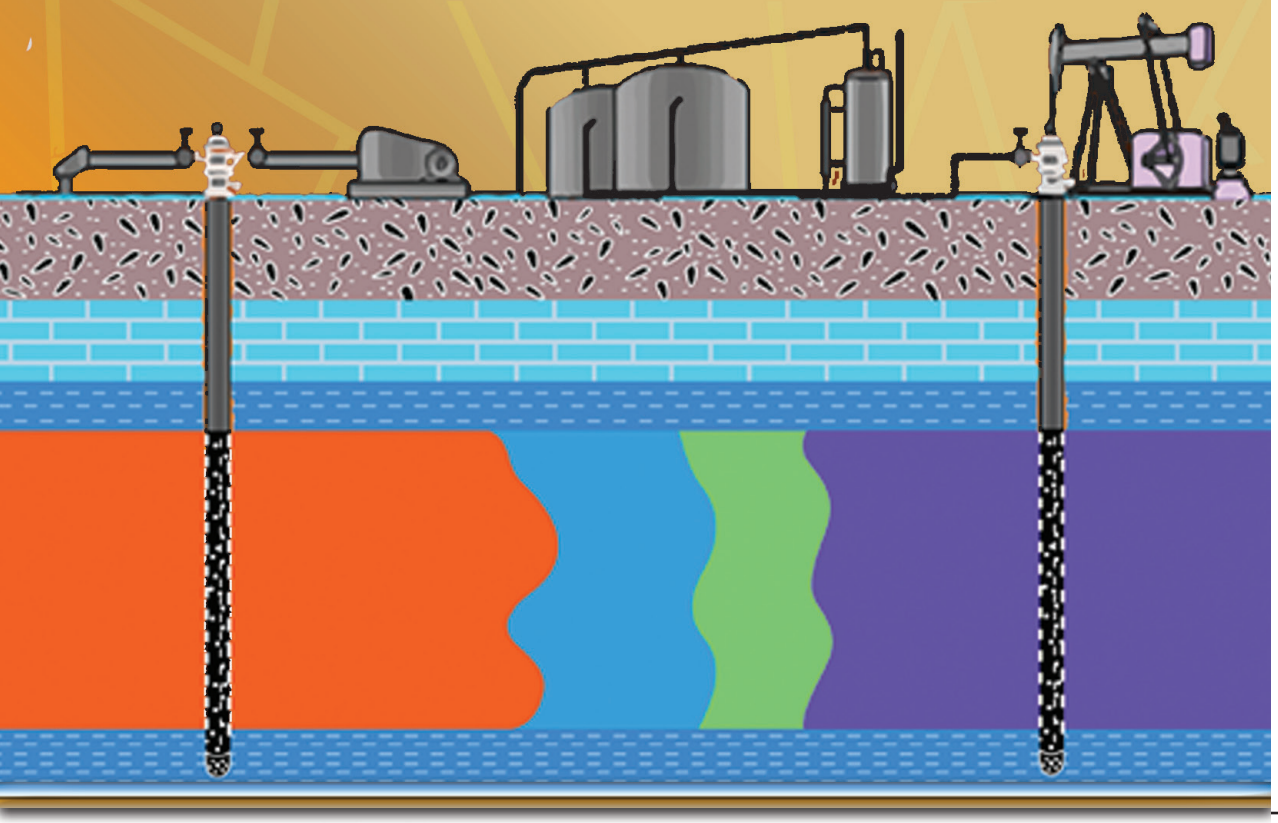
وبالعودة إلى المثال الوارد في بداية هذا الفصل عن شركة Shell وشطبها لما يقارب 4 مليار برميل مكافئ نفط من احتياطياتها، يتبين أن تلك الكمية الهائلة لم تشطب لأسباب فنية جيولوجية، بل لأسباب مالية بحتة، حيث ذكرت الشركة أن أكثر من نصف تلك الاحتياطيات كان مرصوداً Booked في حقل Gordon للغاز الطبيعي في أستراليا، وفي باقي عملياتها في المياه العميقة في نيجيريا حيث لم تكن قد حصلت حينها على موافقة الحكومة على خطط التطوير التي وضعتها.

أي أن الشركة لم يكن لديها شك في وجود الاحتياطيات في باطن الأرض ضمن مشاريعها، لكنها خفضت معدل اليقين في تقدير الاحتياطيات لأسباب ارتبطت بتكلفة الإنتاج (Lynch، 2004)[14].

وهذا المثال يوضح بجلاءٍ الأهمية الفائقة لتفاصيل تقدير الاحتياطيات وآليته ومدى ارتباطه بعدد كبير من العوامل يساهم كل منها عند تغيره في تغيير التقديرات سلباً أو إيجاباً.

الفصل الثاني:

الاستخلاص المحسن للنفط



الفصل الثاني الاستخلاص المحسن للنفط

بات الاستخلاص المحسن للنفط جزءاً لا يتجزأ من أنشطة الاستكشاف والإنتاج، ذلك أن الصناعة البترولية تحاول دوماً البحث عن مصادر جديدة ترفد الإنتاج القائم حالياً.

ورغم انخفاض أسعار النفط الملحوظ منذ أواخر عام 2014، إلا أن الأسعار الحالية (خاصة بعد التحسينات الأخيرة) لا تزال قادرة على دعم الإنتاج التقليدي من النفط، إضافة إلى دعمها لإنتاج كميات إضافية عبر تقنيات الاستخلاص المحسن التي ساهمت في الوصول إلى احتياطيات لم تكن سابقاً متاحة فنياً أو مجدية اقتصادياً.

الاستخلاص المحسن للنفط

مع أن العالم يمضي قدماً في أبحاث الطاقة المتجددة وتطويرها، إلا أن الكثيرين يرون أن تلبية الطاقات المتجددة لاحتياجات العالم مرهونة باكتشاف تقنيات جديدة من جهة، ومرتبطة بالسياسات الحكومية من جهة أخرى، وفي حال عدم توفر هذين الشرطين يرى الرئيس التنفيذي لشركة BP (Bob Dudley) أن الطاقة المتجددة لن تلبي أكثر من 10% من الطلب العالمي على الطاقة في عام 2035 (OGJ، 2017)[15]. كما يرى أن أسطول السيارات في العالم سوف يتضاعف خلال الأعوام العشرين القادمة، مما يعني أن مصادر الطاقة الأحفورية سوف ترزح تحت وطأة تلبية القسم الأكبر من الطلب على الطاقة خلال العقود القادمة.

ولما كان عدد الاكتشافات العملاقة في العالم في تراجع مستمر، فإن الاستخلاص المحسن يشكل مصدراً لا يستهان به لإنتاج كميات إضافية من النفط.

2- 1 تعريف الاستخلاص المحسن للنفط

منذ أن ظهر مصطلح الاستخلاص المعزز (المدّعم) للنفط EOR (Enhanced Oil Recovery) كان هناك توافق غير معلن بين العاملين في

الصناعة البترولية على أن هذا المصطلح يعني عمليات الإنتاج الثالثي للنفط مثل استخدام التقنيات الكيميائية والحرارية وعمليات حقن الغاز القابل للانحلال في النفط. ثم ظهر لاحقاً تعبير الاستخلاص المحسّن للنفط Improved Oil Recovery دون وجود تعريف محدد له، وغالباً ما كان يستخدم كمرادف من حيث المعنى لمصطلح EOR منذ خمسينات القرن الماضي.

لكن مصطلح الاستخلاص المعزز للنفط فقد بريقه عندما فشلت بعض المشاريع المرتكزة على هذا النوع من الاستخلاص في تحقيق أهدافها سواء لأسباب فنية أو اقتصادية، عندها بدأ تعبير الاستخلاص المحسن يشق طريقه حثيثاً في المؤتمرات العالمية وخاصة تلك التي تقيمها جمعية مهندسي البترول وإدارة الطاقة الأمريكية Department of Energy على أمل استقطاب المزيد من الاهتمام والمزيد من المشاركة في المؤتمرات، حتى تم عملياً اعتماد مصطلح الاستخلاص المحسن للنفط في مطلع التسعينات من القرن الماضي.

هذا التمييز بين المصطلحين لا يهدف فقط إلى توضيح الصورة للعاملين في الصناعة البترولية، لكنه أيضاً عامل هام يرتبط بعدة نقاط يتم الارتكاز عليها في عدة حالات، أهمها:

1- عند تحديد حجم الاحتياطيات.
2- عند مناقشة الشروط التعاقدية لمشروع ما.
3- عند البحث عن الحوافز الحكومية في الدول التي تقدم هذا النوع من الحوافز للشركات البترولية.

يعتبر هذا التمييز عنصراً من عناصر تحديد نسبة الضرائب على الإنتاج في بعض الدول. ويساهم في رسم الصورة العامة للوضع الاقتصادي في مشاريع التطوير.

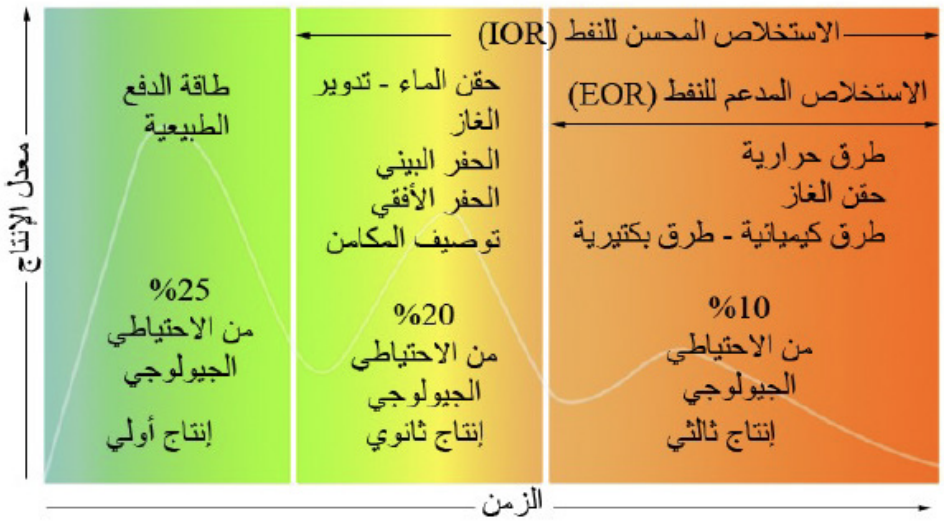
ويمكن باختصار تعريف الاستخلاص المدعم للنفط بأنه: الإنتاج عبر حقن غازات أو مواد كيميائية، أو عبر الطرق الحرارية والبكتيرية.

أما الاستخلاص المحسن للنفط، فهو يغطي عملياً كل التقنيات المستخدمة بما فيها عمليات الحفر البيني Infill Drilling وتوصيف المكامن Reservoir Characterization. أي أن الاستخلاص المدعم هو تعبير أكثر تخصصاً ويمكن اعتباره فرعاً من الاستخلاص المحسن.

يتضمن الشكل- 6 مخططاً يوضح الفرق بين كلٍ من الاستخلاص المحسن والاستخلاص المدعم.

وهنا لابد من التمييز بين العمليات التي تسعى إلى زيادة معدل الإنتاج، وبين العمليات التي تساهم في رفع معامل الاستخلاص. وللتبسيط يمكن القول إنه لو احتوى مكمن ما على احتياطي مؤكد قابل للإنتاج من النفط يبلغ س برميل، فإن زيادة معدل الإنتاج لا تعني بالضرورة أن المكمن سينتج كمية إجمالية أكبر من النفط أكبر من س، بل تعني أن نفس الكمية سوف يتم إنتاجها بشكل أسرع. أما رفع معامل الاستخلاص فيعني أنه يمكن إنتاج إضافة كميات جديدة من الاحتياطيات إلى س تضاف إلى الاحتياطيات المؤكدة القابلة للإنتاج.

الشكل- 6: مخطط يوضح تصنيف طرق الإنتاج



إدارة الشؤون الفنية، أوابك، 2018. المخطط بدون مقياس، والنسب تقريبية

واعتماداً على عمر عملية الإنتاج، يمكن تقسيم الإنتاج إلى ثلاث مراحل: أولي، وثانوي، وثالثي[16]:

1-1-2 الإنتاج الأولي:

هو الإنتاج اعتماداً على قوى الدفع الطبيعية الموجودة في المكمن، ولا يحتاج بالتالي إلى أي عملية دعم كحقن المياه أو غيرها. يرتبط معامل الاستخلاص في حالة الإنتاج الأولي بالضغط الأولي للمكمن وعمقه، ولزوجة النفط وتركيبه، وطبيعة الصخور وخصائصها الفيزيائية، وقطر مواسير الإنتاج المستخدمة، وقطر المقطع النهائي للبئر، والعديد من العوامل الأخرى. يبلغ معامل الاستخلاص وسطياً في حالة تطبيق طرق الإنتاج الأولي حوالي 25% من الاحتياطي الجيولوجي.

2-1-2 الإنتاج الثانوي:

يشار بالإنتاج الثانوي إلى حالة استخدام حقن الماء، أو حقن الغاز غير القابل للامتزاج للمحافظة على الضغط الطبقي (ورفعه أحياناً)، أو إعادة تدوير الغاز،

أو الحفر البيني، أو الحفر الأفقي، أو توصيف المكامن، أو استخدام أكثر من تقنية من هذه التقنيات في آنٍ واحد. أي أن الإنتاج الثانوي هو تقنية يتم من خلالها تقديم طاقة دفع إضافية للمكمن من بئر ما، والإنتاج من بئر آخر. يبلغ معامل الاستخلاص عموماً في هذه الحالة 20% من الاحتياطي الجيولوجي.

2-1-3 الإنتاج الثالثي:

يتضمن تطبيق تقنيات متقدمة مثل حقن المواد الكيميائية، وحقن الغازات القابلة للامتزاج، أو أي تقنية أخرى يمكنها إنتاج كميات نفط أكبر من تلك التي أنتجت بالطرق الثانوية.

عموماً، لم تعد عمليات الاستخلاص المدعم تعتبر من العمليات الثالثية التي تلي الإنتاج الأولي والثانوي، إذ باتت تطبق أكثر فأكثر في المراحل الأولى من الحياة الإنتاجية للحقل قبل الوصول إلى الحد الاقتصادي للإنتاج الثانوي. لذلك سيتم في هذه الدراسة الاكتفاء بتعبير الاستخلاص المحسن للنفط لمختلف التقنيات، كونه التعبير الأشمل إلا إذا دعت الحاجة لغير ذلك.

2-2 مُعامل الاستخلاص Recovery Factor

تنبع أهمية الحديث عن معامل الاستخلاص من حقيقة أن التقنيات المستخدمة في الاستخلاص المحسن للنفط تحاول العمل على رفع قيمة هذا المعامل.

يعبر معامل الاستخلاص أو معامل الإنتاج عن كمية النفط التي يمكن إنتاجها من إجمالي تقديرات الاحتياطيات الجيولوجية، أي أنه النسبة المئوية بين حجم النفط القابل للإنتاج وحجم الاحتياطي الجيولوجي، وينطبق نفس التعريف على الغاز.

يمثل نمو الاحتياطيات القابلة للإنتاج انعكاساً لنمو هذه النسبة، ولابد هنا من التأكيد على نقطة في غاية الأهمية، وهي عدم الموثوقية، أو الشك Uncertainty.

إذ يخضع تقدير الاحتياطي - كما ذكر سابقاً- لعدة عوامل تجعل من قيمته رقماً

تقريبياً، وهذا يرتبط بدوره بمعامل الاستخلاص الذي يبقى رقماً تقريبياً لا يمكن الجزم بدقته، مما يقود إلى فكرة مفادها أن المعرفة الدقيقة لقيمة معامل الاستخلاص الأعظمي Ultimate Recovery Factor أمر غير ممكن عملياً إلا عند إنتاج آخر قطرة نفط من المكمن.

يستخدم معامل الاستخلاص لتقدير الاحتياطي في بداية مشروع ما، أما لاحقاً ومع تدفق المزيد من المعلومات فإن تقدير الاحتياطي يعتمد على فعالية أداء الآبار Well Performance، وعلى عمليات المحاكاة Simulations، وعلى طرق حسابية أخرى مثل معادلة توازن المادة(*).

لكن التقديرات الجديدة بدورها (بعد تطبيق أو خلال دراسة تطبيق إحدى تقنيات الاستخلاص المحسن)، تعمل على تقدير قيمة جديدة لمعامل الاستخلاص تستخدم بدورها لتقدير الجدوى الاقتصادية من مشروع ما.

حاولت العديد من الأبحاث والدراسات تقدير معامل الاستخلاص الوسطي على مستوى العالم، ومن بينها دراسة (Guerrero، 1961)[17] التي صنفت معامل الاستخلاص حسب آلية الدفع في عملية الإنتاج كما هو مبين في الجدول- 1، حيث يلاحظ أن الدفع بالجاذبية يحتل المكانة العظمى بين آليات الإنتاج. لكن الواقع أن الحصول على معامل استخلاص مرتفع بهذا الشكل يتطلب وجود مكمن يتمتع بسماكة مرتفعة وينتج لفترة طويلة من الزمن بدون تداخل من قوى أخرى.

وهذا عملياً أمر نادر إذ غالباً ما سوف يكون هناك تأثير للدفع المائي أو للغاز المنحل أو القبعة الغازية في حال وجودها، وهذه التأثيرات ستؤدي إلى اضطراب تأثير الدفع بالجاذبية. مما يعني أن بيانات الجدول-1 لا تصلح للتعميم على كل حقول العالم.

(*) من الصعب استخدام هذه المعادلة في حالة تقدير احتياطيات الغاز إلا بعد مرور عدة سنوات على استثمار حقلٍ ما.

الجدول- 1: معامل الاستخلاص حسب آلية الدفع

آلية الدفع	معامل الاستخلاص % من الاحتياطي الجيولوجي	
	المدى	الوسطي
تمدد المكمن	5 – 2	3
الغاز المنحل	25 – 12	18
دفع القبعة الغازية	40 – 20	30
دفع المياه الجانبية	40 – 20	30
دفع الحوض المائي السفلي	60 – 35	45
الدفع بالجاذبية	70 – 50	60

Guerrero، 1961

وفي دراسة أخرى أجريت من قبل «هيئة المحافظة على مصادر الطاقة» الكندية (ERCB) على حقول ألبرتا في كندا، تمت محاولة ربط معامل الاستخلاص بنوع النفط المنتج، وآلية عملية الدفع (ERCB، 1990)[18] ، ويبين الجدول- 2 فحوى هذه الدراسة.

الجدول- 2: معامل الاستخلاص حسب آلية الدفع ونوع الخام

نوع النفط	آلية الدفع	معامل الاستخلاص		
		الأولي	المحسن	الإجمالي
خفيف- متوسط	أولي	22	-	22
	دفع مائي	16	14	30
	مخفضات لزوجة	27	31	58
	دفع غازي	41	5	46
ثقيل	أولي	8	-	8
	دفع مائي	9	20	29

ERCB، 1990

يلاحظ من الجدول- 2 أن الاستخلاص المحسن بالدفع المائي في حالة الخام الخفيف والمتوسط كان أقل من نظيره في حالة النفط الثقيل، مما يعطي مؤشراً

على أن الاستخلاص المحسن في هذه الحالة سيكون أكثر فاعلية عندما تكون القوى الطبيعية للمكمن أقل تأثيراً على آلية الإنتاج.

ومما لا شك فيه أن تقدير معامل الاستخلاص الوسطي أمر يعود إلى قاعدة البيانات المتاحة للباحث، حيث تختلف نتائج التقديرات باختلاف المعلومات المتوفرة، وهنا يمكن الإشارة إلى دراسة (Sandra and Sandra، 2007)[19] التي رأت أن معامل الاستخلاص الوسطي على مستوى العالم يمكن ربطه بآلية الإنتاج كما هو موضح في الجدول- 3.

الجدول- 3: معامل الاستخلاص الوسطي للنفط على مستوى العالم

التقنية	معامل الاستخلاص % من الاحتياطي الجيولوجي
الإنتاج الأولي	
تمدد السائل والصخور	% 5
دفع الغاز المنحل	% 20
تمدد القبعة الغازية	% 30
الدفع بالجاذبية	% 40
الدفع المائي	% 50
الإنتاج الثانوي	حتى % 70
حقن الغاز	
الإفاضة بالمياه	
الإنتاج الثالثي	حتى % 80
حراري	
كيميائي	
غاز قابل للذوبان	

Sandra and Sandra، 2007

هذا الجدول يجب أن ينظر له بتمعن وحذر إذ أن أرقامه قد تعطي انطباعاً غير صحيح في البداية، ذلك أن هذه الأرقام هي أرقام نظرية، فالقول مثلاً إن الإنتاج

الثالثي يمكن أن يدفع بمعامل الاستخلاص إلى 80%، لا يعني أن هذا ما يحصل عملياً، لكنه يعني أن 80% من الاحتياطيات الجيولوجية يمكن أن تكون (نظرياً) قابلة للإنتاج، بينما سيبقى 20% من هذه الاحتياطيات عصياً على مختلف تقنيات الاستخلاص المحسن لأنه عبارة عن نفط غير قابل للحركة.

ترى الدراسة المذكورة أن طاقة دفع الغاز المنحل هي الطاقة الأوسع انتشاراً في حقول العالم ويمكن أن يصل معامل الاستخلاص بهذه الطاقة إلى 20% من الاحتياطي الجيولوجي الأولي، كما ترى أن نحو ثلث حقول العالم تنتج بطاقة الدفع المائي. وعند تطبيق تقنية حقن الماء في بداية الإنتاج للحفاظ على الضغط الطبقي، فإن معامل الاستخلاص النظري قد يصل إلى 70%، لكنه في الواقع نادراً ما يتجاوز 60%، وغالباً ما يكون في مجال 45-50%.

وتتابع الدراسة بأن معامل الاستخلاص في حقول النفط الثقيل (22،3> API°) تتراوح بين 10-15%، ويمكن أن يرتفع إلى 20-25% بطرق الإنتاج الثانوي، كما يمكن لتقنيات الاستخلاص المدعم أن تضيف 2-3% إلى معامل الاستخلاص، ليكون معامل الاستخلاص الإجمالي لهذه الحقول نحو 30%.

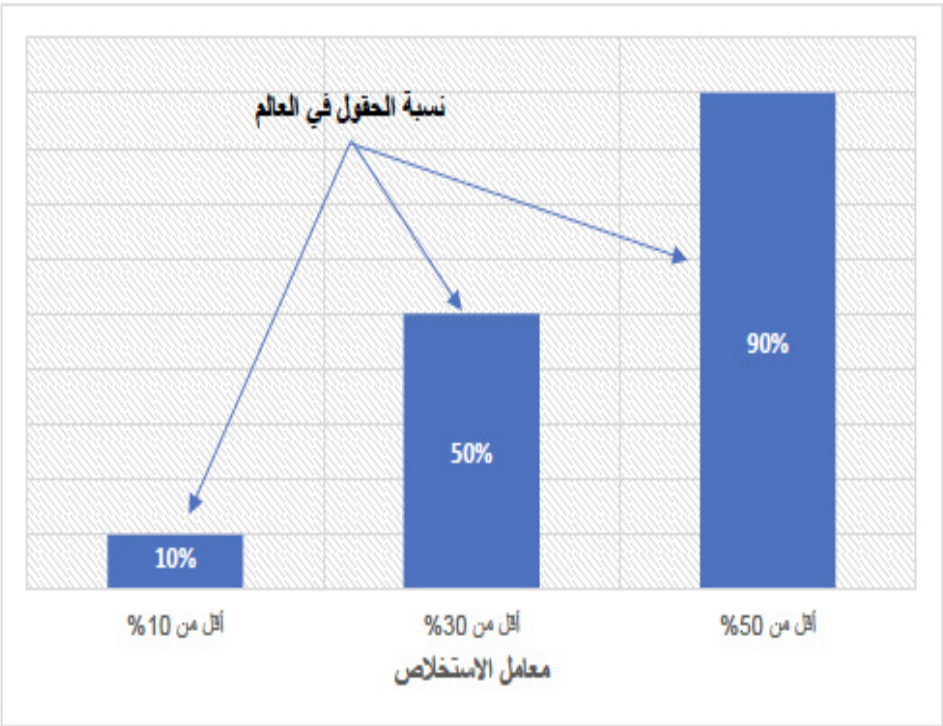
أما في حقول النفط الثقيل جداً (مثل نفط حزام Orinoco في فنزويلا)، فإن معامل الاستخلاص بطاقة دفع الغاز المنحل (الإنتاج البارد) لا يزيد عن 10%، ويعتقد أن تقنيات الاستخلاص المدعم يمكنها ان تضيف 10-15% إلى معامل الاستخلاص.

تبرز إشكالية هذا النوع من الدراسات في الواقع عند محاولة تعميم النتائج، إذ ليس من السهل وضع قيمة تقديرية لمعامل الاستخلاص لأكثر من 40 ألف حقل في العالم تنتج من مكامن مختلفة، وقد ذهبت بعض الأبحاث إلى أن معامل الاستخلاص العالمي يتراوح بين 27-35%، وترى الجمعية الأمريكية لجيولوجيي البترول أن هذا الرقم هو 40%.

لكن نتائج كل هذه الدراسات (ومهما كانت قواعد بياناتها) تبقى نتائج تقديرية، حيث أن خصائص كل حقل وكل مكمن تختلف عن غيرها، وبالتالي يبقى أمر تقدير معامل الاستخلاص الوسطي أمراً نسبياً بحتاً.

ويمكن للتبسيط القبول بأن 10% من حقول النفط في العالم يبلغ بها معامل الاستخلاص(*) أقل من 10%، و50% من حقول العالم يبلغ بها معامل الاستخلاص أقل من 30%، وحوالي 90% من حقول العالم يبلغ بها معامل الاستخلاص أقل من 50%، كما هو موضح في الشكل- 7.

الشكل- 7: نسبة الحقول في العالم حسب معامل الاستخلاص



إدارة الشؤون الفنية، أوابك، 2018

(*) تقدر بعض الدراسات معامل الاستخلاص للغاز الطبيعي بحوالي 80- 90%.

هذا الاهتمام بقيمة معامل الاستخلاص له ما يبرره، إذ أن الوصول إلى رقم معقول يعني إمكانية تقدير الاحتياطي الأعظمي القابل للإنتاج(*)، وتقدير كميات الاحتياطي التي تشكل هدفاً لتقنيات الاستخلاص المحسن للنفط.

2- 3 حدود تقنيات الاستخلاص المحسن

تركز غالبية شركات النفط اليوم على رفع معامل الاستخلاص، فضلا عن الحفاظ على معدل الإنتاج الاقتصادي، ومن أهم العوامل التي تدفع بالشركات في هذا الاتجاه:

1- صعوبة اكتشاف حقول نفطية جديدة وخاصة في ضوء تذبذب أسعار النفط والذي يرفع من عامل المخاطرة في عملية الاستكشاف.

2- الاكتشافات الجديدة صغيرة نسبياً إذ باتت الاكتشافات العملاقة الجديدة مؤخراً معدودة على الأصابع.

3- تقع الأحواض غير المستكشفة بعد في مناطق نائية وحساسة بيئيا في العالم (مثل القطب الشمالي والقطب الجنوبي). وذلك يعني أن تكلفة عمليات الاستكشاف والإنتاج ستكون مرتفعة مقارنة مع الأحواض القريبة من المناطق المأهولة.

4- على الرغم من وجود كميات هائلة من الهيدروكربونات غير التقليدية، مثل النفط الثقيل جداً وزيت السجيل وغيرها، فإن العديد من التقنيات المستخدمة لاستغلال هذه الموارد تحتاج لكميات كبيرة جداً من الطاقة (مثل عمليات حقن البخار)، كما تتعرض الشركات التي تعمل في هذا المجال لضغوطات إعلامية كبيرة من المجموعات المدافعة عن البيئة.

وإذ يرسم الحديث عن طرق الاستخلاص المحسن صورة تغشاها ملامح التفاؤل عادة، لكن الواقع يبين أن هناك حدوداً لتقنيات الاستخلاص المحسن من الصعب

(*) ذكر سابقاً أن المعرفة الدقيقة لقيمة هذا المعامل أمر لا يتحقق إلا عند إنتاج آخر قطرة نفط ممكنة من الحقل، وبالرغم من ذلك فلا بد من تقدير قيمة ما تبنى عليها الدراسات الاقتصادية.

تجاوزها في بعض الأحيان، ولعل من أهمها ما أوردته دراسة (Muggeridge، 2014)[20]:

1- مشاريع الاستخلاص المحسن هي مشاريع صعبة التصميم والتطوير والتشغيل، وتحتاج إلى عناية فائقة بالتفاصيل قبل وخلال تنفيذها.

2- نتائج تطبيق هذه التقنيات لا تبدأ بالظهور بسرعة، فقد تمر سنوات قبل أن يصبح ممكناً الحكم بنجاح أو فشل التقنية المستخدمة، وهذا يعني أن معامل المخاطرة مرتفع سواء من الناحية الفنية أو البيئية أو الاقتصادية.

3- يصعب تطبيق هذا النوع من المشاريع عموماً على حقول المغمورة بسبب المساحة المحدودة على منصات الحفر والإنتاج، وهذا ما سيبين من خلال مثال لاحق عن حقل Cantarell في المكسيك.

2- 1-3 اختيار التقنية المناسبة

تعتمد فعالية عمليات الاستخلاص المحسن إلى حدٍ كبير على خصائص النفط من جهة، وعلى مواصفات الحقل والمكمن من جهة أخرى، ذلك أن مواصفات المكمن تؤثر على آلية استخلاص النفط منه، مما يعني أن التفهم الدقيق لهذه البيانات أمر في غاية الأهمية لتحديد التقنية المناسبة. كما أن اختيار التقنية المناسبة يلعب دوراً هاماً من الناحية الاقتصادية إذ ليس من المعقول تجشم عناء اختبار تقنية ناهيك عن تطبيقها، دون النظر في المعايير التي ترشح تقنية دون أخرى من الناحية العملية. وفي هذا المجال تستخدم حالياً عدة برمجيات تساعد على إجراء التصفية أو الغربلة الأولية للتقنيات(*) المحتمل تطبيقها في حقل ما، وهذه البرمجيات تستند إلى معايير ترتبط بمواصفات النفط والحقل والمكمن كما تقدم.

وقد بينت ورقة (Taber et al، 1997)[21] أهم المعايير التي يمكن الاستئناس بها عند اختيار تقنية الاستخلاص المحسن المناسبة، وشكلت الأساس لعدة برمجيات

(*) Screening

انتشرت لاحقــاً ومن بينها على سبيل المثال لا الحصر برنامج (EORgui) الذي أعده مختــبر تقنيــات الطــاقة الوطنية في وزارة الطاقة الأمريكية[22]. يبين الجدول- 4 المعايير الدنيا المقبولة عند اختيار الطريقة الأمثل للاستخلاص المحسن للنفط اعتماداً على مواصفات النفط ومواصفات المكمن.

ولا بأس هنا من الإشارة إلى مثال عن حقول بحر الشمال التي تتميز بأنها عميقة وتحتوي على نفط خفيف منخفض اللزوجة، وتبلغ درجة الحرارة لمياه البحر نحو 4° مئوية، مما يلغي إمكانية استخدام التقنيات الحرارية بسبب الضياعات الحرارية التي ستنتج عن برودة المياه والجو. وبما أن النفط خفيف ومنخفض اللزوجة، فإن استخدام حقن البوليمير يصبح غير عملي، وإن كان استخدام حقن البوليمير مع منشطات التوتر السطحي وحقن غاز ثاني أكسيد الكربون من بين التقنيات المرشحة للاستخدام في المستقبل[23]. وبناء على ظروف الحقول ومواصفات النفط فقد اختيرت خمس تقنيات للاستخدام في بحر الشمال (Awan et al، 2018)[24]، وهي:

1– حقن الماء بالتبادل مع الغاز WAG.

2– حقن الرغوة بالمساندة مع حقن الماء بالتبادل مع الغاز FAWAG.

3– الحقن المتزامن للماء والغاز SWAG.

4– حقن البكتريا MEOR.

5– حقن الغاز القابل للامتزاج MGI.

ويلاحظ أن الغاز شائع الاستخدام في عمليات الاستخلاص المحسن في بحر الشمال، وهو أمر يفسره توفر الغاز المرافق المنتج مع النفط.

الجدول- 4: المعايير الدنيا المقبولة عند اختيار الطريقة الأمثل للاستخلاص المحسن للنفط

التقنية	مواصفات النفط				مواصفات المكمن					
	كثافة النفط API°	اللزوجة سنتي بواز	التركيب	التشبع بالنفط %	تركيب المكمن	سماكة المكمن المقبولة متر	متوسط النفاذية ميلي دارسي	العمق متر	الحرارة درجة مئوية
حقن الغاز									
غازات هيدروكربونية	أعلى من 35	اقل من 10	نسبة عالية من C_2- C_7	أعلى من 30	رملي أو كلسي	قليلة، إلا في حالة وجود ميل شديد	غير هامة	أكثر من 610 عند استخدام LPG، وأكثر من 1500 للبقية	غير هامة
نتروجين	أعلى من 35	أقل من 10	نسبة عالية من C_1- C_7	أعلى من 30	رملي أو كلسي	قليلة، إلا في حالة وجود ميل شديد	غير هامة	أكثر من 1370	غير هامة
غازات عوادم	أعلى من 24	أقل من 10	نسبة عالية من C_1- C_7	أعلى من 30	رملي أو كلسي	قليلة، إلا في حالة وجود ميل شديد	غير هامة	أكثر من 1370	غير هامة
ثاني أكسيد الكربون	أعلى من 26	أقل من 15	نسبة عالية من C_2- C_{12}	أعلى من 30	رملي أو كلسي	قليلة، إلا في حالة وجود ميل شديد	غير هامة	أكثر من 610	غير هامة
الطرق الكيميائية									
منشطات التوتر السطحي/ بوليمير	أعلى من 25	أقل من 30	خفيف-متوسط	أعلى من 30	الأفضل رملي	أكثر من 3	أكثر من 20	أكثر من 2400	أقل من 79
بوليمير فقط	أعلى من 25	أقل من 150	غير هام	أعلى من 10	الأفضل رملي وممكن في الكلسي	غير هام	أكثر من 10	أقل من 2740	أقل من 93
قلويات	13-35	أقل من 200	وجود حموض عضوية	وجود نفط متحرك	الأفضل رملي	غير هام	أقل من 20	أقل من 2740	أقل من 93
الطرق الحرارية									
الحرق في الموضع	أقل من 40 (10-25)	أقل من 1000	وجود مركبات إسفلتية	أعلى من 40- 50	الأفضل رملي بمسامية عالية	أكثر من 3	أكثر من 100	أكثر من 152	أعلى من 65
الإفاضة بالبخار	أقل من 25	أعلى من 20	غير هام	أعلى من 40- 50	الأفضل رملي بمسامية عالية	أكثر من 6	أكثر من 200	90-1500	غير هامة

المصدر: حمش، 2010، بناء على بيانات Taber et al، 1997. البيانات الأساسية تضمنت العمق بواحدة القدم، ودرجة الحرارة بواحدة الفهرنهايت.

2- 4 تقنيات الاستخلاص المحسن

ربما تكون الطريقة الأفضل لتناول هذا الموضوع هي استعراض بعض التقنيات من خلال طرح أمثلة عن مشاريع تبنتها مختلف دول العالم. وقد يلاحظ هنا أن الحديث عن تقنية معينة لا يستقيم بدون الحديث عن تقنية أخرى مترافقة معها، فحقن الغاز قد يترافق مع حقن الماء مثلاً، وبالتالي لا يمكن الفصل بينهما بشكل قاطع، لكن المبدأ يدور حول محور التقنية الأساسية التي استخدمت.

2-4-1 حقن الغاز

تعتبر تقنية حقن الغاز من بين أقدم التقنيات التي تم التفكير باستخدامها في عمليات الاستخلاص المحسن، وتذكر دراسة (Abbasi et al، 2010) [25] أن هذه الفكرة ظهرت منذ عام 1864، وتعتمد على أن حقن الغاز في المكمن يمكن أن يحد من معدل تراجع قوى الدفع الطبيعي، كما يمكن له أن يلعب دوراً في دعم قوى الدفع بالجاذبية. أي أن الهدف الرئيسي من هذه التقنية في بداياتها كان رفع معدل الإنتاج، والمحافظة على الضغط الطبقي، بينما باتت هذه التقنية تهدف حاليا إلى رفع معامل الاستخلاص (الحمش، 2010)[26].

يتضمن حقن الغاز غير القابل للامتزاج (الانحلال) Immiscible حقن الغاز المنتج مع النفط (الغاز المرافق أو المصاحب)، والنتروجين، وغازات العوادم Flue Gas وغاز ثاني أكسيد الكربون، وغيرها. وتتشابه آلية عمل الغاز غير القابل للامتزاج مع آلية عمل الغاز في القبعة الغازية، حيث يتمدد الغاز دافعاً أمامه كميات من النفط باتجاه البئر، فكأنه بذلك يؤدي دور المكبس Piston. ومع أن مردود هذه التقنية منخفض نسبياً بالمقارنة مع تقنية الإفاضة بالمياه، لكنها في بعض الأحيان تكون التقنية الأفضل، مثل حالات:

- المكامن منخفضة النفاذية.

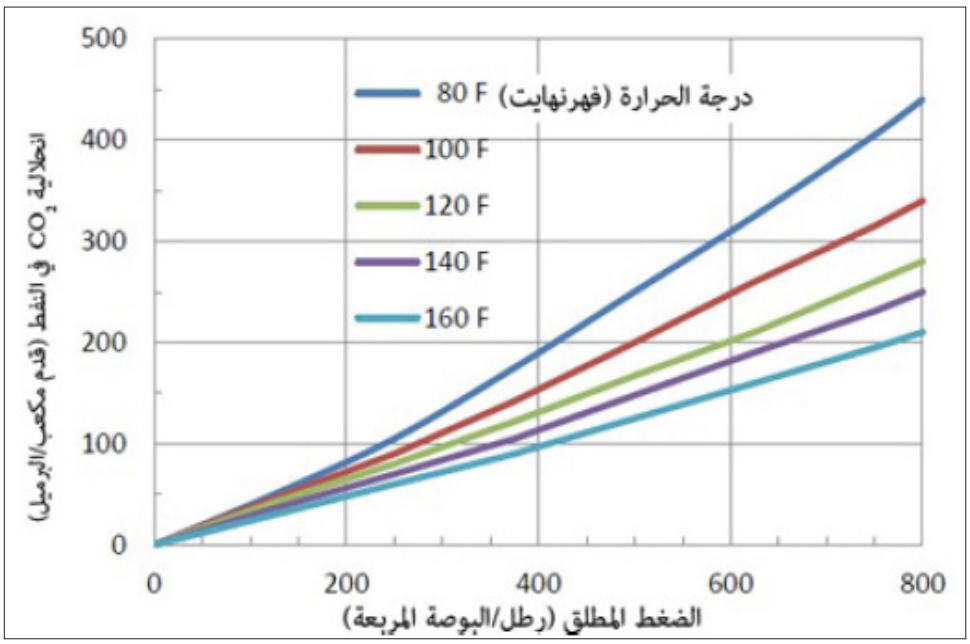
- عندما يحتوي المكمن على نسبة من الصلصال Clay الذي يزداد حجمه بوجود الماء.
- عندما يتكون المكمن من طبقات رقيقة تنتج بقوى دفع الغاز المنحل.
- في المكامن شديدة الانحدار حيث يمكن حقن الغاز في أعلى المكمن، وهذه الطريقة فعالة جداً في المساهمة بإزاحة النفط عن طريق قوى الثقالة (الجاذبية).
- في المكامن التي تكون التشكيلة المنتجة فيها سميكة ومنخفضة الميل، وتتصف بنفاذية عمودية تزيد عن 200 ميلي دارسي md.

يستخدم حقن الغاز القابل للامتزاج Miscible نفس الغازات المشار إليها أعلاه، ولكن الغاز يكون قابلاً للامتزاج بالنفط عند ضغط أعلى من ضغط الامتزاج الأصغري (الأدنى) Minimum Miscibility Pressure، عند نفس درجة الحرارة[27]. فغاز ثاني أكسيد الكربون على سبيل المثال يصبح قابلاً للامتزاج مع النفط في درجة حرارة تزيد عن 31° مئوية عندما يكون الضغط أعلى من 74 بار. وهذه الشروط تسود في العديد من المكامن، ولكن الكثير من المكامن من جهة أخرى تكون درجة حرارتها أعلى من ذلك وضغوطها أعلى أيضاً، وعند ارتفاع درجة الحرارة تقل كثافة غاز ثاني أكسيد الكربون مما يستلزم وجود ضغط مرتفع أكثر للوصول إلى حالة الامتزاج أو الانحلال.

يبين الشكل- 8 العلاقة بين الضغط ودرجة الحرارة وقابلية غاز ثاني أكسيد الكربون للانحلال في النفط (Verna، 2015)[28] ويلاحظ منه أن ارتفاع درجة الحرارة من 27° مئوية (80° فهرنهايت) إلى 71° مئوية (160° فهرنهايت) عند ضغط 27.6 بار (400 رطل/البوصة المربعة)، يسبب انخفاض قابلية انحلال غاز ثاني أكسيد الكربون في النفط إلى النصف تقريباً(*).

(*) الشكل لا يأخذ بعين الاعتبار التركيب الكيميائي للنفط.

الشكل- 8: انحلال غاز ثاني أكسيد الكربون في النفط بالعلاقة مع الضغط ودرجة الحرارة



Verma، 2015.

يعمل حقن الغاز القابل للامتزاج على زيادة فعالية الإزاحة(*) الميكروسكوبية عبر تخفيض أو إلغاء التوتر السطحي بين النفط وبين مائع الإزاحة (أي الغاز القابل للامتزاج في هذه الحالة).

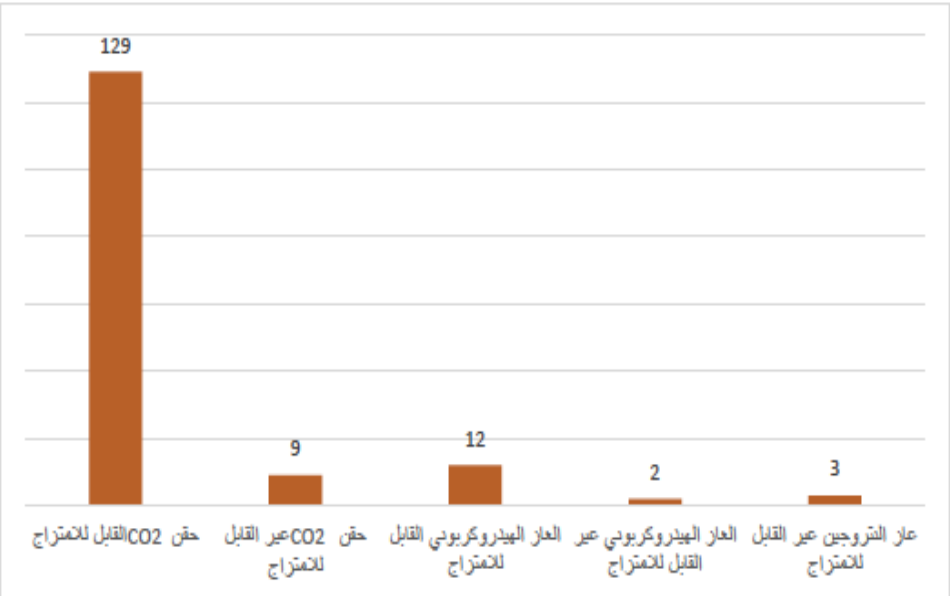
وعند استخدام هذه التقنية بعد الإفاضة بالمياه، فهي تعمل على إيجاد مسار يتحرك عبره النفط المتبقي، مما ينتج عنه انخفاض التشبع المتبقي بالنفط Residual Oil Saturation، لكن الغاز عموماً أقل لزوجة وأقل كثافة من النفط مما قد يقلل من فعالية الإزاحة، وبالتالي يبقى التشبع بالنفط المتبقي مرتفعاً نسبياً. إنما من الواجب القول إن ذلك لا ينطبق على جميع الحالات، فقد سجلت حالات نادرة انخفض فيها التشبع بالنفط المتبقي إلى 2%.

(*) فعالية الإزاحة تعبر بالتعريف عن كمية النفط التي تم إنتاجها من نطاق جرى كسحه (Swept) بالماء أو بمائع آخر.

وقد لوحظ من بيانات المسح الإحصائي الذي قامت به مجلة النفط والغاز عام 2014 (الشكل- 9)، أن من بين 155 مشروعاً لحقن الغاز في الولايات المتحدة، كان هناك 129 مشروعاً لحقن غاز ثاني أكسيد الكربون القابل للامتزاج، و9 مشاريع لحقن غاز ثاني أكسيد الكربون غير القابل للامتزاج، أي أن 89% من مشاريع حقن الغاز في الولايات المتحدة استخدمت غاز ثاني أكسيد الكربون (Koottungal، 2014)[29]، ولعل أهم مبرر لذلك هو توفر مصادر وخطوط أنابيب لنقل هذا الغاز بأسعار تتراوح بين 35- 70 دولار/ مليون متر مكعب (1-2 دولار/مليون قدم مكعب).

ولابد من التنويه هنا إلى أن شبكة أنابيب نقل غاز ثاني أكسيد الكربون في الولايات المتحدة الأمريكية ليست وليدة الأمس (Husted، 2009)[30]، إذ أن بناءها احتاج لثلاثين عاماً امتدت بين 1975 و2005. كما أن معظم خطوط هذه الشبكة مملوكة للقطاع الخاص، مما يخلق جواً من المنافسة بين الناقلين لتقديم أفضل الأسعار.

الشكل- 9: توزع مشاريع حقن الغاز في الولايات المتحدة حتى عام 2014

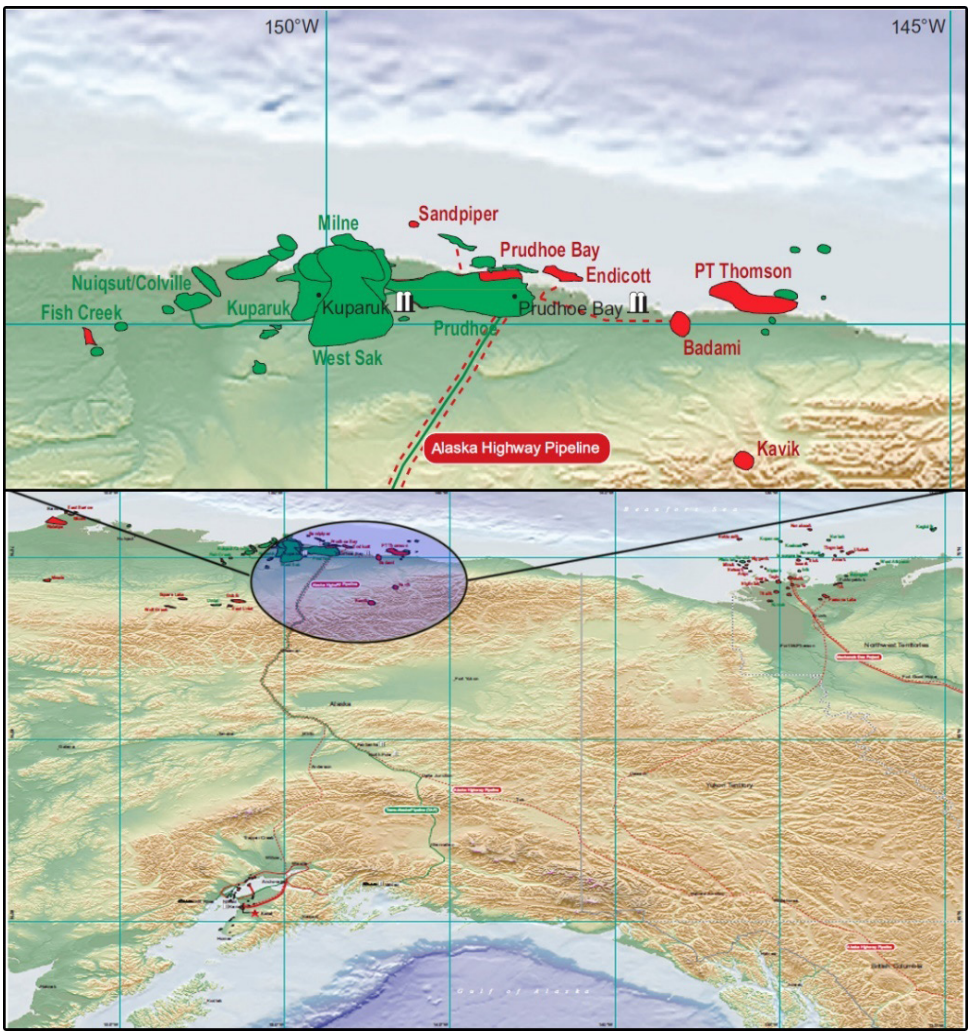


إدارة الشؤون الفنية، أوابك، 2018، بناء على بيانات مستخلصة من (OGJ، 2014)

1-1-4-2 مشروع حقن الغاز الهيدروكربوني القابل للامتزاج في حقل Prudhoe Bay

يقع حقل Prudhoe Bay على الشاطئ الشمالي في ألاسكا (الشكل- 10)[31]، ويعتبر أحد أكبر حقول أمريكا الشمالية، وقد وضع على الإنتاج في عام 1977.

الشكل- 10: موقع حقل Prudhoe Bay



مستخلص من World Energy Atlas، 2013.

تبلغ سماكة التشكيلة المنتجة أكثر من 160 م، وتبلغ المسامية الوسطية في المكمن 22%، وتتراوح النفاذية فيه بين 100- 500 ميلي دارسي، ويبلغ الإشباع الأولي بالماء 35%، ويحتوي على نفط متوسط (28° API) لزوجته 0.8 سنتي بواز cp[32].

كانت طاقة الدفع المائي في الحقل منخفضة جداً، وقد بينت دراسة (McGuire et al، 1995)[33] أن مشروع استخدام تقنية حقن الغاز الهيدروكربوني القابل للامتزاج في الحقل بدأ عام 1982، وبلغ معدل الحقن فيه نحو 17 مليون م^3/ي، وترافق ذلك مع تقنية حقن الماء بالتبادل مع الغاز. وقد بلغ إنتاج الحقل في عام 1988 نحو 55 ألف ب/ي، منها 5000 ب/ي نتيجة تقنية حقن الغاز. يتوفر الغاز الهيدروكربوني عادة عند إنتاج النفط كغاز مرافق أو منحل في النفط، لكن إعادة حقنه في الطبقة قد تحتاج إلى إغناء هذا الغاز Enrich بمركبات هيدروكربونية أخرى تساهم في رفع قدرته على الامتزاج مع النفط ثانية، وفي حالة حقل Prudhoe Bay تم إغناء غاز الميثان CH_4 بغازي البروبان C_3H_8 والبوتان C_4H_{10}.

وفي دراسة أخرى نشرت لاحقاً، تنبأ (Standing، 2000)[34] بأن الإنتاج الأعظمي للحقل سيكون 11.8 مليار برميل حيث سيبلغ إنتاجه 136 ألف ب/ي في عام 2010، وسوف يتوقف عن الإنتاج في عام 2018. لكن الواقع أن شركة BP التي تدير عمليات الحقل ذكرت في عام 2012 أن الاحتياطي الجيولوجي للحقل 24 مليار برميل، وأعلنت أن الحقل أنتج حتى ذلك العام 12 مليار برميل، وبلغ معدل إنتاجه في عام 2012 نحو271 ألف ب/ي، إضافة إلى نحو 200 ألف م^3/ي من الغاز[35].

كما احتفلت BP في شهر حزيران/يونيو 2017 بمرور 40 عاماً على إدارتها للحقل، وأكدت أنه أنتج حتى ذلك التاريخ 12،5 مليار برميل من النفط، (أي أن معامل الاستخلاص من الحقل زاد عن 50%) وبلغ معدل إنتاجه عام 2017 نحو 282 ألف ب م ن/ي[36]، مع أن الاحتياطي المؤكد عند اكتشاف الحقل كان 9،6 مليار برميل، لكن تقنية حقن الغاز القابل للامتزاج بالتناوب مع الماء أضافت أكثر من 3

مليار برميل لهذا الاحتياطي حتى عام 2017، ومع استمرار الإنتاج فمن المتوقع أن يرتفع معامل الاستخلاص أكثر.

2-1-4-2 حقن غاز النتروجين

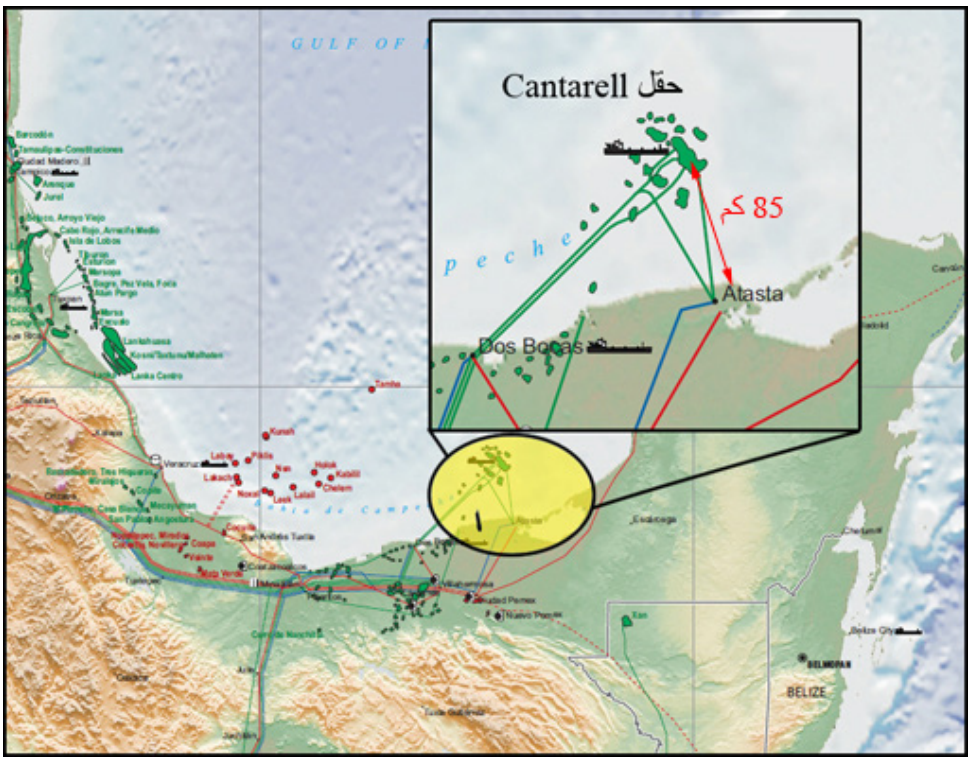
يحتاج غاز النتروجين إلى ضغط مرتفع نسبياً لينحل في النفط، كما يحتاج إلى معدات خاصة لفصل النتروجين من الهواء. وعند وجود الحقل في المغمورة تزداد الأمور تعقيداً لأسباب لوجستية لا تخفى على العيان. وربما يكون حقل Cantarell في المكسيك(*) أحد أفضل الأمثلة لتوضيح جدوى استخدام هذه التقنية[37].

1-2-1-4-2 حقن غاز النتروجين في حقل Cantarell في المكسيك

اكتشف حقل Cantarell عام 1978 على بعد 85 كم من شواطئ المكسيك في مياه عمقها 45 م. قدر الاحتياطي الجيولوجي الأولي في الحقل بنحو 32 مليار برميل، ويزيد عمق التشكيلة المنتجة فيه عن 1500 م تحت سطح البحر. تتكون الصخور المنتجة في الحقل من الدولوميت، والمكمن متشقق غير متجانس الخواص Heterogenous تتراوح نفاذيته بين 1 ميلي دارسي إلى أكثر من 1 دارسي. مسامية المكمن منخفضة عموماً لا تزيد عن 8%. يبين الشكل- 11 موقع الحقل في خليج المكسيك[38].

(*) ورد سابقاً في هذه الدراسة أن حقل Cantarell سيتخذ كمثال على الصعوبات التي تواجه عمليات الاستخلاص المحسن في المغمورة.

الشكل- 11: موقع حقل Cantarell في خليج المكسيك



مستخلص من: World Energy Atlas، 2013

بدأ الإنتاج التجاري من الحقل في عام 1979، وسرعان ما بلغ إنتاج الحقل 1 مليون ب/ي في عام 1981 من النفط (19°- 22° API). في عام 1996 انخفض ضغط المكمن إلى 124 بار نزولاً من الضغط الأولي للمكمن الذي كان 259 بار، أي أن المكمن فقد أكثر من 52% من ضغطه الأولي خلال 25 سنة من الإنتاج.

قامت شركة Pemex بإجراء العديد من الدراسات التي هدفت إلى الحفاظ على ضغط المكمن أو محاولة زيادته، منها دراسة حقن غاز العوادم التوربينية المتوفرة في الحقول، أو حقن غاز ثاني أكسيد الكربون، وغيرها من التقنيات. ثم استقر الرأي على استخدام حقن النتروجين في القبعة الغازية كونه مثّل التقنية الأكثر اقتصادية

حسب الدراسات التي أجريت. يبين الجدول-5 كلفة الغازات المختلفة التي تمت دراستها، ويلاحظ أن كلفة غاز النتروجين تراوحت بين 8 آلاف دولار وبين ما يقارب 20 ألف دولار لكل مليون متر مكعب.

الجدول- 5: كلفة الغاز المقترح حقنه في حقل Cantarell

دولار/مليون متر مكعب	غاز العادم		الغاز الطبيعي		ثاني أكسيد الكربون		نتروجين	
	28,958	19,423	77,692	74,161	44,143	35,315	19,776	8,122
المتوسط	24,191		75,927		39,729		13,949	

معدل(*) عن Watts، 2015.

وربما كانت أهم المصاعب التي واجهت استخدام هذه التقنية هي كمية الغاز الكبيرة اللازمة للحقن، إذ برزت الحاجة إلى بناء وحدات قادرة على فصل النتروجين من الهواء بطاقة تزيد عن 10 آلاف طن/ي من النتروجين السائل. وقد تم بناء 4 وحدات فصل يمكن لكل منها إنتاج 8،5 مليون م^3/ي من النتروجين، وتحتاج الوحدات مجتمعة إلى نحو 500 ألف حصان من القدرة (Horse Power). لذلك تم بناء 3 وحدات عاملة على الغاز لتوليد الكهرباء بطاقة 75 ميغا واط لكل منها. كما تمت إضافة وحدة فصل خامسة بنفس طاقة إنتاج النتروجين في عام 2004.

وصل معدن حقن النتروجين في الحقل إلى 34 مليون م^3/ي، وبلغ الحقل ذروة إنتاجه اليومي في عام 2004 حيث وصل معدل الإنتاج إلى أكثر من 2.1 مليون ب/ي يتم إنتاجها من 220 بئراً. وبالطبع لم يبق ذلك المعدل ثابتاً إذ تراجع بعد ظهور مشاكل في تشكل مخاريط الغاز والماء Gas and Water Coning، وحتى عام 2015 كان معدل إنتاج الحقل 400 ألف ب/ي، وتراجعت إلى 200 ألف ب/ي حتى منتصف عام 2017[39]. لكن تقنية حقن النتروجين ساهمت في نقل 2.5-3 مليار برميل من الاحتياطي الجيولوجي إلى خانة الاحتياطي المؤكد

(*) الجدول الأساسي يتضمن الكثير ن البيانات ومنها الكلفة بواحدة دولار/مليون قدم مكعب، ولا يتضمن القيم الوسطية.

القابل للإنتاج. عموماً كان حجم وحدات الفصل ووحدات توليد الكهرباء من أهم عوائق المشروع بسبب المساحة الكبيرة التي تتطلبها والتي لا تتوفر ضمن المنشآت السطحية الموجودة في المغمورة.

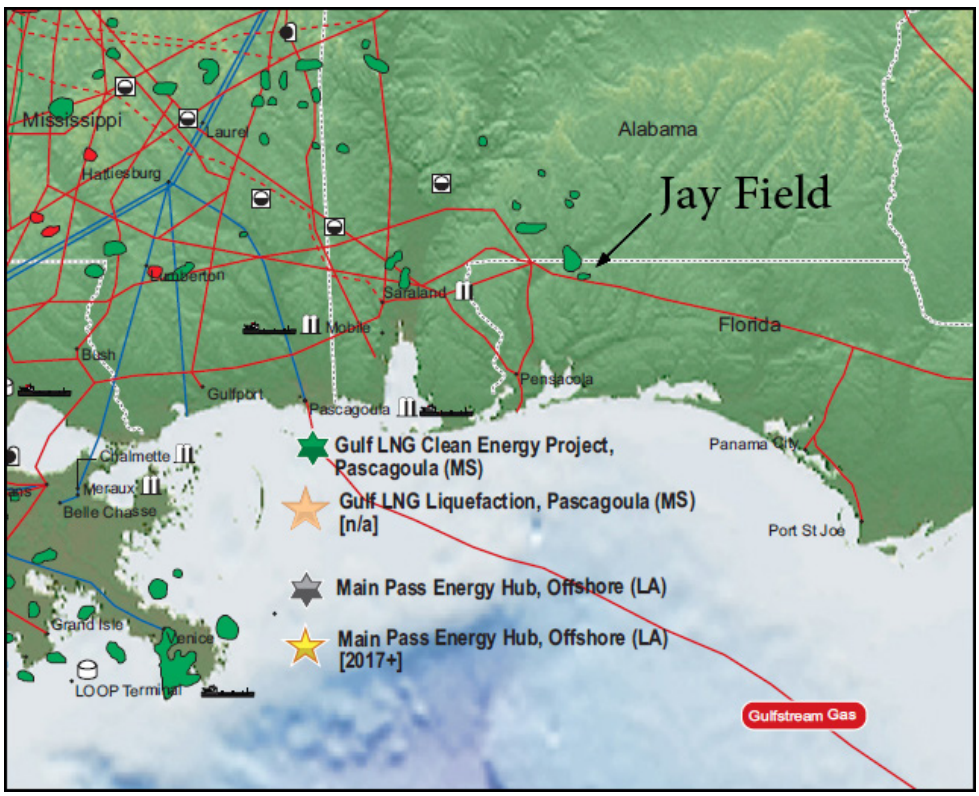
ويلاحظ من الجدول- 5 السابق أن وسطي كلفة غاز النتروجين قارب 14 ألف دولار لكل مليون متر مكعب، ولما كان معدل الحقن قد بلغ 34 مليون م^3/ي، فإن الكلفة الإجمالية الوسطية لغاز النتروجين المحقون تناهز 475 ألف دولار يومياً.

ورغم أن المبلـــغ يبـــدو مرتفعاً للوهلة الأولى، لكن عندما كان الحقل ينتج 2.1 مليون ب/ي فذلك يعني أن كلفة الغاز المحقون في حينها لم تزد عن 22 سنت/البرميل، إلا أن انخفاض الإنتاج إلى 200 ألف ب/ي عام 2017 جعل هذا الرقم يرتفع إلى أكثر من 2,3 دولار/البرميل على فرض أن تكلفة غاز النتروجين بقيت ثابتة ولم ترتفع بدورها.

2-2-1-4-2 حقن غاز النتروجين في حقل Jay في الولايات المتحدة الأمريكية

من الحقول الأخرى التي طبقت عليها تقنية حقن غاز النتروجين القابل للامتزاج، حقل Jay الواقع جنوب شرق الولايات المتحدة الأمريكية في ولاية فلوريدا قرب الحدود مع ولاية ألاباما. (الشكل- 12).

الشكل- 12: موقع حقل Jay في ولاية فلوريدا الأمريكية



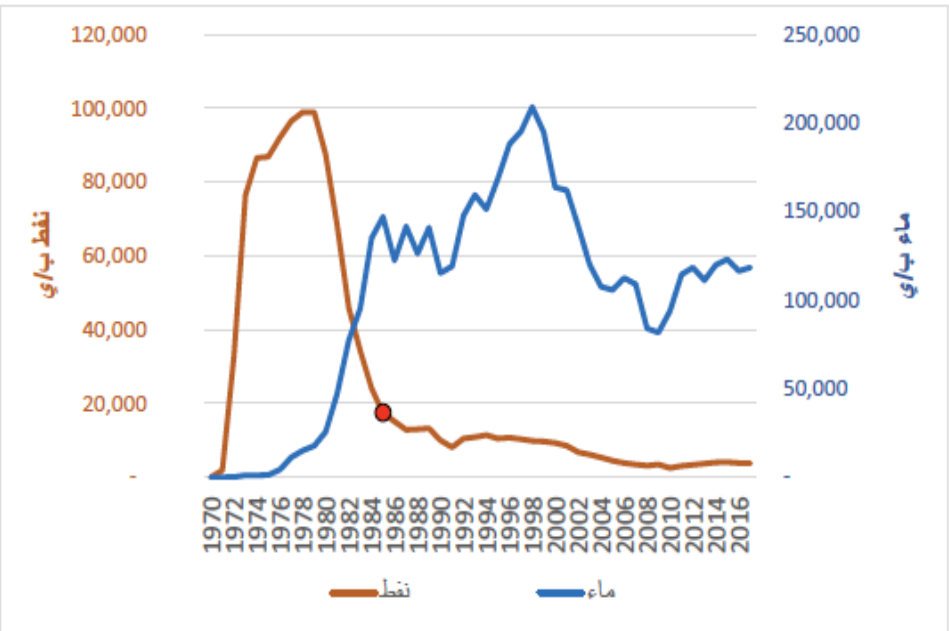
World Energy Atlas، 2013

اكتشف الحقل عام 1970، ويبلغ طوله 11 كم وعرضه نحو 5 كم، تتوضع التشكيلة المنتجة فيه على عمق يتراوح بين 4600- 4800 م، وتبلغ سماكتها الوسطية 107 م. ويعتبر من الحقول مرتفعة الضغط والحرارة، إذ يبلغ ضغط المكمن الأولي 540 بار، وحرارته 141° مئوية. قدر الاحتياطي الجيولوجي في الحقل بنحو 830 مليون برميل.

استخدمت في الحقل تقنية الإفاضة بالماء في عام 1974، وبلغ إنتاج الحقل ذروته في أواخر السبعينات بنحو 100 ألف ب/ي، ثم تراجع بعد ذلك بسرعة. في عام

1981 بدأ حقن غاز النتروجين في الحقل بالتبادل مع الماء، وقد أنتج حتى شهر حزيران/يونيو 2017 حوالي 432 مليون برميل من النفط (معامل الاستخلاص 52%). يبين الشكل- 13 معدل إنتاج الحقل[40] حتى منتصف عام 2017(*)، وقد بلغ عدد الآبار المنتجة في الحقل 39 بئراً، وبلغ عدد آبار الحقن 25 بئراً.

الشكل- 13: معدل الإنتاج اليومي في حقل Jay الأمريكي



إدارة الشؤون الفنية، أوابك، 2018. بناءً على بيانات: Florida Department of Environmental Protection، لعدة سنوات.

يلاحظ من المخطط في الشكل- 13 أن نسبة الإماهة بدأت بالارتفاع بشكل سريع مع ارتفاع معدل إنتاج النفط، وقد بلغت في عام 2017 حوالي 97%. كما يلاحظ أن هناك تراجعاً واضحاً في الإنتاج عام 2008، ومع أن وكالة حماية البيئة في فلوريدا لا تقدم مبرراً لهذا التراجع، إلا أنه على الأغلب كان صدى للأزمة الاقتصادية التي

(*) التقرير السنوي لإدارة حماية البيئة في فلوريدا عن عام 2016 يحتوي على بيانات الحقل حتى عام 2016. تم أخذ بيانات 2017 من متوسط التقارير الشهرية للإدارة.

ضربت العالم ذلك العام، وما تبعها من تراجع عمليات الإنتاج وتسريح للعمال(*).

أما على صعيد الاستخلاص المحسن، فيمكن من خلال المخطط ملاحظة أنه ومنذ عام 1985 أي بعد 4 سنوات من بدأ حقن النتروجين بالتبادل مع الماء، تقلص معدل تراجع الإنتاج، بل ارتفع الإنتاج قليلاً في عام 1989. ويشار هنا إلى أن شركة ExxonMobil التي كانت تدير عمليات الحقل، توقعت في منتصف الثمانينات أن معدل إنتاج الحقل في عام 2000 لن يتجاوز 2000 ب/ي في أحسن الأحوال (Langston، 1985)[41]. لكن يلاحظ من المخطط أن معدل الإنتاج عام 2000 كان حوالي 9300 ب/ي، وحتى منتصف عام 2017 كان معدل الإنتاج 3738 ب/ي. وعموماً ساهم الاستخلاص المحسن للنفط في هذا الحقل في رفع معامل الاستخلاص بنحو 7%، أي أنه نقل حوالي 58 مليون برميل من خانة الاحتياطي الجيولوجي إلى خانة الاحتياطي القابل للإنتاج.

3-1-4-2 حقن غاز ثاني أكسيد الكربون

يعتبر غاز ثاني أكسيد الكربون من الغازات التي يمكن أن تنحل في النفط عند درجات حرارة وضغوط منخفضة نسبياً، لكن العائق الأساسي يتمثل في توفير الكميات اللازمة من هذا الغاز، مما جعل المشاريع الأولى في هذا المجال مرتبطة بوجود مصادر طبيعية لغاز ثاني أكسيد الكربون. كما أن هذا الغاز يتسبب بظهور مشكلة التآكل فتفاعله مع الماء ينتج حمض الكربونيك:

$$H_2O + CO_2 \rightarrow H_2CO_3$$

ومع أنه من الحموض الضعيفة إلا أنه يساهم في عملية التآكل، مما يستلزم الحذر عند تصميم البئر وخطوط النقل وخطوط الجريان وغيرها من التسهيلات، ولابد من الحرص على فصل غاز ثاني أكسيد الكربون من النفط المنتج. وترافق الاهتمام بحقن غاز ثاني أكسيد الكربون مع المنظور العالمي الذي يعتبر هذا الغاز

(*) بيانات وكالة حماية البيئة في فلوريدا عن عام 2009 تضمنت نقطة شاذة أظهرت الإنتاج على أنه 34 ب/ي فقط. وهذا مستحيل في ظل وجود 32 بئراً منتجاً في تلك السنة، مما يعني أن الرقم أدرج بشكل خاطئ في التقارير، والصواب هو 3400 ب/ي.

من مسببات ظاهرة الدفآن (الاحترار) العالمي، حيث تداعت الكثير من الجهات إلى اصطياده Capture والاستفادة منه في الاستخلاص المحسن للنفط.

ظهرت تقنية حقن غاز ثاني أكسيد الكربون للمرة الأولى في الثلاثينات من القرن الماضي، وأجريت العديد من التجارب الحقلية عليها خلال الخمسينات[42]، واستمرت التطويرات المتلاحقة عليها بالنمو، حيث ظهرت عدة مقترحات لإيجاد معايير لاستخدامها ومنها المعايير التي اقترحها (Thomas، 1998) [43] والتي تستند إلى خصائص السلوك الطوري للموائع في المكمن، والتوتر السطحي بين الغاز والنفط، وفعالية الجريان ضمن المسامات خلال الحقن، وحجم هذه المسامات، وقابلية التبلل في الصخر، والكثافة النسبية في المكمن.

وبينت دراسة (Sehbi et al، 2001)[44] أن فعالية الإزاحة المجهرية لحقن غاز ثاني أكسيد الكربون ترتبط بمعدلات الحقن المنخفضة للغاز، والاستمرار في عملية الحقن لفترة طويلة.

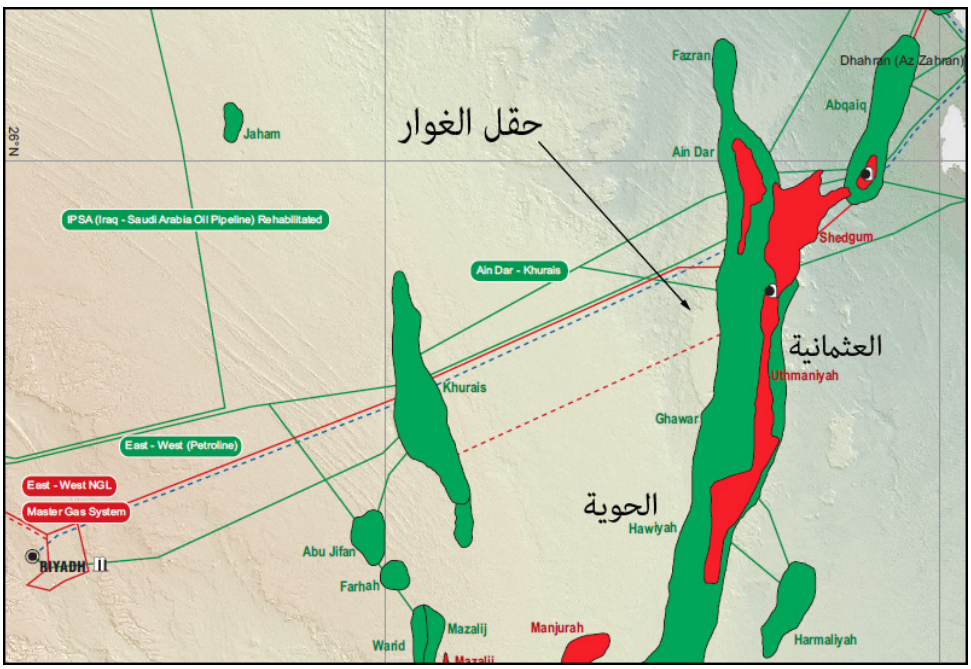
أجريت دراسة طموحة (Ning، 2015)[45] حول هذا النوع من التقنيات، شارك فيها باحثون من أكاديمية العلوم الصينية، ومخبر Pacific Northwest الأمريكي، ومعهد أبحاث الحفر في مؤسسة البترول الوطنية الصينية CNPC. عملت الدراسة على استخدام طريقة تقييم فنية اقتصادية تتضمن نموذج فعالية وكفاءة من جهة ونموذجاً مالياً لمشاريع حقن غاز ثاني أكسيد الكربون من جهة أخرى. وجرى تطبيق النموذجين على 296 حقلاً صينياً على اليابسة شكلت 70% من الحقول الصينية الناضجة، وخلصت الدراسة إلى أن استخدام هذه التقنية يمكن أن يساهم في إضافة 1،1 مليار طن (7.7 مليار برميل) إلى الاحتياطيات الصينية ضمن الشروط السائدة في وقت الدراسة، إذ بين النموذج الذي تم استخدامه أن الإنتاج التراكمي من النفط إضافة إلى كميات التخزين المتوقعة من غاز ثاني أكسيد الكربون حساسة بالنسبة لأسعار النفط، وكلفة الغاز، وعمر المشروع، ومعدلات الفائدة، والسياسات

الضريبية. كما أشارت الدراسة إلى أن نجاح تطبيق هذا النوع من التقنية في الصين يمكن أن ترتفع جدواه الاقتصادية في حال توفر الحوافز الحكومية لاصطياد غاز ثاني أكسيد الكربون.

2-4-1-3-1 حقن غاز ثاني أكسيد الكربون، أرامكو السعودية

من المشاريع العربية في هذا المجال يمكن الإشارة إلى المشروع الذي أطلقته شركة أرامكو السعودية عام 2015 وذلك في مرافقها لسوائل الغاز الطبيعي في حقل العثمانية ومنشآت الحوية (الشكل- 14)، وهو أول مشروع في المملكة العربية السعودية لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه، كما أنه مشروع استخلاص محسن للنفط باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون.

الشكل- 14: موقع حقل العثمانية والحوية



World Energy Atlas، 2013

يعتبر هذا المشروع الأكبر من نوعه على مستوى الشرق الأوسط، ويتضمن أربعة آبار حقن، وأربعة آبار إنتاج، وبئرين للمراقبة. قدرت أرامكو أن نحو 40% من غاز ثاني أكسيد الكربون المحقون سيحتجز بشكل دائم في المكمن.

تتضمن خطة المشروع حقن أكثر من 1 مليون م^{3}/ي من الغاز (40 مليون قدم3/ي) وهي كمية سوف يتم استخلاصها ومعالجتها في معمل استخلاص سوائل الغاز الطبيعي في الحوية، ثم يتم نقلها لمسافة 85 كم باستخدام خطوط الأنابيب إلى حقل العثمانية (Saudi Aramco، 2015)[46]. يذكر أن حقل العثمانية يشكل جزءاً من حقل غوار العملاق، الذي اكتشف عام 1948 وتم وضعه على الإنتاج في مطلع الخمسينات من القرن الماضي. ويعتبر "شمال العثمانية" أكثر الأجزاء نضوجاً Mature في حقل الغوار (Al-Mutairi and Al- Harbi، 2006)[47]. ولا تتوفر بيانات عن نتائج تطبيق هذه التقنية بعد على حقل العثمانية، وهذا ليس بالمستغرب فنتائج هذا النوع من التقنيات تحتاج لوقت طويل حتى تبدأ بالظهور.

من جهة ثانية ذكرت دراسة (Alhashboul et al، 2017)[48] أن الهدف الرئيسي لهذا المشروع في المملكة ليس عملية الاستخلاص بحد ذاتها في هذه المرحلة، لكن الهدف هو استعراض مدى الجدوى الاقتصادية من استخدام تقنية تخزين (حقن) ثاني أكسيد الكربون كجزء من عملية الاستخلاص المحسن للنفط.

2-4-1-3-2 حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في حقل Bati Raman، تركيا

من الأمثلة الأخرى على استخدام هذه التقنية، يمكن الإشارة إلى التجربة الطويلة في هذا المجال في **حقل Bati Raman** في تركيا، والتي تستحق النظر فيها بشيء من التفصيل لما تضمنته من عمليات وتجارب مختلفة على الحقل[49].

اكتشف هذا الحقل عام 1961 جنوب شرق تركيا، وقدر الاحتياطي الجيولوجي فيه بنحو 1،85 مليار برميل من النفط الثقيل (12° API) ويتميز النفط في الحقل بلزوجة مرتفعة (450-1000 سنتي بواز)، ومحتوى منخفض من الغاز المنحل.

ينتج الحقل من تشكيلة Garzan الكربوناتية التي تتميز بعدم تماثل الخواص أفقياً وعمودياً، تبلغ المسامية الوسطية في الحقل نحو 18%، وتتراوح نفاذية المكمن بين 10- 100 ميلي دارسي. وقد قدر معامل الاستخلاص الأولي في الحقل بأقل من 2%، أي أن الاحتياطي القابل للإنتاج لا يتجاوز 37 مليون برميل.

أنتج المكمن بطاقة الدفع الطبيعية بين عامي 1961-1986، وخلال تلك الفترة تراجع ضغط المكمن من 124 بار، إلى 27.5 بار، وانخفض معدل إنتاجه من 9000 ب/ي إلى 1600 ب/ي، وهذا ما قاد إلى إجراء العديد من التجارب المخبرية والحقلية في محاولة لمعرفة التقنية الأمثل التي يمكن تطبيقها على الحقل، حيث جرى اختبار تقنية الإفاضة بالمياه إذ حقن في مركز الحقل 3,2 مليون برميل من الماء بين عامي 1971 و 1978، ومع أن معدل الإنتاج ارتفع نتيجة عمليات الحقن، إلا أن الدراسات بينت أن معامل الاستخلاص لن يرتفع إلى أكثر من 5%. وعند دراسة إمكانية حقن البخار، تبين أن معامل الاستخلاص يمكن أن يرتفع إلى 34% خلال ثماني سنوات ونصف. رغم ذلك كان حقن ثاني أكسيد الكربون غير القابل للامتزاج أكثر جاذبية بسبب وجود حقل Dodanالقريب الذي يحتوي على حوالي 7 مليار من احتياطيات غاز ثاني أكسيد الكربون، وبسبب التكاليف الأقل نسبياً من تكاليف حقن البخار.

بدأ مشروع تدوير غاز ثاني أكسيد الكربون في الحقل عام 1986 على مساحة ناهزت 4.8 كم مربع تحتوي على 33 بئراً، وفي عام 1988 تم الانتقال إلى تقنية الإفاضة بالغاز، وجرى لاحقاً تعميم التقنية على كامل مساحة الحقل. وفي عام 1993 وصل معدل الإنتاج إلى 13 ألف ب/ي، فيما كان الحقل سينتج 1600 ب/ي فقط بدون الإفاضة بالغاز. لكن معدل الإنتاج تراجع ثانية ووصل في عام 1995 إلى 5500 ب/ي مما استدعى حقن هلام البوليمير كنوع من المعالجة لزيادة فعالية الكسح والحد من التراجع، وترافق ذلك مع حفر آبار أفقية ومتعددة الجذوع على

نطاق تجريبي للوصول إلى النفط الذي لم تتم إزاحته بالغاز. وحتى عام 2007 كان معدل إنتاج الحقل 7000 ب/ي. وقدر معامل الاستخلاص حتى ذلك التاريخ بنحو 5% حيث أنتج الحقل 94 مليون برميل. أي أن تقنيات الاستخلاص المحسن ساهمت في مضاعفة معامل الاستخلاص الذي كان مقدراً بنحو 2% كما ذكر في بداية المثال. وبلغت كميات غاز ثاني أكسيد الكربون المحقونة حتى مطلع عام 2007 حوالي 7،7 مليار متر مكعب، وأُنتج منها ثانية مع النفط أكثر من 5،5 مليار متر مكعب.

تمثلت إحدى عوائق المشروع بأن غاز ثاني أكسيد الكربون في حقل Dodan يحتوي أيضاً على نسبة مرتفعة من كبريتيد الهيدروجين (ثاني أكسيد الكبريت) H_2S، لذلك تضمن تصميم المشروع محطة Selexol التي تعمل على نزع هذا الغاز قبل حقن ثاني أكسيد الكربون في حقل Bati، بحيث لا تزيد نسبته عن 50 جزءاً بالمليون (ppm) ويتم أيضاً في المحطة تجفيف غاز ثاني أكسيد الكربون إلى معدل 16 غ ماء/1000 م مكعب من الغاز. رغم ذلك واجهت عمليات الحقن عدة حالات انسدت خلالها خطوط الحقن ومواسير الإنتاج بالجليد عندما كان ضغط الحقن منخفضاً. ولما كانت معظم الآبار تنتج باستخدام المضخات المكبسية، فإن وجود الغاز في النفط المنتج أدى إلى تخفيض كفاءة عمل هذه المضخات، فجرى في بعض الحالات استبدالها بمضخات إزاحة لا مركزية (Progressive Cavity Pump) مما حسن شيئاً ما من فعالية الإنتاج.

4-1-4-2 حقن الماء بالتبادل مع الغاز WAG

تم تطوير هذه التقنية للحد من مخاطر تقنية حقن الغاز، وتعتبر عملياً من بين التقنيات الأكثر تطبيقاً والأكثر نجاحا في حقول بحر الشمال حيث شكلت 48% من مجموع المشاريع العاملة على الاستخلاص المحسن للنفط في عام 2005 إذ استخدمت في 9 من أصل 19 مشروعاً تطبق فيها تقنيات أخرى (Awann

Kleep &، 2006)[50]. تشمل هذه الطـــريقة حقن دفعات من الماء متبوعة بحقن الغاز، وقد يتم حقن الماء والغـــاز معـــاً فيطـــلق عليهـــا عندها اسم SWAG (Simultaneous Water Alternating Gas).

كما ينظر إلى كون الغاز المحقون قابلاً أو غير قابل للامتزاج فتسمى التقنية حينها باسم IWAG (Immiscible Water Alternating Gas)، فإذا كانت تقنية WAG تستخدم لدفع جبهة الغاز بشكل متجانس، فإن تقنية IWAG ساهمت في تخفيض نسبة النفط المتبقي، أي أنها ترفع من فعالية الكسح وفعالية الإزاحة معاً (Holtz، 2016)[51].

يساهم حقن الماء في تخفيض كمية الغاز اللازمة للحفاظ على ضغط المكمن، كما يساهم من الناحية النظرية في تخفيض ميل الغاز لتشكيل أصابع Fingering أو أقنية عبر النفـط كون الماء المتحرك ضمن أقنيـــة الصخـــر يخفـــض من النفاذية الفعالـــة للغاز. وهـــو يساهـــم أيضـــاً في رفع كفـــاءة الكسح العمـــودي Vertical Sweep Efficiency كون كثافة الماء أعلى من كثافة النفط. رغم ذلك فإن العديد من الشركات التي طبقت هذه التقنية حصلت على معامل استخلاص أقل من المتوقع بسبب تشكل أقنية الغاز وانخفاض الإزاحة الميكروسكوبية، وهذا النوع من العوائق مرتبط عادة بعدم تجانس المكمن. يضاف إلى ذلك المشاكل التشغيلية مثل انخفاض قابلية الحقن بسبب انخفاض قابلية الموائع على الحركة قرب البئر نتيجة تغير النفاذية النسبية، وضرورة المراقبة الدائمة لأنظمة الحقن.

استخدمت تقنية حقن الماء بالتبادل مع الغاز لأول مرة في حقل North Pembina في كندا، ضمن مشروع تجريبي بدأ عام 1957، ومنذ ذلك الوقت انتشر استخدامها في عدد كبير من الحقول، إذ طبقت هذه التقنية على مستوى محدود على نحو 150 حقلاً في الولايات المتحدة خلال عقد الستينات من القرن الماضي (Merchant، 2017)[52].

وعملت دراسة (Christensen وآخرون، 1998) [53] على تتبع بيانات 59 مشروعاً استخدمت هذه التقنية بين عامي 1957 و1996، مرتبة في الجدول- 6 حسب تاريخ البدء بها. وبالرغم من أن بيانات الجدول تسجل المشاريع حتى عام 1996 فقط، لكنها تعطي عدة مؤشرات يمكن تلخيصها فيما يلي:

1- شهد عقد الثمانينات بداية 30 مشروعاً لحقن الماء بالتبادل مع الغاز، بينما كان عدد المشاريع 10 فقط خلال الستينات و11 مشروعاً خلال السبعينات.

2- من مجموع 59 مشروعاً، هناك 10 مشاريع فقط استخدمت فيها تقنية حقن الماء بالتبادل مع الغاز غير المنحل، أما بقية المشاريع فكانت باستخدام حقن الماء بالتبادل مع الغاز المنحل.

3- أكثر من نصف الحقول (57%) التي طبقت فيها هذه التقنية تنتج من مكامن رملية، والبقية كانت كربوناتية، كلسية أو دولوميتية.

4- استخدم غاز ثاني أكسيد الكربون في 29 مشروعاً، منها مشروع استخدم فيه مع غاز النتروجين. واستخدم الغاز الهيدروكربوني في 19 مشروعاً أحدها مع غاز النتروجين. واستخدم غاز البروبان في ثلاثة مشاريع، واستخدم غاز البترول المسال LPG وسوائل الغاز الطبيعي والغاز العادم والغاز المعاد إشباعه وغاز النتروجين في مشروع واحد لكل منها. بينما لم تتوفر بيانات منشورة عن نوع الغاز المستخدم في حقلين روسيين في عامي 1959 و1960.

الجدول- 6: بعض مشاريع حقن الماء بالتبادل مع الغاز في العالم

	بدء المشروع	اسم الحقل	مكان المشروع	نوع الغاز	قابلة الامتزاج	التشكيلة المنتجة
1	1957	North Pembina	Alberta, Canada	HC	Misc.	رملية
2	1959	Romashkinskoye	Minnebaevsky Unit, Russia			
3	1960	University Block 9	Texas	LPG	Misc.	كلسية
4	1960	Midlands Farm	Texas	propane	Misc.	كلسية
5	1960	Juravlevsko-Stepanovskoye	Orenburg, Russia		Immisc.	كربوناتية
6	1961	South Ward	Texas	propane	Misc.	رملية
7	1962	Adena	Colorado	propane	Misc.	رملية
8	1964	Hassi-Messaoud	Algeria	HC	Misc.	
9	1964	Mead Strawn	Texas	CO_2		رملية
10	1966	Fairway	Texas	HC	Misc.	كلسية
11	1968	Ozek-Suat	Chichen-Inguish, Russia	HC	Misc.	رملية
12	1970	Goyt-kort	Chichen-Inguish, Russia	HC	Misc.	رملية
13	1972	Kelly Snyder	Texas	CO_2	Misc.	كربوناتية
14	1972	Levelland	Texas	CO_2	Misc.	كلسية
15	1972	Willard (Wasson)	Texas	CO_2	Misc.	دولوميت
16	1973	South Swan	Alberta, Canada	NGL	Misc.	كربوناتية، كالكرنيت
17	1976	Rock Cr eek	West Virginia	CO_2	Misc.	رملية
18	1976	Lick Creek	Arkansas	CO_2	Immisc.	رملية
19	1976	Granny's Creek	West Virginia	CO_2	Misc.	رملية
20	1976	Slaughter Estate (SEU)	Texas	CO_2	Misc.	دولوميت
21	1977	Willesden Green	Alberta, Canada	HC/N_2	Misc.	رملية
22	1980	Garber	Oklahoma	CO_2	Misc.	رملية
23	1980	Purdy Springer NE	Oklahoma	CO_2	Misc.	رملية
24	1981	Maljamar	New Mexico	CO_2	Misc.	دولوميت
25	1981	Jay Little Escambia	northwest Florida	N2	Misc.	دولوميت، كربوناتية

	بدء المشروع	اسم الحقل	مكان المشروع	نوع الغاز	قابلة الامتزاج	التشكيلة المنتجة
26	1981	Little Knife	North Dakota	CO_2	Misc.	كربوناتية
27	1981	Quarantine Bay	Louisiana	CO_2	Misc.	رملية
28	1981	Twofreds (Delaware)	Texas	غاز العادم		رملية
29	1982	Wilmington	California	$CO_2 N_2$	Immisc.	رملية
30	1983	Joffre Viking	Alberta, Canada	CO_2	Misc.	رملية
31	1983	San Andres	SESSAU,Texas	CO_2	Misc.	دولوميت
32	1983	Wasson Denver	Texas	CO_2	Misc.	دولوميت
33	1983	Fenn Big Valley	Alberta, Canada	HC	Misc.	دولوميت
34	1982–83	Prudhoe Bay	Alaska	غاز مشبع	Misc.	رملية
35	1984	Samotlor	Siberia, Russia	CO_2	Immisc.	رملية
36	1984	Caroline	Alberta, Canada		Misc.	رملية
37	1985	Kuparuk River	Alaska	HC	Immisc.	رملية
38	1985	Kuparuk River	Alaska	HC	Misc.	رملية
39	1985	Judy Creek	Alberta, Canada	HC	Misc.	كلسية
40	1985	Mitsue	Alberta, Canada	HC	Misc.	رملية
41	1985	East Vacuum	New Mexico	CO_2	Misc.	دولوميت
42	1985	Dollarhide	Texas	CO_2	Misc.	
43	1986	Rangely Weber	Colorado	CO_2	Misc.	رملية
44	1986	Hanford	Texas	CO_2	Misc.	دولوميت
45	1986	S. Wasson Clearfork	Texas	CO_2	Misc.	دولوميت
46	1986	Wertz Tensleep	Rocky Mountain	CO_2	Misc.	رملية
47	1988	Kaybob North	Alberta, Canada	HC	Misc.	كربوناتية
48	1989	N. W ard Estes	Texas	CO_2	Misc.	دولوميت، رملية
49	1989	Lost Soldier Field	Wyoming	CO_2	Misc.	رملية
50	1989	Gullfaks	Norway, North Sea	HC	Immisc.	رملية
51	1989	Daqing	China	HC	Immisc.	رملية
52	1993	Neches	Texas	CO_2	Misc.	رملية

	بدء المشروع	اسم الحقل	مكان المشروع	نوع الغاز	قابلية الامتزاج	التشكيلة المنتجة
53	1994	Snorre	Norway, North Sea	HC	Misc.	رملية
54	1994	Brage	Norway, North Sea	HC	Immisc.	رملية
55	1994	Slaughter Sundown (SSU)	Texas	CO_2	Misc.	دولوميت
56	1994	Brae South	U.K.	HC	Misc.	رملية
57	1994	Statfjord	Norway, North Sea	HC	Misc.	رملية
58	1995	Mattoon	Illinois	CO_2	Immisc.	رملية
59	1996	Ekofisk	Norway, North Sea	HC	Immisc.	كربوناتية

المصدر: Christensen وآخرون، 1998.

علاوة على ما ذكر، تشير الدراسة إلى أن أغلب المشاريع سجلت ارتفاع معامل الاستخلاص بنحو 5- 10%، كما شهدت بعض المشاريع ارتفاع معامل الاستخلاص بنحو 20% مثل حقلي Dollarhide، و Slaughter Estate في تكساس، وحقل Ran-gely Weber في كولورادو. وقد طبقت معظم تلك المشاريع كتقنية إنتاج ثالثية ما عدا بعض المشاريع في بحر الشمال التي استخدمت فيها تقنية حقن الماء بالتبادل مع الغاز في مرحلة مبكرة من عمر الحقل. وتشير الدراسة إلى أن 88% من هذه المشاريع (52 مشروعاً) نفذت في حقول على اليابسة، مقابل 12% من المشاريع (7 مشاريع) التي نفذت في المغمورة.

وبالرغم من أن هذا ربما يكون تأكيداً على ما ذكر آنفاً من صعوبة تنفيذ مشاريع الاستخلاص المحسن للنفط في المغمورة، إلا أن القوانين الناظمة لعمل الصناعة البترولية في بعض الدول كانت السبب وراء عدد من هذه المشاريع، إذ يلاحظ من الجدول السابق أن هناك 5 مشاريع لحقن الغازات الهيدروكربونية في النرويج، في حقل Gullfaks، وحقل Snorre، وحقل Brage، وحقل Statfjord، وحقل Eko-fisk، وهي كلها حقول تقع في المغمورة(*). وفي هذا المقام تشير إدارة البترول

(*) كل حقول النرويج المعروفة تقع في المغمورة.

النرويجية NPD (Norwegian Petroleum Directorate)[54] إلى أن حقن الغاز الهيدروكربوني في الحقول النرويجية بدأ منذ عام 1975، وتذكر الإدارة أن حقن الغاز بدأ لسببين:

1- عدم وجود خطوط أنابيب خاصة لنقل الغاز المنتج من الحقول.

2- يمنع حرق الغاز الروتيني على الشعلة في الحقول النرويجية.

وقد ساهمت عمليات حقن الغاز حتى عام 2014 في إنتاج 2- 2،3 مليار برميل إضافي من النفط.

1-4-1-4-2 حقن الماء بالتبادل مع الغاز الهيدروكربوني في حقل Ekofisk، النرويج

اكتشف حقل Ekofisk عام 1969 في القسم النرويجي من بحر الشمال في مياه يتراوح عمقها بين 70- 75 م. وضع الحقل على الإنتاج عام 1971، وهو ينتج من تشكيلات كربوناتية متشققة عالية المسامية بينما لا تزيد نفاذيتها عن 1 ميلي دارسي. يقدر الاحتياطي الجيولوجي في الحقل بأكثر من 7 مليار برميل(*)، أما الاحتياطي القابل للإنتاج فقد قدر بنحو 1،2 مليار برميل أي أن معامل الاستخلاص قدر بحوالي 17% فقط[55].

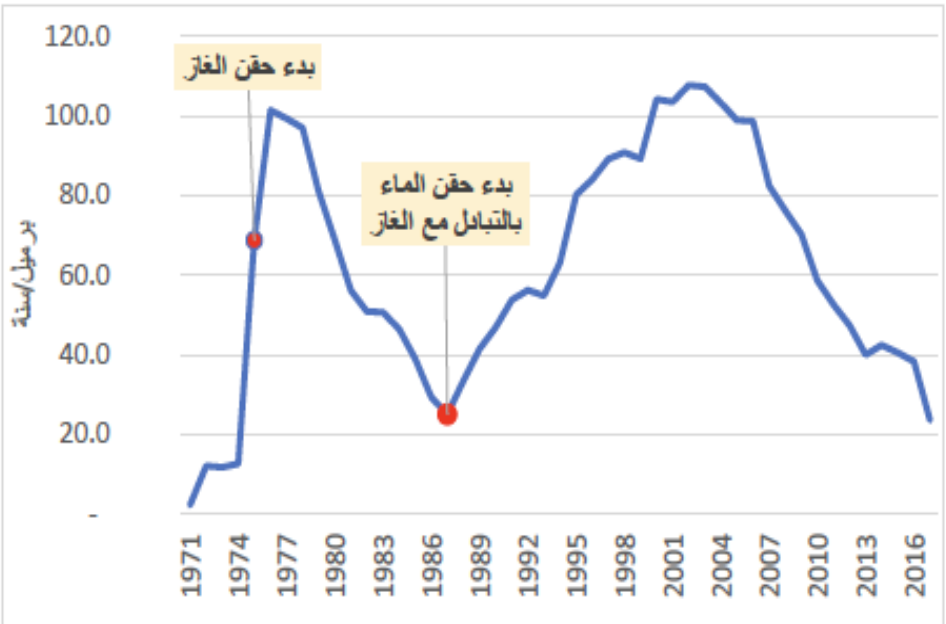
وقد بدأت أولى عمليات حقن الغاز الهيدروكربوني في حقل Ekofisk الذي يعتبر أكبر حقول النرويج في عام 1975 واستمرت حتى عام 1997. كان الهدف الرئيسي وراء عمليات الحقن تخزين نحو 25% من كميات الغاز المنتج بسبب مشاكل تشغيلية ظهرت أثناء بناء خط أنابيب تصدير الغاز إلى ألمانيا، كما أن الطلب على الغاز كان ينخفض بشكل موسمي خاصة خلال أشهر الصيف. ثم تبين خلال عمليات المحاكاة الآنية (Simultaneous Simulation) التي كانت تجرى على الحقل أن حقن الغاز ربما ساهم في رفع معدل الإنتاج.

(*) تنشر النرويج بياناتها بواحدة المتر المكعب الذي يساوي 6.3 برميل تقريباً حسب مواصفات النفط النرويجي.

وقد بدأت عمليات حقن الماء بالتبادل مع الغاز في الحقل منذ عام 1987 وحتى اليوم، وترى إدارة البترول النرويجية أن تلك العمليات مترافقة مع انضغاط الصخر (Compaction) ساهمت في رفع معامل الاستخلاص إلى 50% حيث يقدر الاحتياطي القابل للإنتاج حالياً بحوالي 3،4 مليار برميل.

يبين الشكل- 15 الإنتاج السنوي لحقل Ekofisk حيث يوضح متى بدأت عمليات حقن الغاز في الحقل والتي لا يبدو أن لها تأثيراً واضحاً إذ أن ارتفاع معدلات الإنتاج الذي يظهر في المخطط راجع إلى عمليات الحفر التطويري التي كانت تجرى على الحقل. بينما يظهر بوضوح تأثير حقن الماء بالتبادل مع الغاز، حيث ارتفع الإنتاج بالتدريج من 25 مليون برميل عام 1987 ليصل إلى أكثر من 107 مليون برميل عام 2002، ثم عاد إلى التراجع الطبيعي ثانية. وقد أنتج الحقل حتى نهاية شهر أيلول/ سبتمبر 2017 نحو 23.6 مليون برميل، بمعدل زاد عن 96 ألف ب/ي. وبلغ الإنتاج التراكمي للحقل 2.93 مليار برميل، بينما ذكر آنفاً أن الاحتياطي القابل للإنتاج قبل حقن الماء بالتبادل مع الغاز كان مقدراً بأن لا يزيد عن 1.2 مليار برميل.

الشكل- 15: معدل الإنتاج السنوي لحقل Ekofisk النرويجي



إدارة الشؤون الفنية، أوابك. بناء على بيانات NPD، 2017.
- بيانات عام 2017 عن تسعة أشهر فقط.

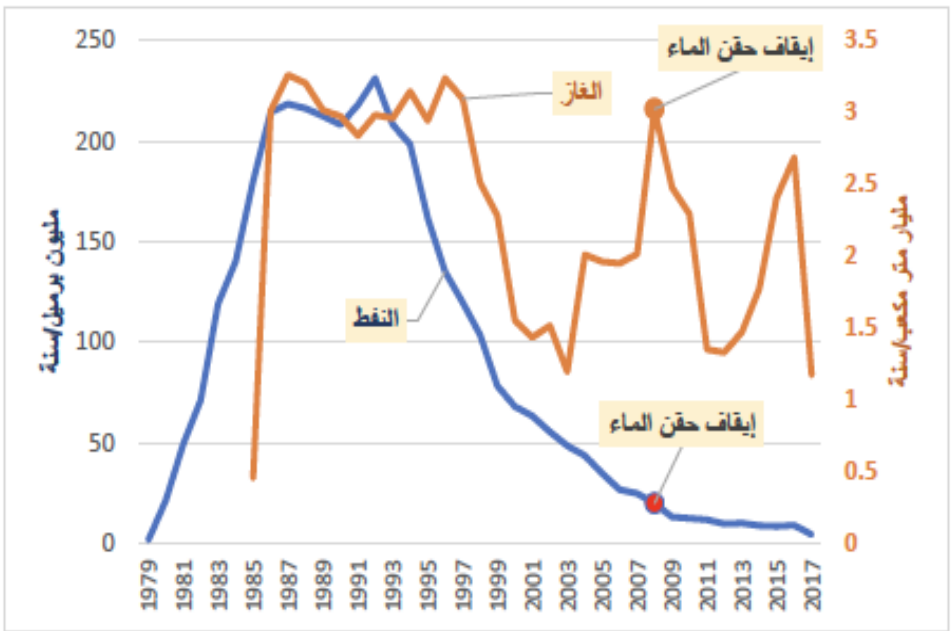
2-4-1-4-2 حقن الماء بالتبادل مع الغاز الهيدروكربوني في حقل Statfjord، النرويج

رغم أن هذا المثال عن حقل Statfjord أيضاً من النرويج، إلا أن الفرق بينه وبين المثال السابق أن عمليات حقن الماء بالتبادل مع الغاز بدأت مع بدء الإنتاج من الحقل، بينما بدأت في Ekofisk بعد 16 عاماً من بدء الإنتاج.

يقع حقل Statfjord في بحر الشمال على الحدود الدولية بين النرويج وبريطانيا، اكتشف الحقل عام 1974، في مياه عمقها 150 م. يتراوح عمق المكمن في الحقل بين 2500-3000 م، ويتكون من صخور جوراسية رملية ذات مواصفات خزنية ممتازة[56]. وضع الحقل على الإنتاج عام 1979 دون توفر خطوط أنابيب لنقل الغاز، فجرى إعادة حقن الغاز المنتج في تشكيلة Statfjord وهي ثاني أكبر تشكيلة

منتجة في الحقل. كما تم بالتوازي مع ذلك حقن الغاز بالتبادل مع الماء في تشكيلة Brent التي تعتبر التشكيلة المنتجة الأكبر في الحقل. ويوضح الشكل- 16 تزايد معدلات الإنتاج السنوي للحقل التي وصلت إلى ذروتها عام 1992 حين أنتج الحقل 231 مليون برميل (بمعدل 633 ألف ب/ي) ثم بدأ التراجع الطبيعي في معدلات الإنتاج.

الشكل- 16: معدل الإنتاج السنوي، حقل Statfjord، النرويج



إدارة الشؤون الفنية، أوابك. بناء على بيانات NPD، 2017.
- بيانات عام 2017 عن تسعة أشهر فقط.

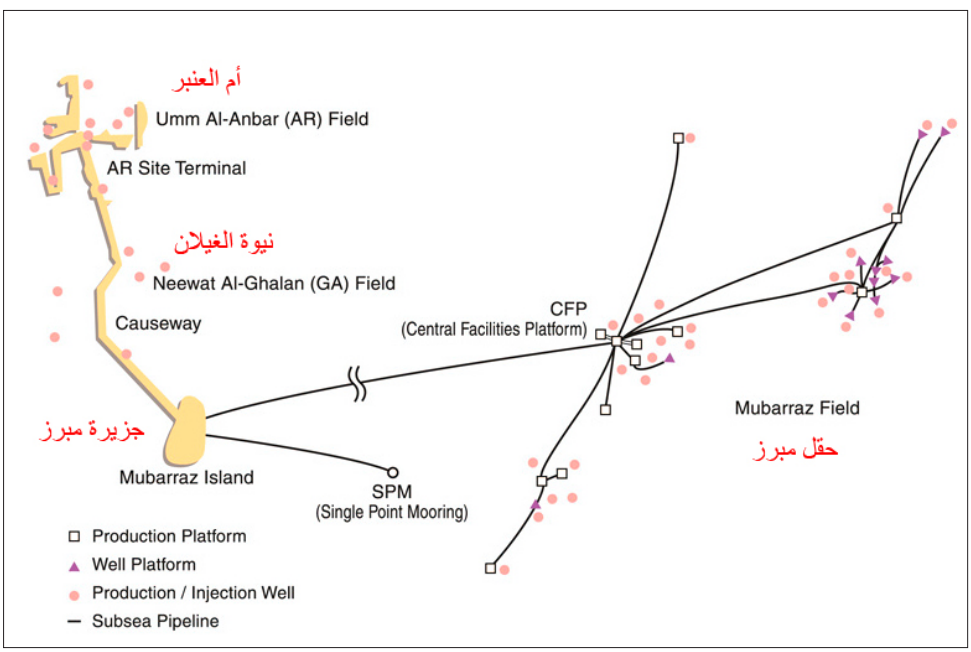
وقد استمرت عمليات الحقن حتى عام 2008 حين تراجع معدل الإنتاج اليومي إلى نحو 54 ألف ب/ي، فتقرر إيقاف كل عمليات الحقن والسماح بانفصال الغاز عن النفط المتبقي في الحقل. قدر الاحتياطي الجيولوجي في حقل Statfjord بنحو 5،4 مليار برميل، وبلغ إنتاجه التراكمي حتى أواخر عام 2017 ما يقارب 3،6 مليار برميل. أي أن معامل الاستخلاص بلغ أكثر من 66%، وهو رقم يعد مرتفعاً

خاصة وأنه من المتوقع أن يرتفع أكثر إذ أن الحقل لا يزال ينتج، وقد بلغ متوسط إنتاجه اليومي حتى شهر أيلول/سبتمبر 2017 حوالي 18 ألف ب/ي. وكون احتياطي النفط المتبقي القابل للإنتاج يبلغ نحو 36،9 مليون برميل، فيمكن أن يصل معامل الاستخلاص الأعظمي للحقل إلى 67،9%.

3-4-1-4-2 حقن الغاز في حقلي أم العنبر، ونيوة الغلان، الإمارات العربية المتحدة

يقع حقلا «أم العنبر» و«نيوة الغيلان» في الجزء الجنوبي من الخليج العربي على بعد 100 كم إلى الغرب من أبو ظبي (الشكل- 17).

الشكل- 17: موقع حقلي أم العنبر ونيوة الغيلان، بالنسبة لجزيرة مبرز، أبو ظبي



المصدر: موقع شركة أدوك: http://adocauh.cts-co.net/product/01/

يتوضع حقل أم العنبر على بعد 16 كم إلى الشمال من جزيرة مبرز وهو على شكل قبة تركيبية أبعادها 8 X 7 كم. أما حقل نيوة الغيلان فيقع بين جزيرة مبرز وبين

حقل أم العنبر وهو بدوره قبة تركيبية أبعادها 7 X 6 كم. يحتوي الحقلان على النفط في تشكيلة «عرب» من العصر الجوراسي الأعلى (Uchiyama et al ، 2008)[57].

تنقسم هذه التشكيلة إلى أربعة تكوينات فرعية: عرب أ، وعرب ب، وعرب ج، وعرب د، وتنقسم الأخيرة بدورها إلى د1، ود2، ود3. تسمى عرب (أ- ب- ج) باسم تشكيلة قطر، وتسمى عرب د باسم عضو الفحاحيل ضمن تشكيلة دخان، وتمتد تشكيلة عرب عموماً في العديد من حقول أبو ظبي الأخرى مثل أبو البخوش، وأرزانه، والبندق، وشاه، ودلمة، وجرنين، وسطح الرزبوت. تبلغ سماكتها الوسطية نحو 110 م في أبو ظبي، وتتراوح مساميتها بين 9,5- 18%، ونفاذيتها بين 10-100 ميلي دارسي (حمش، 2011)[58].

بدأ الإنتاج من حقل أم العنبر عام 1989 مع حقن الغاز الحلو، ووضع حقل نيوة الغيلان على الإنتاج بنفس التقنية عام 1995، إذ تشير شركة نفط أبو ظبي المتحدة (أدوك)(*) إلى أن الدفع المائي في الحقلين شبه معدوم وهو ما يجعل نسبة الماء منخفضة في النفط المنتج، لكن كمية الغاز المرافق كبيرة، ويحتوي الغاز المرافق الذي كان يحرق على نسبة مرتفعة من ثاني كبريتيد الهيدروجين H_2S (6% في أم العنبر، و8- 23% في نيوة الغيلان). أجريت عدة دراسات للحد من مشكلة وجود هذا الغاز الحامض في الغاز المرافق المنتج، وتبين بالنتيجة أن إعادة حقن الغاز الحامض في المكمن ستكون لها فائدة بيئية من جهة، كما أنها ستمثل تقنية للاستخلاص المحسن للنفط، وقد بدأت عمليات حقن الغاز في الربع الأخير من عام 2001. وتذكر الشركة[59] أنها استخدمت تقنية حقن الغاز القابل للامتزاج تحت ضغط مرتفع إضافة إلى إعادة تدوير الغاز مما مكنها من رفع معدل الإنتاج من الحقلين.

وقبل الانتقال إلى تقنيات أخرى، لابد من الإشارة إلى أن من أهم المشاكل المحتملة التي تواجه عمليات حقن الغاز كتقنية استخلاص محسن للنفط، مشكلة

(*) Abu Dhabi Oil Company Ltd.

تشكل القشور (ترسب الأملاح)(*) التي يمكن تبيانها من خلال المثال الهام التالي عن تشكل القشور في حقلي Kapul، وMaroun في إيران، حيث يعتبر تكون القشور عقبة كأداء تقف في وجه عمليات حقن الغاز في حقول إيران الجنوبية ، وقد أشارت دراسة (Asemani et al، 2017)[60] إلى أن التحاليل التي تم إجراؤها في الحقلين بينت أن ملح كلوريد الصوديوم NaCl كان المساهم الأكبر في عملية تكون القشور في آبار حقن الغاز بسبب وجود المياه الطبقية مرتفعة الملوحة، خاصة في الآبار التي كان ترابط الإسمنت خلف مواسير التغليف فيها غير كافٍ لعزل البئر تماماً، وذلك ما تم تبينه من القياسات الكهربائية البئرية لمدى ترابط الاسمنت CBL ولتغيرات الكثافة VDL خلف مواسير التغليف.

أدى هذا الضعف في ترابط الإسمنت إلى تسرب جزء من المياه الطبقية إلى آبار الحقن وساهم الغاز الجاف المحقون في الحقلين في تبخير جزء من هذه المياه التي أدت إلى انحلال كلوريد الصوديوم في المكمن، ومن ثم ترسبه في أماكن أخرى سواء في المكمن نفسه أو في مواسير الإنتاج ضمن البئر.

2-4-2 الإفاضة بالمياه

تعتبر هذه الطريقة الأسهل من بين طرق الاستخلاص المحسن، وذلك لوفرة المياه وانخفاض تكلفتها مقابل باقي التقنيات.

تعمل تقنية الإفاضة بالمياه (حقن المياه) على الحفاظ على الضغط الطبقي للمكن قريباً أو أعلى من ضغط انحلال الغاز(†) Bubble Point Pressure وبالتالي تمنع انسداد المسامات بفقاعات الغاز المنحل. كما أن لزوجة النفط تكون عند أدنى قيمها عند هذه النقطة من الضغط مما يسمح (في حال ثبات باقي الشروط) بإنتاج أكبر كمية ممكنة من النفط.

(*) بطبيعة الحال وكونها مرتبطة بوجود الماء في الطبقة، تظهر هذه المشكلة أيضاً عند استخدام تقنية حقن الماء.

(†) وهو نفسه الضغط الذي تتشكل فيه فقاعات الغاز وتخرج من السائل.

ومن الطبيعي أنه بمرور الوقت ونتيجة لعدم تماثل (تجانس) خواص صخور المكمن، فإن الماء المحقون سوف يجري بشكل أسهل ضمن نطاقات النفاذية المرتفعة، وقد يتجاوز كميات من النفط تبقى محتجزة في المكمن، مما يستدعي استخدام كميات أكبر من الماء، وهذا بدوره يعني أن كمية الماء المنتج مع النفط سوف ترتفع، حتى الوصول إلى نقطة تصبح فيها العملية غير اقتصادية. وعندها إما أن يتم هجر المكمن، أو يتم تحويل الأنظار إلى تقنية استخلاص مختلفة[61].

2-4-2-1 حقن المياه منخفضة الملوحة

من التطورات الهامة التي تشهدها تقنية الإفاضة بالماء التركيز على استخدام الماء منخفض الملوحة Low-salinity water injection. وهي تقنية يتم تطويرها بحيث تعزز فعالية الإزاحة الميكـروسكوبية عن طـريق تعديل خاصية التبلل Wettability في المكمن بحيث تجعل صخور المكمن أكثر قابلية للتبلل بالماء (محبة للماء) Water wet، وهذا ما يساهم في جعل كميات إضافية من النفط قابلة للحركة، وخاصة تلك الكميات التي تم احتجازها خلف جبهة الإزاحة خلال عملية الإنتاج، مما يرفع بالتالي من معامل الاستخلاص.

وهنا قد يتبارد للذهن سؤال عن إمكانية استخدام مياه عذبة تماماً بدل المياه منخفضة الملوحة، لكن الواقع أن المياه العذبة قد تؤدي إلى انخفاض الإنتاجية لأنها ربما تتسبب بانتفاخ المكونات الغضارية في صخور المكمن (خاصة في المكامن الرملية) مما يخفض النفاذية.

ويبدو أن إمكانية تعديل خاصية التبلل كأداة رئيسية في عملية الاستخلاص قد استرعت الكثير من الانتباه في السنوات الأخيرة حسبما يظهر من مراجعة أدبيات الصناعة البترولية المنشورة مؤخراً، بالرغم من أن هذه النقطة قد طرحت وجربت حقلياً في الولايات المتحدة الأمريكية منذ مطلع الستينات في القرن الماضي، وتشير دراسة قديمة (Leach et al، 1962)[62] إلى تلك التجربة حيث جرى حقن 40 ألف

برميل من هيدروكسيد الصوديوم (Na OH) كمحلول مائي في (البئر 13) في حقل Harrisburg ، ولوحظ بعدها عودة بعض الآبار لإنتاج النفط بالرغم من أنها كانت مماهة تماماً. وقد استنتجت الدراسة في حينها أن تعديل خاصية التبلل في صخور المكمن الأكثر قابلية للتبلل بالنفط (المحبة للنفط) Oil wet في بداية الإنتاج وجعلها محبة للماء، قد تساهم في الحد من كميات المياه اللازمة للحقن.

تستخدم شركة BP تعبير LoSal للإشارة إلى تقنية حقن المياه منخفضة الملوحة، وتفسر آلية عمل هذه التقنية بأن الماء يتفاعل فيزيائياً مع الطمي الموجود في المكمن فيحرر النفط الملتصق به. وقد طبقت BP هذه التقنية لأول مرة في المرحلة الثانية من مشروع تطوير حقلClair الواقع على بعد 75 كم إلى الغرب من جزيرة Shet-land شمال غرب المملكة المتحدة.

اكتشف الحقل عام 1977، لكن التحديات التقنية ومواصفات المكمن الخزنية في الحقل شكلت عائقاً أمام تطويره حتى 2001 حين اتفق الشركاء على خطة للعمل، وفي عام 2005 وضع الحقل على الإنتاج مستهدفاً تطوير 300 مليون برميل من الاحتياطيات المؤكدة القابلة للإنتاج (BP، بدون تاريخ)[63].

أما المرحلة الثانية من المشروع التي دعيت باسم Clair Ridge والتي تضمن تقنية حقن الماء منخفض الملوحة، فتستهدف تطوير 600 مليون برميل من الاحتياطيات، ومن المتوقع أن تظهر نتائج تطبيق هذه التقنية خلال العام الجاري 2018. كما يتوقع أن تضيف نحو3 دولار لكلفة إنتاج كل برميل من المشروع (Walzel، 2017)[64].

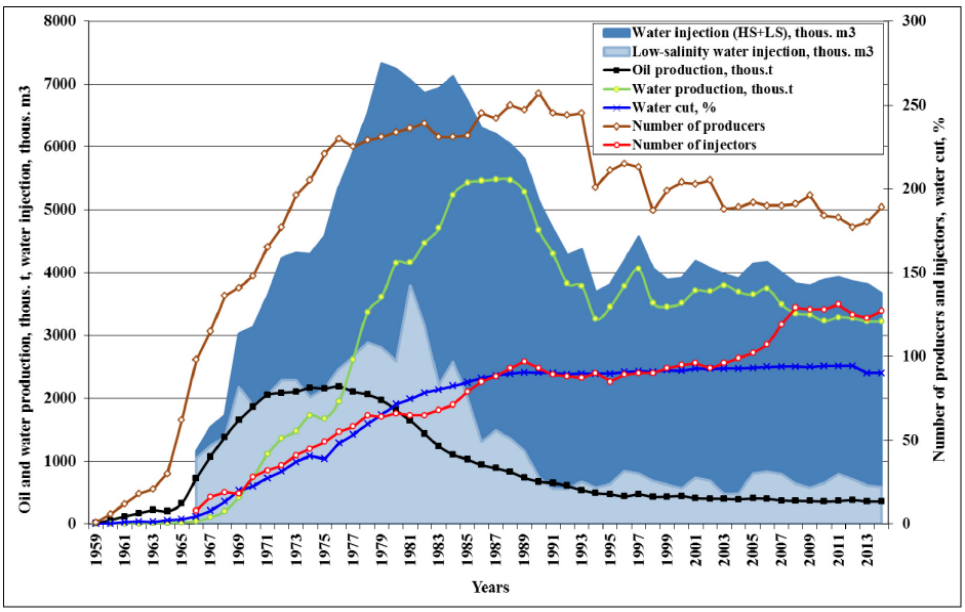
2-4-2-1-1 حقن الماء في حقل Pervomaiskoye، روسيا

في ورقة أعدها (Akhmetgareev & Khisamov، 2015)[65] حول حقل Per-vomaiskoye الروسي الذي استخدمت فيه تقنية الإفاضة بالمياه لمدة 40 عاماً (30،1% من كميات المياه كانت منخفضة الملوحة)، بينت دراسة عينتين لبيتين

Core من بئر في الحقل أن النفاذية النسبية للمياه انخفضت بمقدار 1،5 في إحدى العينات، وبمقدار 2 في العينة الأخرى.

اكتشف الحقل المذكور عام 1958 ووضع على الإنتاج عام 1959، وحتى عام 2015 كان عدد الآبار المحفورة فيه قد بلغ 523 بئراً. أنتج الحقل ذاتياً لمدة 7 سنوات، وبدأت عملية حقن المياه في عام 1966، وفي السبعينات ارتفع معدل الإماهة في الحقل إلى 70%، وبلغ معامل الاستخلاص 28%. يبين الشكل- 18 بيانات الإنتاج في حقل Pervomaiskoy.

الشكل 18: بيانات الإنتاج في حقل Pervomaiskoye الروسي



المصدر: Akhmetgareev and Khisamov ، 2015

وفيما بين عامي 1980 و1990 ونتيجة لزيادة معدل وكميات الحقن أمكن رفع ضغط المكمن في الحقل إلى 164 بار بعد انخفاضه سابقاً إلى 146 بار، وترافق ذلك مع ارتفاع الإماهة إلى 90%، ووصل معامل الاستخلاص إلى 38%.

ومنذ عام 1991 دخل الحقل في المرحلة الرابعة من التطوير بمعدل إنتاج سنوي بلغ 650 ألف طن(*) (حوالي 4،8 مليون برميل)، تناقصت تدريجياً إلى 360 ألف طن (نحو 2،6 مليون برميل) في عام 2015. بلغ الإنتاج الإجمالي حتى مطلع عام 2015 حوالي 49،3 مليون طن (أكثر من 361 مليون برميل) وبلغت كميات المياه المحقونة أكثر من 1،5 مليار برميل، ووصل معامل الاستخلاص إلى 48،2%.

لكن هذه التقنية لا يقدر لها النجاح دوماً، ذلك أنها كغيرها من التقنيات ترتبط ارتباطاً وثيقاً بالخواص البتروفيزيائية للمكمن، وبمواصفات الموائع الذي يشغل مساماته، إضافة إلى تاريخ إنتاج الحقل السابق لتطبيق هذه التقنية، فما ينجح هنا قد لا يصيب الهدف هناك.

ويمكن توضيح ذلك من خلال دراسة مخبرية أجريت على عينات من حقل الصابرية في دولة الكويت (Al-Murayri et al، 2017) [66]، بينت أن تقنية حقن المياه في الحقل لن تساهم في رفع معامل الاستخلاص، وإن كانت قد توصلت إلى أن هناك تقنيات أخرى للاستخلاص المحسن يمكن أن ينجح تطبيقها حقلياً مثل حقن البوليميرات، ومنشطات التوتر السطحي، وحقن غاز ثاني أكسيد الكربون.

وفي دراسة مخبرية مشابهة (Zeinijahromi et al، 2015)[67] أجريت على حقل Zichebashskoe الواقع في جمهورية تترستان(†)، وبهدف تحري تأثير تراجع النفاذية النسبية للماء على معدل إنتاج النفط خلال حقن المياه منخفضة الملوحة، تمت مراجعة بيانات الإنتاج لمدة 24 عاماً من بينها 7 سنوات جرى خلالها حقن المياه منخفضة الملوحة في الحقل، لكن النتائج لم تكن ذات شأن إذ أن معامل الاستخلاص للنفط خلال تلك الفترة ارتفع بالكاد فوق معدل 4%.

(*) غالباً ما تستخدم الصناعة البترولية الروسية واحدة الطن/اليوم أو الطن/السنة لمعدل إنتاج النفط، وتحويل هذه الكمية إلى برميل/اليوم أو برميل/السنة يعتمد على مواصفات النفط، وإن كان من المقبول عموماً اعتبار أن كل 1 طن من النفط الروسي يعادل حوالي 7.3 برميل.

(†) من دول الاتحاد السوفيتي السابق.

بدأ الإنتاج من الحقل عام 1989، وبدأت عمليات حقن المياه منخفضة الملوحة عام 2006، وقد بينت نتائج المحاكاة ثلاثية الأبعاد للحقل أن السبب وراء عدم وجود تحسن ملحوظ في معامل الاستخلاص يعود لنقطتين، هما:

1- وجود كمية كبيرة من المياه الطبقية مرتفعة الملوحة في المكمن (ارتفاع درجة الإماهة) بسبب القيام بعمليات الحقن في أسفل النطاق المائي للحقل، مما دفع بالمياه الطبقية نحو النطاق النفطي المنتج، وحد بالتالي من تأثير المياه منخفضة الملوحة.

2- فعالية الكسح كانت مرتفعة أساساً قبل حقن المياه منخفضة الملوحة.

ومن التجارب العربية في مجال حقن الماء يمكن الإشارة إلى تجربة مملكة البحرين.

2-4-2-1-2 حقن الماء في حقل البحرين

اكتشف حقل البحرين (العوالي) عام 1932، وهو بذلك أقدم حقل في منطقة الخليج العربي، يقع الحقل على أطراف الصفيحة العربية (Arabia Platform) وهو عبارة عن طية غير متماثلة التحدب (Asymmetrical Anticline) يمتد على 30 كم طولاً و10 كم على محور شمالي جنوبي.

ينتج الحقل من عدة تشكيلات، منها تشكيلة عرب العائدة للعصر الجوراسي الأعلى وتتكون من صخور كربوناتية تفصلها طبقات من الانهدريت، و تنقسم إلى عرب (أ- ب- ج) المنتجة بشكل رئيسي للغاز، وعرب د المنتجة للنفط. كما ينتج الحقل من مجموعة الوسيع العائدة للعصر الكريتاسي والمكونة ليثولوجياً من حجر رملي و حجر جيري مرجاني، تتغير جزئياً إلى طمي (الحمش، 2011)[68].

تعتبر تشكيلة نهر عمر (من ضمن مجموعة الوسيع) الهدف الأساسي للمشروع التجريبي لحقن المياه الذي بدأ عام 2013 حسبما تشير له دراسة (Al Janahi et al، 2017)[69]. وبحسب الدراسة تتألف التشكيلة من مكمنين Cc

و Cd، يتمتع الأول منهما (الذي استهدف بعمليات الحقن) بالمواصفات المبينة في الجدول- 7، وقد بدأت عمليات حقن الماء في المكمن Cc ضمن الجزء المركزي من الحقل عبر نموذج النقاط الخمس المعكوسة (spot pattern-5 Inverted) حيث يتم الحقن في بئر ويتم الإنتاج من أربعة آبار تحيط به.

الجدول- 7: بعض مواصفات مكمن Cc في تشكيلة نهر عمر-حقل البحرين

السماكة (م)	12
المسامية (%)	30
النفاذية (ميلي دارسي)	258
التشبع الأولي بالماء (%)	43

مستخلص من (Al Janahi et al، 2017)

جرى حقن 924 ألف برميل من الماء في المكمن خلال المشروع التجريبي فيما بين مطلع عام 2013 وحتى منتصف عام 2014 وبمعدل ناهز 1500 ب/ي من الماء. وخلال عام 2014 تم تطبيق هذه التقنية على 11 بئراً للحقن منها 5 حفرت لهذه الغاية، أما البقية فكانت آبار إنتاج تم تحويلها إلى آبار حقن، بينما تم الإنتاج من 24 بئراً، ومع بدأ حقن المياه في شهر أيلول/ سبتمبر 2014 وحتى شهر أبريل/ نيسان 2016 بلغت كميات المياه المحقونة 13،4 مليون برميل، وهذا ما ساهم في إنتاج 191 ألف برميل من النفط خلال ثمانية عشر شهراً بمعدل زيادة تراكمي بلغ 350 ب/ي. وتؤكد الدراسة على أن المعدل التراكمي لزيادة الإنتاج (حتى شهر شباط/فبراير 2017) ارتفع ليصل إلى 400 ب/ي من 21 بئر إنتاج.

2-4-3 حقن البوليمير

يعمل البوليمير على رفع لزوجة الماء المحقون مما يساهم في دفع النفط عبر مسامات المكمن، كما أن هناك آلية أخرى لتأثير البوليمير تتمثل في أن قوى التجاذب السطحي بين البوليمير والنفط أقوى من نظيرتها بين الماء والنفط، مما يولد قوى شد يمكنها نزع الطبقات الرقيقة من النفط من سطح المسام وبالتالي تخفيض الإشباع المتبقي بالنفط في المكمن (Sheng، 2013)[70].

يستخدم عموماً صنفان رئيسيان من البوليميرات في عمليات الاستخلاص المحسن للنفط، وهما:

1- الصنف الصناعي: مثل بولي أكريلاميد المحلمه (المماه) جزئياً(*).

2- الصنف البيولوجي الطبيعي: مثل صمغ الزانثان(†).

وينتشر استخدام الصنف الصناعي من البوليميرات أكثر من الصنف الطبيعي، بسبب انخفاض تكلفته وتوفره. وقد وجد (Manning et al، 1983)[71] أن متوسط الارتفاع التراكمي لمعامل الاستخلاص باستخدام هذه التقنية بلغ 2,91%، كما وجد بناء على تحليله لبيانات 92 مشروعاً بين عامي 1960 و1980 أن متوسط تركيز البوليمير بلغ 260- 260 جزء بالمليون(‡) في سائل الحقن. بينما ذكر (Seright، 2017)[72] أن تركيز البوليمر بلغ 460 جزء بالمليون وذلك بناء على تحليل بيانات 171 مشروعاً بين عامي 1980 و1990. وبلغ تركيز البوليمير منذ عام 1990 وحتى اليوم أكثر من 1000 جزء في المليون في معظم المشاريع.

2-4-3-1 حقن البوليمير في حقل Daqing الصيني

يعتبر حقل Daqing خير مثال عن تطبيق تقنية حقل البوليمير. يقع الحقل في شمال شرق الصين[73] قرب الحدود مع روسيا كما هو موضح في الشكل- 19، وقد

(*) Partially hydrolyzed polyacrylamide.

(†) Xanthan.

(‡) ppm.

اكتشف عام 1959 عبر البئر الاستكشافي Songji. 3، ووضع على الإنتاج في نفس العام.

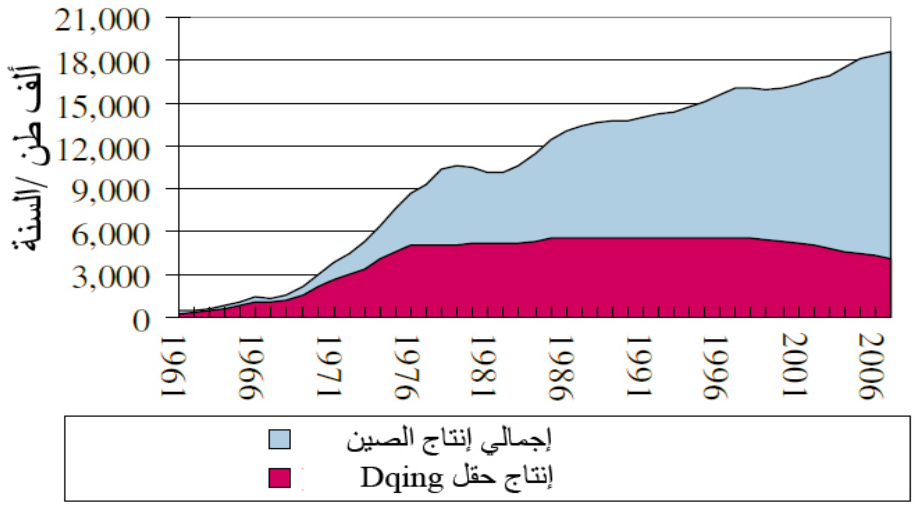
الشكل- 19: موقع حقل Daqing في الصين

المصدر: Duey، 2015.

يمثل Daqing أكبر حقول الصين ويمتد على مساحة تزيد عن 5000 كم مربع، وصل إنتاج الحقل عام 1963 إلى 30 مليون طن في السنة، أي ما يعادل نحو 600 ألف ب/ي، وبلغ 1 مليون ب/ي عام 1976، وبلغ الحقل ذروة إنتاجه عام 1997 حيث وصل الإنتاج إلى 1،2 مليون ب/ي بينما انخفض إنتاجه إلى 832 ألف ب/ي عام 2007 بمعدل تراجع سنوي في الإنتاج قدر بنحو 2،9% (Tang et al، 2010)[74].

يبين الشكل - 20 معدل إنتاج الحقل بين عامي 1961 و2007 مقدراً بالمليون طن سنوياً. تأتي أهمية هذا الحقل من كونه أنتج نحو 22،4% من إجمالي إنتاج الصين في عام 2007، بينما كان يمثل أكثر من 75% من الإنتاج في ستينات وسبعينات القرن الماضي.

الشكل- 20: إنتاج حقل Daqing 1961 -2007



المصدر: Tang et al، 2010

بدأت الأبحاث حول إمكانية تطبيق تقنيات الاستخلاص المحسن في الحقل في أواخر الستينات من القرن الماضي، وفي عام 1972 بدأت التجارب الحقلية في الحقل باستخدام بئر بتباعد صغير (75 م). وفي الثمانينات أطلق مشروع تجريبي بهذا الخصوص في مركز الحقل باستخدام عدد من الآبار بتباعد أكبر. وقد بينت نتائج المشروع مترافقة مع الأبحاث التي امتدت بين منتصف الثمانينات ومطلع التسعينات أن تقنية حقن البوليمير هي التقنية الأمثل لرفع فعالية الإزاحة الأفقية والعمودية في الحقل، وهذا ما قاد إلى إطلاق أكبر مشروع لحقن البوليمير في العالم في عام 1996.

وبحلول عام 2007، كان حقن البوليمير بتركيز تراوح بين 2200- 2500 مغ/لتر العامل الرئيسي في إنتاج أكثر من 22% من إجمالي إنتاج الحقل (نحو 200 ألف ب/ي)، وساهم في رفع الاستخلاص الأعظمي من الحقل إلى 50% من الاحتياطي الجيولوجي[75]. أما لزوجة البوليمير المستخدم فتراوحت بين 150- 300 سنتي بواز (cp) لإزاحة النفط الذي تبلغ لزوجته 10 سنتي بواز (Seright، 2017).

2-3-4-2 حقن البوليمير في حقل مرمول في سلطنة عمان

من التجارب العربية لاستخدام هذه التقنية يمكن الإشارة إلى حقن البوليمير في حقل «مرمول» في سلطنة عمان.

اكتشف الحقل عام 1956 في جنوب البلاد في منطقة ظفار، والمكمن الأساسي في الحقل مكون من صخور رملية تعود لحقبة الباليوزوئيك (نهاية العصر الكربوني وأول العصر البيرمي). قدر الاحتياطي الجيولوجي في الحقل بنحو 2،5 مليار برميل من النفط الثقيل (21° API)، والذي تبلغ لزوجته 80 سنتي بواز، ودرجة حرارة المكمن 46° مئوية. وخلال الثمانينات من القرن الماضي كان الحقل في مرحلة التطوير الأساسية وبلغ معدل إنتاجه اليومي 45 ألف ب/ي، وبينت دراسة (Teeuw et al، 1983)[76] أن استخدام تقنية حقن البوليمير سيساهم في إنتاج كمية كبيرة من النفط مقارنة بحقن الماء. وتشير دراسة عن التقييم البيئي لممتلكات شركة تنمية نفط عمان إلى أن إنتاج الحقل بلغ أكثر من 70 ألف ب/ي عام 2002 (Akella، 2003)[77].

وقد تبنت شركة «تنمية نفط عمان» استخدام هذه التقنية حيث اكتمل أول مشروع من نوعه في البلاد لحقن البوليمير في الحقل عام 2010، وأسفر عن إضافة 8000 ب/ي إلى الإنتاج الأساسي للحقل (PDO، Timeline)[78].

3-3-4-2 حقن البوليمير مع منشطات التوتر السطحي Surfactant والقلويات Alkaline

تعمل منشطات (مخفضات التوتر السطحي) كما يشير الاسم على تخفيض التوتر السطحي بين النفط وسوائل الطبقة (الماء)، وتسمح بالتالي للنفط بالتحرك بحرية أكبر، إذ يمكن النظر إلى النفط المتبقي في المكمن Residual Oil، على أنه كريات دقيقة جداً تتوزع في مسامات الصخور. وتتأثر هذه الكريات بقوتين أساسيتين هما القوى الشعرية، وقوى اللزوجة. وكلما ارتفع الرقم الشعري، كلما تحسنت فعالية إزاحة النفط. حيث يعبر الرقم الشعري عن النسبة بين اللزوجة، وبين القوى الشعرية.

تتكون منشطات التوتر السطحي من مجموعتين، إحداهما محبة للمواد الدهنية Lipophilic، والأخرى كارهة للمواد الدهنية Lipophobic. تتمتع المجموعة المحبة للمواد الدهنية بقابلية انحلال جيدة، بعكس المجموعة الثانية. وتعتبر السلفونات(*) من أهم هذه المواد، سواء الصناعية، أو تلك المستخلصة من نواتج عمليات التكرير في مصافي النفط والتي تدعى بالسلفونات البترولية.

لا تستخدم منشطات التوتر السطحي عادة إلا بالترافق مع البوليمير بسبب لزوجتها المنخفضة التي تجعلها تتسلل عبر مسامات المكمن تاركة جبهة النفط خلفها.

أما استخدام القلويات فيستند إلى تأثر النفط بهذه المواد مشكلاً مستحلبات يمكنها التحرك بسهولة في مسام المكمن. ظهرت هذه التقنية في الصناعة البترولية للمرة الأولى في عام 1917، إلا أنها لم تلق رواجاً مثل باقي التقنيات خاصة في الصخور الكربوناتية، إذ أن القلويات يمكن أن تتفاعل مع الكالسيوم لترسب الهيدروكسيدات، مما يخفض نفاذية ومسامية المكمن.

يبين الجدول- 8 بعض خصائص القلويات شائعة الاستخدام.

الجدول- 8: القلويات شائعة الاستخدام في عمليات الاستخلاص البترولي المحسن

المركب	الصيغة الكيميائية	الوزن الجزيئي	قابلية الذوبان غ/سم^3	
			في الماء البارد	في الماء الحار
هيدروكسيد الصوديوم	$NaOH$	40	42	347
أورثوسيليكات الصوديوم	Na_4SiO_4	184	15	56
ميتاسيليكات الصوديوم	Na_2SiO_3	122	19	91
الأمونيا	NH_3	17	89.9	7.4
كربونات الصوديوم	Na_2CO_3	106	7.1	45.5

المصدر: حمش، 2010

(*) أملاح أو إسترات بنية شاردتها النموذجية هي: $R\text{-}SO_3^-$

4-3-4-2 حقن البوليمير مع منشطات التوتر السطحي في حقل Minas الإندونيسي

من الأمثلة على استخدام منشطات التوتر السطحي مع البوليمير، يمكن ذكر حقل Minas في إندونيسيا، والذي يعتبر أكبر حقول النفط في جنوب شرق آسيا.

اكتشف الحقل عام 1944، وقدرت احتياطياته الجيولوجية بنحو 9 مليار برميل. يتميز الحقل بسماكته التي تصل إلى 150 م، وتبلغ المسامية الوسطية فيه نحو 26%، ويتميز بنفاذية مرتفعة تصل إلى 4 دارسي، وتبلغ لزوجة النفط فيه 3 سنتي بواز. بلغ الضغط الأولي للمكمن في الحقل 138 بار، وكانت درجة حرارته 93° مئوية، أما ملوحة المياه الطبقية فبلغت 3000 جزء بالمليون(*).

وضع الحقل على الإنتاج عام 1952، ولوحظ منذ البداية أن الدفع المائي في الحقل أقل مما كان متوقعاً، فبدأ حقن الماء في الحقل عام 1972، ووصل الإنتاج إلى ذروته (440 ألف ب/ي) عام 1973. وفي عام 2000 بلغت إماهة الحقل حوالي 97%، وقد أعلنت شركة Chevron التي تدير عمليات الحقل أن Minas أنتج نحو 4،5 مليار برميل من النفط منذ وضعه على الإنتاج وحتى ذلك التاريخ، بينما تبقى نحو 50% من الاحتياطيات التي تم استهدافها بطرق الاستخلاص المحسن.

وكانت الشركة قد أجرت دراسة سابقة عام 1994 لتحري الطريقة المثلى للاستخلاص المحسن في الحقل، وقد بينت الدراسة إمكانية استخدام حقن الأبخرة النفطية الخفيفة LOSF(†) أو حقن البوليمير مع منشطات التوتر السطحي.

تم إجراء أول تجربة لحقن منشطات التوتر السطحي في الجزء الجنوبي من الحقل، عبر 4 آبار حقن وبئر إنتاج واحد مركزي (نموذج النقاط الخمس)، إضافة إلى 4 آبار مراقبة، و5 آبار لأخذ العينات، وبئرين حفرا لاحقاً للحصول على العينات الأسطوانية اللبية Cores[79]. وتضمنت التجربة حقن الماء في مناطق التشبع المتبقي بالنفط، ثم حقن منشطات التوتر السطحي، ثم حقن البوليمير، ثم حقن الماء ثانية.

(*) ppm

(†) Light Oil Steam Flood

وجرى خلال التجربة تفحص عدد كبير جداً من العينات الصخرية المقتطعة من العينات الأسطوانية اللبية، وذلك لتحري أفضل نسبة في مزيج الحقن.

بدأ حقن الآبار لغرض التجربة عام 1998، وبدأ حقن الماء عام 1999، تبعه حقن منشطات التوتر السطحي عام 2000 الذي استمر حتى مطلع 2002، وظهرت نتائج واعدة للتجربة، لكنها بينت الحاجة إلى المزيد من التقييم، فتم وضع خطة لتجربة أخرى عام 2012[80]. وحتى عام 2013 أمكن إنتاج 670 ب/ي من النفط من البئر التجريبي. لكن هذه التقنية لها حدود من أهمها الكلفة وهي أحد المعايير الأساسية في أي صناعة، وقد بينت دراسة لمجموعة من جامعة Islam Riau (Ab-dulrahman et al، 2016)[81] أن كلفة المواد الكيميائية بلغت 110 دولار لكل برميل نفط، منها 30 دولار للبوليمير، و70 دولار لمنشطات التوتر السطحي، و10 دولار للمعدات والتسهيلات. وربما كان هذا السبب وراء عدم توفر معلومات حديثة عن هذه التجربة، إذ أن شركة Chevron تشير على موقعها الرسمي إلى الاعتماد على حقن الماء والحفر البيني التطويري.

5-3-4-2 حقن القلويات في حقل Saskatchewan في كندا

اكتشف مكمن Court Bakken للنفط الثقيل في حقل Saskatchewan الكندي عام 1982، وبدأت عمليات حقن الماء في المكمن عام 1988، حيث وصل عدد آبار الحقن إلى 20 بئراً وعدد آبار الإنتاج إلى 28 بئراً. وحتى عام 2007 بلغت الإماهة في الحقل 95%، وبلغ معامل الاستخلاص نحو 30%. بدأت العمليات عبر بئر اختبار واحد جرى حقن الماء فيه حتى أزيح كل ما يمكن إزاحته من النفط للوصول إلى التشبع بالنفط المتبقي. ثم جرى حقن محلول قلوي بتركيز 5000 جزء في المليون، أتبع بكميات إضافية من الماء، وبينت القياسات الكهربائية البئرية لاحقاً أن التشبع بالنفط المتبقي كان 0،28 قبل حقن القلويات، بينما انخفض إلى 0،17 بعد الحقن.

وبناء على هذه النتيجة تم تصميم مشروع تجريبي مكون من بئر حقن لهيدروكسيد الصوديوم وثلاثة آبار إنتاج، وبدأت عمليات الحقن في منتصف عام 2006. تشير النتائج إلى أن تطبيق هذه التقنية ساهم في رفع معامل الاستخلاص بمعدل 9%(Sheng، 2013)[82].

وفي بعض الحالات يتم استخدام القلويات ومنشطات التوتر السطحي والبوليميرات في آنٍ معا (ASP)، ويشير (Sheng، 2013) إلى أنه في الفترة ما بين 1990-مطلع 2000، تركزت معظم المشاريع التجريبية والتطبيقات الحقلية لاستخدام ASP في الحقول الصينية، وكانت التراكيز الوسطية للمحاليل المحقونة: 1،28% من القلويات، و0،28% من منشطات التوتر السطحي، و0،15% من البوليميرات. لكن هذا لا ينفي وجود مشاريع أخرى خارج الصين تطبق هذا النوع من التقنيات، ويمكن هنا الإشارة إلى مثال عن حقل West Kiehl في الولايات المتحدة الأمريكية.

6-3-4-2 حقن ASP في حقل West Kiehl الأمريكي

اكتشف حقل West Kiehl عام 1985 في ولاية Wyoming الأمريكية، وتم إكمال البئر الاستكشافي (State 31-36) في طبقة رملية (Minnelusa L. B) على عمق 2037- 2044 م، وأنتج بمعدل يقارب 300 ب/ي من النفط المتوسط (24° API)، الذي بلغت لزوجته 17 سنتي بواز، وبلغت حرارة المكمن 49°. حفرت لاحقاً آبار أخرى في الحقل، ووضع الحقل على الإنتاج عام 1987. بلغت نفاذية المكمن 345 ميلي دارسي، ومساميته 23%، واحتوت المياه المنتجة على 46,480 ملغ /ل من المواد المنحلة.

قدر الاحتياطي الجيولوجي في الحقل بنحو 1،5 مليون برميل، وقدر معامل الاستخلاص بنحو 11% فقط، إذ بالرغم من المواصفات الخزنية الجيدة نسبياً للمكمن، إلا أن الضغط انخفض بشكل سريع من نحو 152 بار في شهر أيلول/سبتمبر 1985، إلى91 بار في مطلع شهر كانون الثاني/يناير 1986[83]. درست عدة

طرق لتحسين إنتاج الحقل، كان من بينها:

1- حقن الماء: قُدر أنه سيرفع معامل الاستخلاص بنسبة 29% إضافة إلى 11% من الإنتاج الأولي. أي أن معامل الاستخلاص سيبلغ 40%.

2- حقن البوليمير: قدر أن هذه الطريقة ستعطي نفس نتيجة حقن الماء، لكن بزمن أقل.

3- حقن القلويات مع البوليمير: وبينت الدراسات أيضاً أن معامل الاستخلاص باستخدامها سيصل إلى 40%.

4- حقن القلويات مع البوليمير ومنشطات التوتر السطحي: بينت الدراسات أن هذه الطريقة سترفع معامل الاستخلاص إلى 56%.

بناء على ذلك تم البدء بحقن الماء في الحقل في منتصف أيلول/سبتمبر 1987، وفي 3 كانون الأول/ديسمبر 1987بدأ حقن كربونات الصوديوم، وبعدها بأربعة عشر يوماً أضيفت منشطات التوتر السطحي إلى سائل الحقن، بينما تمت إضافة البوليميرات من 28 كانون الثاني/يناير 1988، وحتى شهر حزيران/يونيو 1989، حيث توقف بنفس التاريخ حقن منشطات التوتر السطحي، وبعدها بشهر واحد أوقفت إضافة الكربونات، بينما استمرت إضافة البوليمير للماء حتى شهر نيسان/أبريل 1991. وإجمالاً بلغت كلفة العملية 2,31 دولار لكل برميل(*) إضافي من النفط تم إنتاجه بهذه التقنية.

هذا الحقل رغم صغر حجمه يبين أن هذه التقنية طبقت بنجاح رغم أن أسعار النفط في حينها تراوحت بين 14- 16 دولار/ البرميل تقريباً حسب الأسعار الاسمية، أي ما يتراوح بين 30- 36 دولار/البرميل حسب أسعار عام 2017.

ويمكن لتوضيح صورة هذه التقنية أكثر، عرض مثال آخر من حقل Mannville B في كندا الذي ينتج النفط الثقيل.

(*) حسب القيمة الإسمية للدولار في عام 1992.

7-3-4-2 حقن ASP في حقل Mannville B الكندي

اكتشف حقل Mannville B جنوب ألبرتا عام 1963، وقدرالاحتياطي الجيولوجي من النفط فيه بأكثر من 23،8 مليون برميل. تتراوح المسامية في الحقل بين 18 و28%، وتصل النفاذية إلى 1500 ميلي دارسي، ولزوجة النفط 119 سنتي بواز، وكثافة النفط 937 كغ/م^3 (تعادل 19،4° API)، وحرارة المكمن 35° مئوية. وقد قدر معامل الاستخلاص الأعظمي باستخدام حقن الماء بحوالي 38،9%.

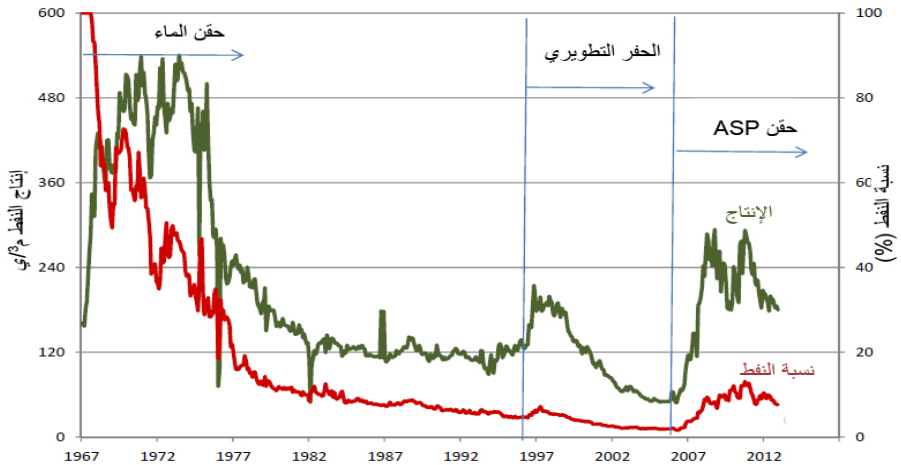
بدأت عمليات حقن الماء في الحقل عام 1967، وبلغ ذروة إنتاجه عام 1973 حيث أنتج بمعدل 3402 ب/ي، وبدأ الإنتاج بعدها بالتراجع. في عام 1996، تم حفر مجموعة من الآبار التطويرية البينية (Infill wells) ساهمت في رفع معدل الإنتاج اليومي بنسبة 60% ليصل إلى 5443 ب/ي. وفي عام 2006 انخفض إنتاج الحقل إلى 365 ب/ي فقط.

تشير ورقة (McInnis et al، 2013) [84] إلى أن عمليات حقن ASP في الحقل بدأت في شهر أيار/مايو 2006، ولوحظ ظهور تأثير الحقن بعد ثلاثة أشهر فقط من بدء العمليات، إذ ارتفع معدل الإنتاج بالتدريج حتى وصل إلى 1893 ب/ي في شهر تشرين الأول/أكتوبر 2008، حيث توقف حقن القلويات ومنشطات التوتر السطحي، وتمت متابعة حقن البوليمير فقط. وحتى نهاية عام 2012 كان الحقل قد أنتج 2،65 مليون برميل، أي ما يعادل 11% من الاحتياطي الجيولوجي. ثم بدأ الإنتاج بالتراجع بعد عام 2012 حيث وصل المعدل إلى 1167 ب/ي.

يبين الشكل- 21 تاريخ الإنتاج للحقل، ويلاحظ منه بوضوح ارتفاع معدل الإنتاج بعد تطبيق تقنية حقن ASP(*).

(*) الإنتاج بواحدة م3/ي كما هو وراد في الورقة التي تم استخلاصه منها، وبالنسبة لمواصفات النفط في هذا الحقل فإن كل 1 م3 تعادل 6.309 برميل.

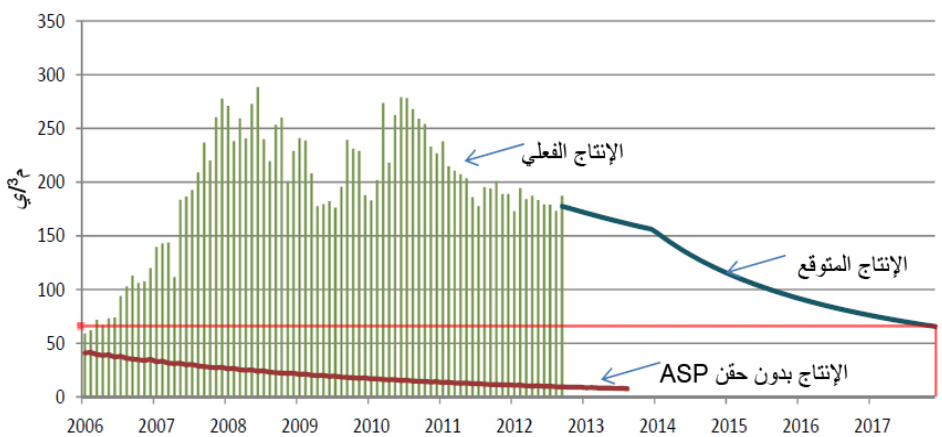
الشكل- 21: تاريخ إنتاج حقل Mannville B الكندي



المصدر: McInnis et al، 2013

ورغم عدم توفر معلومات حديثة عن الحقل، إلا أن الورقة المنشورة عام 2013 تضمنت توقعات الإنتاج المستقبلية المبينة في الشكل- 22، والذي يمكن من خلاله تقدير الإنتاج الحالي للحقل في عام 2018 بنحو 65 م3/ي، أي ما يعادل 410 ب/ي.

الشكل- 22: الإنتاج المتوقع من حقل Mannville B الكندي



المصدر: McInnis et al، 2013

2-4-4 حقن البخار

يندرج حقن البخار تحت الطرق الحرارية للاستخلاص المحسن للنفط، ويقدر أن الإنتاج بتقنية الإفاضة بالبخار، يشكل 58% من مجمل مساهمة تقنيات الإنتاج المدعم للنفط في إنتاج النفوط التي تقل كثافتها عن ° 23API على مستوى العالم (حمش، 2010)[85]. ولابد عند الحديث عن حقن البخار من توضيح بضع نقاط:

1- السعة الحرارية(*): وهي كمية فيزيائية قابلة للقياس تحدد كمية الحرارة اللازمة لتغيير درجة حرارة مادة ما بقدر محدد، وهي حسب دائرة المعارف البريطانية(†): النسبة بين كمية الحرارة التي يمتصها جسم ما وبين تغير درجة حرارة هذا الجسم. ويعبر عنها في مقام الاستخلاص البترولي بواحد كيلو جول /درجة مئوية KJ/C°.

2- الحرارة الكامنة(‡): هي كمية الحرارة التي يمتصها أو يصدرها جسم ما خلال تحوله من طور إلى آخر بدون أن تتغير درجة حرارته(§). وهي خلال عمليات حقن البخار تعبر عن الحرارة التي يصدرها البخار عند تحوله إلى ماء ساخن.

3- الضغط البخاري، ضغط الإشباع، حرارة الإشباع(¶): ضمن أي نظام فيزيائي يكون للسائل ضغط بخاري سواء مرتفع أو منخفض، وعندما يتساوى الضغط البخاري للسائل مع الضغط الجوي، يسمى بضغط الإشباع، وحرارة السائل عند تلك النقطة هي حرارة الإشباع.

4- جودة البخار(**): هي الكمية الوزنية من البخار مقسومة على إجمالي كتلة السائل والبخار معاً.

(*) Heat Capacity.

(†) Encyclopedia Britannica.

(‡) Latent Heat.

(§) Encyclopedia Britannica.

(¶) Vapor Pressure, Saturation Pressure, and Saturation Temperature.

(**) Steam Quality.

أما لزوجة النفط المرتبطة بدرجة الحرارة، فتصفها معادلة Andrade[86]:

$$\mu o = A \exp\left(\frac{B}{T}\right)$$

حيث:

μo هي لزوجة النفط.

T هي درجة الحرارة المطلقة.

أما A، وB فهي ثوابت تجريبية تحدد بالقياس.

تعتمد آلية تأثير البخار على تخفيض لزوجة النفط، إضافة إلى رفع الضغط في المكمن عبر البخار المحقون. وربما لا يكون التأثير على اللزوجة ذا شأن في حال تطبيق هذه التقنية على مكامن النفط الخفيف، بل يكون الاعتماد على الماء الساخن المتكثف في المكمن، حيث يتبخر جزء من الهيدروكربونات، كما تتقطر بعض المكونات الخفيفة من النفط وتسير مع جبهة البخار حتى تتكثف لاحقاً وتمتزج مع النفط الأقل حرارة. كما تعمل تقنية حقن البخار أيضاً مثل آلية تقنية حقن الغاز، إضافة إلى تأثيرها على النفاذية النسبية، وتعديلها لخاصية تبلل الصخر، وقد تعمل عبر تشكيل مستحلب من الماء والنفط[87]. وهناك العديد من الأمثلة عن استخدام تقنية حقن البخار، منها:

4-2 1-4 حقن البخار في حقل Duri الأندونيسي

يعتبر مشروع حقن البخار في حقل Duri أحد أكبر المشاريع من هذا النوع في العالم. اكتشف حقل Duri على اليابسة في جزيرة سومطرة عام 1941، ووضع على الإنتاج عام 1954. وقد بلغ إنتاج الحقل ذروته في منتصف الستينات من القرن الماضي بمعدل وصل إلى 65 ألف ب/ي. تبلغ سماكة المكمن المنتج في الحقل 33م، ومساميته 36%، ونفاذيته 1550 ميلي دارسي، وتبلغ حرارة المكمن

نحو 38° مئوية، وتصل لزوجة النفط عند درجة حرارة المكمن إلى 157 سنتي بواز(Pearce and Megginson، 1991)[88]. وأشار (Guntis، 1990)[89] إلى أن الاحتياطي المؤكد في الحقل قدر بنحو 2 مليار برميل من النفط الثقيل (23° API).

تراجع إنتاج الحقل بالتدريج نتيجة التراجع الطبيعي في ضغط المكمن، فطبقت تقنية حقن البخار في عام 1985، وحتى عام 2008 كان إنتاج الحقل قد تضاعف ثلاث مرات ووصل إلى 185 ألف ب/ي. وفي عام 2013 كان 80% من الحقل يعمل بتقنية حقن البخار. وتذكر شركة Chevron التي تدير عمليات الحقل أنها حفرت أكثر من 56 بئر حقن للبخار في الحقل في عام 2012 لوحده، ويتلقى المشروع الطاقة الكهربائية من محطة للشركة باستطاعة 300 ميغا واط.

كما تذكر الشركة أنها أنجزت منطقة التوسع 12 في عام 2009، مما أضاف 40 ألف ب/ي للإنتاج، وفي منتصف عام 2012 تم إرساء مشروع توسعة المنطقة 13 من الحقل على شركة Chevron، وتضمن المشروع الذي قدرت قيمته بنحو 500 مليون دولار، حفر 539 بئراً، منها 358 بئراً للإنتاج، و145 بئراً لحقن البخار، و36 بئراً لمراقبة درجة الحرارة، وقدر للتوسعة أن تضيف نحو 17 ألف ب/ي إلى إنتاج الحقل[90].

لكن ورقة نشرت حديثاً (Rinaldi et al، 2017)[91] بينت ظهور صعوبات وعوائق جمة أمام مشروع التوسعة، منها:

1- وضعت خطة التوسعة على أساس جودة عالية في مركز للمكمن، لكن الحفر على حدوده بين أن الجودة أقل من المتوقع.

2- انخفاض معدل السحب(*)، ذلك أن معدل السحب في مركز المكمن يبلغ وسطياً 300 ب/ي من السوائل، بينما لم يزد عن 100 ب/ي على الأطراف.

(*) Withdrawal

3– انخفاض قابلية الحقن(*)، إذ أن معظم نماذج الحقن لم تزد عن 100- 300 ب/ي من البخار، بينما وضعت خطة المشروع على أساس 800 ب/ي.

وقد وضعت عدة حلول للتغلب على تلك العوائق في انتظار ظهور نتائج إيجابية من التوسعة. لكن استخدام حقن البخار عموماً آتى أُكله، إذ تذكر Chevron أن الإنتاج التراكمي من الحقل بلغ أكثر من 2 مليار برميل من النفط منذ عام 2008، وهو الرقم الذي كان معتمداً سابقاً للاحتياطي المؤكد في الحقل، بينما لا يزال الحقل منتجاً حتى اليوم.

وهناك طرق أخرى لتطبيق تقنية حقن البخار مثل الحقن الدوري Cyclic Steam، وهي تقنية تختلف عن الحقن العادي حين يتم الحقن في بئر والإنتاج من بئر آخر، بينما في الحقن الدوراني يتم الحقن في البئر المنتج نفسه. حيث يحقن البخار ويترك فترة حتى يقوم بتسخين النفط وتخفيض لزوجته، ثم يوضع البئر على الإنتاج.

وعادة يكون معدل إنتاج النفط في البداية مرتفعاً بسبب درجة التشبع العالية، وارتفاع الضغط في المكمن، وانخفاض لزوجة النفط. ثم مع استمرار الإنتاج تنخفض درجة التشبع، وتنخفض حرارة النفط التي ينتقل جزء منها إلى صخور المكمن، وبالتالي تنفض اللزوجة ثانية. وعند نقطة معينة يتم اللجوء إلى دورة ثانية من حقن البخار وهكذا.

وقد يشار إلى هذه التقنية أيضاً باسم Huff and Buff، وهي تتطلب في المعايير التصميمية أن تكون جودة البخار بين 80- 85%، وتتراوح فترة الحقن بين 14- 21 يوماً، تليها فترة انتظار تتراوح بين 1- 4 أيام (Taber et al، 1997). ويتم عملياً حقن الماء أولاً في المكمن إذا كانت لزوجة النفط بين 50- 150 سنتي بواز، ثم يتم حقن البخار. أما إذا كانت لزوجة النفط أعلى من ذلك فيحقن البخار دون اللجوء لحقن الماء. ومن الأمثلة على هذه التقنية:

(*) Injectivity

4-2 2-4 الحقن الدوري للبخار في حقل Cold Lake الكندي

يعتبر مشروع الحقن الدوري للبخار في حقل Cold Lake أحد أكبر المشاريع من نوعه ضمن رمال النفط Oil Sands، والحقل هو واحد من أربعة حقول رئيسية منتجة في ألبرتا، تقــدر احتياطيــاته بنحو 160 مليار برميل من النفط الثقيل (10،2 °API)، وتبلغ نسبة الكبريت[92] فيه 3،95% وزناً، وتصل لزوجته إلى 100 ألف سنتي بواز عند حرارة 13° مئوية، تبلغ مسامية المكمن 37%، ونفاذيته 3000 ميلي دارسي، ويتراوح عمقه بين 300- 600 م، ويقدر ضغطه الأولي بنحو 31 بار، وسماكته الوسطية نحو 33 م. لذلك كان من غير العملي تعدين النفط Mining بسبب عمق المكمن، ومن المستحيل ضخه إلى السطح بسبب لزوجته العالية.

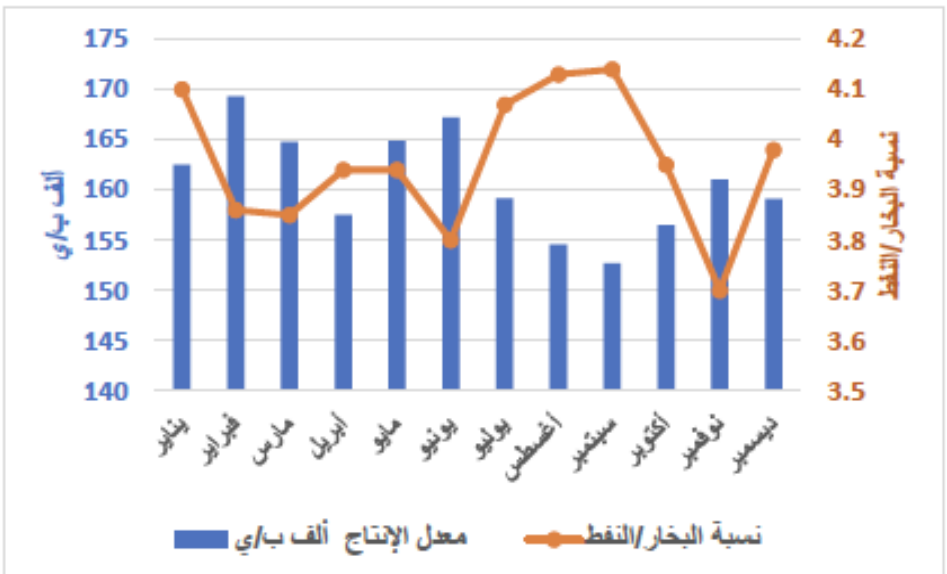
بدأت أولى التجارب الحقلية Ethel Pilot عام 1964، واستمرت حتى 1970، حيث تم تحفيز الطبقات عبر 8 دورات للبخار، بمعدل 3000- 5000 برميل من البخار لكل دورة. وقد حقن الغاز مع البخار في 7 دورات، بينما حقن الماء مع البخار في دورتين، ووصلت فترة الانتظار إلى 5 أيام، ولم يبد أن تلك الإضافات من ماء وغاز ساهمت في أي تحسين لأداء العملية برمتها[93].

وتشير ورقة (Vlttoratos et al، 1990)[94] إلى وجود أكثر من 900 بئر في الحقل حتى عام 1988، كانت تنتج مجتمعة 88 ألف ب/ي، وبلغ معدل حقن البخار 225 م^3/ي أي ما يعادل 1415 ب/ي من الماء.

وتذكر شركة Imperial Oil على موقعها الرسمي[95] أنها تدير امتيازاً ضمن المنطقة يمتد على مساحة 780 كم مربع، وقد ساهمت تقنيات الحقن الدوري للبخار في رفع معامل الاستخلاص من 20% في منتصف التسعينات، ليصل إلى 50% حالياً، ويبلغ معدل إنتاجها اليومي نحو 160 ألف ب/ي. يبين الشكل- 23 معدل الإنتاج اليومي من مشروع شركة Imperial Oil خلال عام 2016، كما يوضح نسبة

البخار إلى النفط التي بلغت حوالي (4) خلال العام، ووصل عدد الآبار العاملة في الحقل إلى 3459 بئراً حتى شهر كانون الأول/ديسمبر 2016.[96]

الشكل- 23: معدل الإنتاج اليومي من مشروع Imperial Oil في Cold Lake خلال عام 2016



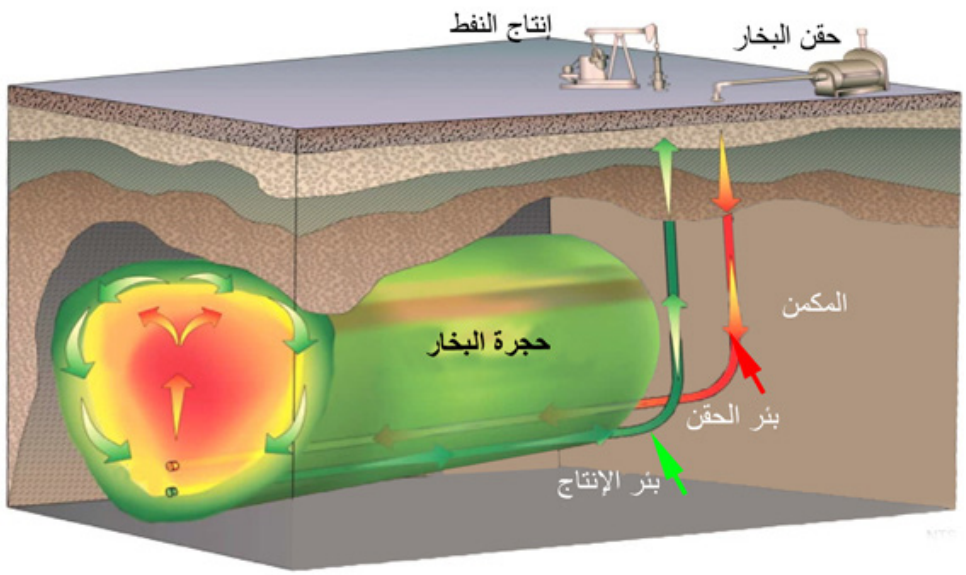
المصدر: Oil and Sands Magazine، 2018.

2-4-5 الإنتاج بدفع الجاذبية المعززة بالبخار

كون هذه التقنية مستخدمة في إنتاج النفط من رمال النفط في كندا، فلابد من بعض التفصيل عنها. تذكر هيئة الطاقة الوطنية NEB الكندية أن الاحتياطي الأعظمي المحتمل في كندا يبلغ 339 مليار برميل، يشكل النفط التقليدي 10% منها فقط[97]. أما احتياطيات كندا المؤكدة من البيتومين (رمال القار) فتزيد عن 165 مليار برميل، منها 24 مليار برميل يتم العمل على تطويرها. بينما يقدر أن احتياطيات كندا المؤكدة من النفط التقليدي لا تزيد عن 5 مليار برميل. لذلك تشكل رمال القار والبيتومين الهدف الأهم لهذه التقنية وغيرها من التقنيات الحرارية في كندا.

عند تطبيق هذه التقنية، وللحفاظ على استمرارية عملية الحقن والإنتاج، يتم عادة استخدام بئرين، يحقن البخار في أحدهما (البئر الأعلى) حتى تتشكل منطقة مشبعة تدعى حجرة البخار Steam Chamber التي تتمدد عمودياً وأفقياً مع الزمن، ومع متابعة الحقن يتحرك البخار نحو أطراف الحجرة محرراً حرارته الكامنة إلى الصخور بينما يتكثف (Vista Projects، 2016) [98]، كما هو موضـــــح في الشكل- 24. ويتم الإنتاج من خلال بئر يتوضع تحت بئر الحقن (البئر الأسفل)، وهذا هو فحوى التسمية لهذه التقنية، فالبخار يخفض لزوجة النفط، والجاذبية تحركه نحو بئر الإنتاج.

الشكل- 24: شكل تخطيطي للإنتاج بدفع الجاذبية المعززة بالبخار



المصدر: Vista Project، 2016.

تستفيد تقنية الإنتاج بدفع الجاذبية المعززة بالبخار عملياً من وجود الشقوق في صخور المكمن، حيث يجري حقن البخار مباشرة في المناطق المتشققة، وتقوم الشقوق بوظيفة تشبه وظيفة المشع الحراري Radiator، حيث ترتفع درجة حرارة

الصخور، فتسخن النفط الموجود في الشقوق مما يخفض لزوجته بمعدل قد يصل إلى 100 مرة أقل من اللزوجة الأولية، وهذا ما يسمح للنفط بالحركة نحو الشقوق، وهنا يأتي دور الجاذبية في جريان النفط نحو الأسفل حيث يتم إنتاجه.

عموماً تعتبر نوعية النفط وخواص المكمن من أهم العوامل في نجاح المشاريع التي تستخدم هذا النوع من التقنية. حيث تقدم هذه التقنية أفضل نتيجة في المكامن عالية النفاذية، التي لا توجد فيها نطاقات كتيمة. وكذلك في الطبقات السميكة لأن السماكة تساهم في تحديد جبهة السحب الأعظمي Maximum Drainage Head من جهة، كما تحد من ضياع الحرارة إلى النطاقات المجاورة من جهة أخرى. إضافة إلى أن التشبع المرتفع بالنفط يعني أن كمية أكبر من النفط يمكن إنتاجها باستخدام نفس كمية الطاقة.

ورغم أن المنظور العام يبدو بسيطاً، إلا أن استخدام تقنية الإنتاج بالجاذبية المعززة بدفع البخار يحتاج إلى إعداد مرافق سطحية لا يستهان بها مما يجعل من المنظور الاقتصادي للعملية مرتبطاً بالوقت والتكلفة المتعلقة به. فعلى سبيل المثال، تذكر شركة Vista Projects أن تطوير المرافق السطحية في أحد مشاريع منطقة Christian Lake في ألبرتا استغرق نحو 4 سنوات خلال سعيها لرفع الطاقة التصميمية لأحد المشاريع من 60 ألف ب/ي، إلى 100 ألف ب/ي.

كما أن مشروعاً آخر لنفس الشركة في نفس المنطقة يسعى لرفع الطاقة التصميمية من 100 ألف ب/ي، إلى 150 ألف ب/ي، بدأ في عام 2008، ولا زال العمل قائماً، أي أن عملية التطوير احتاجت حتى اليوم إلى نحو 10 سنوات (Vista Project، 2010)[99]. يبين الجدول- 9 بعض المشاريع المقترحة وأخرى يتم العمل عليها في مقاطعة ألبرتا الكندية (AG، 2018)[100].

يلاحظ أن بيانات الإنتاج المتوقع متوفرة لثلاثة عشر مشروعاً من أصل ستة عشر، ويبلغ مجموع الإنتاج المتوقع منها 744,5 ألف ب/ي، لكن كلفتها تزيد عن 22 مليار دولار(*).

(*) التكلفة في الجدول الأساسي بواحدة الدولار الكندي الذي يساوي حوالي 0.78 دولار أمريكي.

كما يلاحظ أن تكلفة إضافة برميل واحد إلى الإنتاج تختلف بشكل كبير من مشروع لآخر، وتتراوح بين 3,9- 82,7 ألف دولار/ البرميل، بينما تبلغ الكلفة الوسطية في إجمالي المشاريع نحو 26,3 ألف دولار/البرميل.

الجدول- 9: بعض المشاريع القائمة والمقترحة لاستخدام تقنية الإنتاج بالجاذبية المعززة بدفع البخار في ألبرتا

المشروع	الكلفة التقديرية مليار دولار	المدة	الوضع الحالي	الإنتاج المتوقع ألف ب/ي
Salesk	0.23		مقترح	3
West Ells' Phases 1 and 2	0.41	2012- 2018	العمل جارٍ	5
Rigel Oil Sands	0.30		مقترح	10
Taiga Oil Sands	0.49	2019- 2022	مقترح	12.5
Blackrod SAGD Phase 1	0.08	2019- 2021	مقترح	20
Foster Creek Expansion	1.56	2012- 2020	العمل جارٍ	40
Kirby North Phase 1	1.05	2015- 2020	العمل جارٍ	40
Lindbergh SAGD Expansion	0.59	2018-	مقترح	40
Cold Lake (Midzaghe)	1.56	2019- 2022	مقترح	50
Meadow Creek East SAGD	1.17	2019- 2023	مقترح	80
Narrows Lake In Situ	1.25	2019-	مقترح	130
Aspen	3.12	2018- 2022	مقترح	150
MEG May River	7.80	2019- 2023	مقترح	164
Christina Lake Thermal Expansion	2.11	2012 - 2019	العمل جارٍ	-
Lewis SAGD	0.05		مقترح	-
Saleski Pilot Expansion	0.41	2019-	مقترح	-

المصدر: Alberta Gov.، 2018

يقود ذكر تكلفة العمل على هذا النوع من المشاريع إلى التفكير في كلفة توليد البخار ورفع درجة حرارته، ذلك أنه من الناحية النظرية كلما ارتفعت درجة حرارة البخار، كلما كانت فعالية التسخين أعلى. لكن الحدود الاقتصادية تقف لهذه الفكرة بالمرصاد، إذ أن تسخين البخار لدرجات مرتفعة من الحرارة يحتاج عملياً إلى كمية أكبر من الطاقة، وهو ما قد يكون غير مبرر من ناحية الجدوى الاقتصادية للعملية، وذلك بصرف النظر عن النقاط الفنية التي تنظر في شأن استخدام معدات جوفية بئرية تتحمل درجات الحرارة العالية.

ولتجاوز هذه النقاط، سعت سلطنة عمان إلى استخدام الطاقة المتجددة لتوليد البخار وتوفير كلفة الغاز المستخدم لعمليات التسخين، وهو ما يبينه المثال التالي:

2-4-5-1 الإنتاج بالجاذبية المعززة بدفع البخار في حقل أمل في عُمان

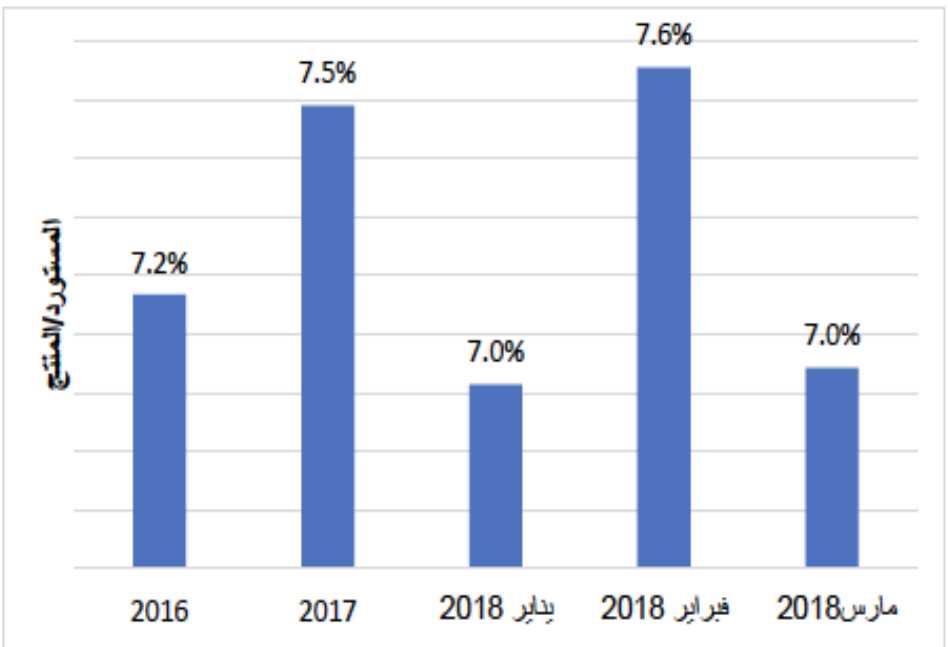
يشير تتبع كميات الغاز المستخدم في حقول النفط العمانية حسب بيانات النشرة الإحصائية الشهرية لوزارة الاقتصاد لوطني (المركز الوطني للإحصاء والمعلومات) خلال السنوات العشر الممتدة بين 2008- 2017، إلى أن تلك الكميات تمثل نحو 21،3% من إجمالي الغاز المنتج والمستورد في البلاد[101]، وهي كميات يستخدم الكثير منها في عمليات الاستخلاص المحسن حسب ما تذكره شركة (Glass Point)[102] التي تولت مشروع توليد البخار بالطاقة الشمسية في حقل أمل.

يبين الشكل- 25 النسب الوسطية لاستخدام الغاز كوقود في الحقول في عُمان، والتي بلغت 7،2% عام 2016، و7،5% عام 2017، بينما شكلت وسطياً 7،2% خلال الأشهر الثلاثة الأولى من عام 2018.

بدأت شركة «تنمية نفط عمان» في إجراء تجارب حقن البخار في حقل «أمل» منذ عام 2007، وفي عام 2009 عممتها على مشروع تطوير واسع النطاق في الحقل ليصبح حقل "أمل غرب» الموقع الرابع لمشاريع الاستخلاص المحسن للنفط في عُمان، بعد مشروع حقن البوليمر في حقل «مرمول»، ومشروع الحقن

بالغاز القابل للامتزاج في حقل «هريول"، ومشروع حقن البخار في حقل «قرن علم». وخلال مساعي عُمان للحد من استخدام الغاز كوقود في الحقول، تبنت فكرة استخدام الطاقة الشمسية لتوليد البخار اللازم لعمليات الاستخلاص المحسن، وذلك عبر مشروع «مرآة»، والذي من المخطط أن يوفر 5،6 تريليون وحدة حرارة بريطانية في السنة، أي ما يعادل حوالي 156،8 مليون متر مكعب من الغاز (نحو 0،9 مليون ب م ن). كما أنه سيحد من إصدار 300 ألف طن سنوياً من غاز ثاني أكسيد الكربون.

الشكل- 25: نسبة الغاز المستخدم في الحقول العمانية إلى إجمالي الغاز المنتج والمستورد



المصدر: إدارة الشؤون الفنية أوابك، بناء على بيانات النشرة الإحصائية الشهرية لوزارة الاقتصاد لوطني

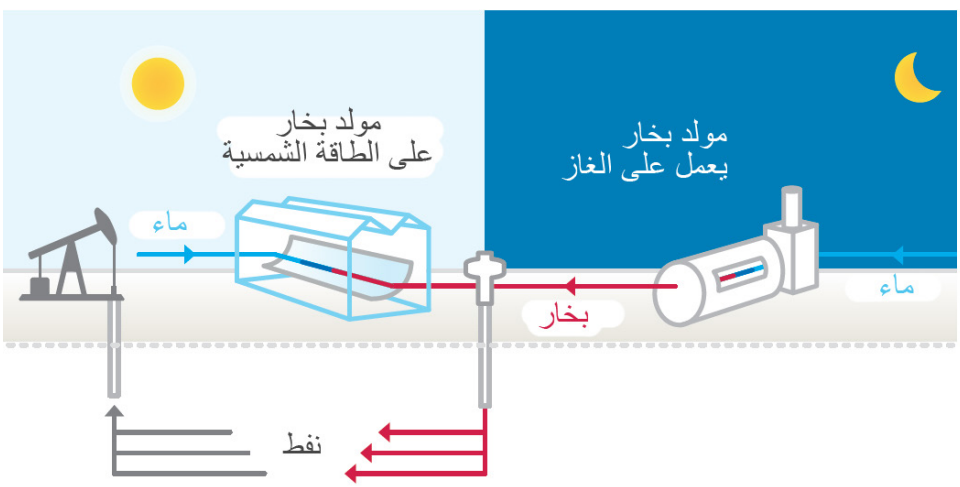
يوضح الشكل- 26 مبدأ فكرة تقنية استخدام الطاقة الشمسية لتوليد البخار في عمليات الاستخلاص المحسن كما تبينها شركة Glass Point[103]، ويلاحظ منه وجود مولد احتياطي للبخار يعمل على الغاز لمؤازرة المولد العامل على الطاقة

الشمسية، ذلك أن الطاقة الشمسية تكفي لتوليد نحو 80% من البخار اللازم، بينما يتم استخدام الغاز خاصة خلال الليل للمحافظة على سير عملية توليد وحقن البخار.

يعتبر مشروع «مرآة» في حقل «أمل» أحد أكبر محطات الطاقة الشمسية في العالم، حيث تبلغ استطاعته المركبة 1،021 ميغا واط، ويمكنه توليد 6000 طن من البخار يومياً.

ويبين الشكل- 27 صورة بانورامية للمشروع، حيث تبلغ المساحة الكلية للمحطة 3 كم مربع، بينما تبلغ مساحة الحقل الشمسي 1،9 كم مربع. وقد بدأ المشروع عملياً في توليد البخار في أواخر عام 2017 حسبما ذكرته شركة تنمية نفط عمان (PDO، 2017)[104].

الشكل- 26: مخطط استخدام الطاقة الشمسية لتوليد البخار للاستخلاص المحسن



المصدر: Glass Point، 2018

الشكل- 27: صورة بانورامية لمشروع مرآة في حقل أمل غرب في عُمان

المصدر: Glass Point، 2018

ومن الجدير بالذكر أن هذه التقنية تستخدم في أماكن أخرى من العالم، ومنها حقل Belridge في ولاية كاليفورنيا الأمريكية، وهو ينتج منذ أكثر من مئة عام، وقدر إنتاجه في عام 2018 بنحو 80 ألف ب/ي من النفط الثقيل. وقد بدأت عمليات حقن البخار في الحقل منذ ستينات القرن الماضي. وفي محاولة للحد من تكاليف الإنتاج، تم اللجوء إلى خطة لتوليد البخار من الطاقة الشمسية، عبر مشروع محطة شمسية بطاقة 850 ميغا واط، يمكنها توليد 12 مليون برميل بخار سنوياً، ويقدر أن المشروع سيحد من إصدار نحو 376 ألف طن من غاز ثاني أكسيد الكربون سنوياً، وسوف يساهم في رفد الإنتاج بنحو 33 ألف ب/ي من النفط[105].

2-4-5 الاستخلاص البكتيري

يعتمد مبدأ هذه التقنية على استخدام الأحياء الدقيقة ونواتج استقلابها، حيث يمكن الحصول منها على منشطات التوتر السطحي والبوليمرات والمذيبات والغازات والأنزيمات، وهي من حيث المبدأ نفس المواد الكيميائية التي تستخدم في عمليات الاستخلاص البترولي المحسن، لكنها في هذه الحالة تنتج عن نشاط البكتريا في

المكمن، أي أن معدلها أقل في المكمن وتحتاج إلى فترة طويلة حتى تتكون مقارنة بعمليات الحقن المباشر. ويتم عادة حقن مواد مغذية مثل دبس القصب (المولاس) للمساهمة في تغذية البكتيريا في المكمن.

ورغم عدم ذيوع صيت هذه التقنية، إلا أن التفكير في استخدامها والتجارب الأولية عليها تعود في الواقع إلى مطلع القرن العشرين، وتستند التقنية إلى أن البكتريا يمكنها أن تخمّر النفط لتنتج غازات مثل CH_4، وCO_2، وH_2. وهذه الغازات المنتَجة ضمن المكمن تساهم في رفع الضغط، كما يمكن أن تنحل في النفط وتخفض لزوجته. وتنتج البكتريا أيضاً حموضاً مثل حمض الخليك(*) (Acetic) وحمض البروبيونيك(†) (Propionic)، إضافة إلى الأسيتون، والإيثانول. ومن الممكن أن تعمل الحموض على إذابة الصخور الكربوناتية مما يرفع من نفاذية المكمن.

وقد تبدو الصورة الأولية لاستخدام البكتريا جميلة مشرقة، لكن هناك بعض المحاذير التي قد تشكل حجر عثرة أحياناً، وخاصة عند وجود البكتريا المختزلة للكبريت (Sulfate-reducing bacteria)، ويكون غاز كبريتيد الهيدروجين ناتج الأيض (Metabolism) الرئيسي لها، حيث يؤدي وجود هذا الغاز إلى رفع حموضة المكمن، إضافة إلى آثاره الأخرى المعروفة على تآكل المعدات وخطورته على الحياة. وتعرف هذه البكتريا بقدرتها على الصمود بدون غذاء لفترة طويلة جداً، فيصبح حجمها أقل فأقل، مما يجعلها قادرة على المرور عبر المسامات الدقيقة للصخور. وعند تلوث البئر بها (خاصة لو تم استخدام مياه البحر في بعض عمليات الحقن)، فإنها تنتعش وتبدأ دورة حياتها ثانية جالبة على المكمن من المشاكل ما لا تحمد عقباه.

كما أن هناك عدة معايير لاستخدام هذه التقنية تتعلق بالخواص الفيزيائية والكيميائية للمكمن وللنفط الموجود فيه، ذلك أن البكتيريا مثلها مثل باقي الكائنات

(*) CH_3COOH

(†) $C_3H_6O_2$

تحتاج لظروف خاصة لتتمكن من القيام بعملياتها الحيوية، وعند عدم توفر هذه الظروف فإن نشاطها وفعاليتها المتوخاة تنخفض، بل إن بعض أنواعها قد تموت في حال اختلاف الوسط المناسب لها. يلخص الجدول- 10 بعض هذه المعايير:

الجدول- 10: الحدود المناسبة لحقن البكتريا في المكامن النفطية

المعيار	الحدود المناسبة
الحرارة / درجة مئوية	أقل من 93.3
النفاذية / ميلي دارسي	أعلى من 50
جودة النفط /°API	أعلى من 15
حموضة الوسط pH	10 - 5
الملوحة /جزء بالمليون	اقل من 180,000
الزئبق، النيكل، الزرنيخ، السيلينيوم/جزء في المليون	أقل من 15
كبريتيد الهيدروجين /جزء في المليون	أقل من 1000

حمش، 2009.

أما الظروف المثالية لاستخدام البكتريا في المكامن، فهي أكثر صرامة، ويبينها الجدول- 11.

الجدول- 11: الحدود المثالية لحقن البكتريا في المكامن النفطية

المعيار	الحدود المناسبة
الحرارة / درجة مئوية	أقل من 65.5
النفاذية / ميلي دارسي	أعلى من 150
جودة النفط /°API	أعلى من 20
حموضة الوسط pH	أعلى من 15
الملوحة /جزء بالمليون	50 - 5
الزئبق، النيكل، الزرنيخ، السيلينيوم/جزء في المليون	8 - 5
كبريتيد الهيدروجين /جزء في المليون	اقل من 10,000
الحرارة / درجة مئوية	أقل من 15
النفاذية / ميلي دارسي	أقل من 1000

حمش، 2009.

يبين الجدول- 12 نتائج تجربة حقلية أجريت عام 1990 على حقل أمريكي باستخدام تقنية حقن البكتيريا (Sen، 2008)[106]، ويلاحظ من الجدول أنه رغم تواضع معدل الإنتاج من البئر الواحد، إلا أن الرقم كنسبة يعبر عن زيادة إضافية في معدل الإنتاج تمثل 20% بعد حقن البكتيريا.

الجدول- 12: نتائج تجربة حقن البكتيريا في حقل Chelsea-Alluwe

الحقل	Chelsea-Alluwe
نوع التشكيلة	رملية
العمق (م)	122
النفاذية (ميلي دارسي)	16
نسبة الملوحة (%)	2.9
لزوجة النفط (سنتي بواز)	6
عدد آبار الحقن	19
عدد آبار الإنتاج	47
المادة المغذية	المولاس (دبس القصب)
نوع البكتيريا	Bacillus, Clostridium
المواد الناتجة عن الأيض	منشطات توتر سطحي، حموض، غازات
فترة الاختبار	سنة ونصف
معدل الإنتاج قبل استخدام البكتيريا	1 ب/ي لكل بئر
معدل الإنتاج بعد استخدام البكتيريا	1.2 ب/ي لكل بئر
النتيجة	زيادة معدل الإنتاج بنسبة 20%

Sen، 2008

2-4-5-1 الاستخلاص البكتيري في حقل Saskatchewan الكندي

اكتشف الحقل عام 1952، وطبقت تقنية حقن المياه فيه عام 1967، حيث قدر الاحتياطي الجيولوجي في الحقل بأكثر من 72 مليون برميل من النفط (API °24 -22).

تتراوح المسامية في المكمن بين 15،2 - 21،5%، وتتراوح النفاذية بين 53 - 567 ميلي دارسي، وينتج من ثلاثة نطاقات يبلغ مجموع سماكتها الفعالة 5،8 م. يقع المكمن على عمق 1200 م وتبلغ درجة حرارته 47° مئوية، ويزيد إجمالي العناصر المنحلة في المياه المنتجة عن 10,000 ملغ/ل، وأنتج حتى عام 2010 نحو 21 مليون برميل تعادل حوالي 29% من الاحتياطي الجيولوجي، بمعدل إنتاجه اليومي 391 ب/ي من النفط، مع 8190 ب/ي من الماء، إضافة إلى 4250 م^3/ي من الغاز. وتشير دراسة أعدها (Town et al، 2009) [107] إلى أن استخدام التقنية بدأ على مراحل كان أولها التحضير المخبري للمواد المغذية المناسبة للبكتيريا، ثم بدأت عمليات الحقن بالتدريج على عدة آبار.

يبين الجدول- 13 سير عملية المعالجة ونتائجها على البئر A بعد 488 يوماً من وضع البئر على الإنتاج.

الجدول- 13: نتائج الاستخلاص البكتيري في البئر A في كندا

المواد المغذية (برميل)	8
مياه الإزاحة (برميل)	170
مدة إغلاق البئر (يوم)	7
إنتاج النفط قبل المعالجة (ب/ي)	8
إنتاج النفط بعد المعالجة (ب/ي)	26
الإماهة قبل المعالجة (%)	94
الإماهة بعد المعالجة (%)	80
إنتاج النفط بعد 488 يوم (ب/ي)	14
الإماهة بعد 488 يوم (ب/ي)	90
النفط الإضافي بعد 488 يوم (ب/ي)	3150

Town et al، 2009

وتبين الدراسة أن تطبيق تقنية الاستخلاص البكتيري ساهم في تقديم العديد من الفوائد الاقتصادية ليس عن طريق رفع معدل الإنتاج فقط، بل من خلال رفع معامل

الاستخلاص أيضاً. إضافة إلى أن انخفاض الإماهة يعني الحد من كميات الماء المنتج مع النفط وهذا ما ساهم في تقليص تكاليف الإنتاج للبرميل الواحد. وهذه العوامل مجتمعة شاركت في زيادة عمر الحقل، وبلغت الكلفة الإضافية لإنتاج البرميل الواحد نحو 6 دولار.

ويمكن القول عموماً إن تقنية استخدام البكتيريا في الاستخلاص المحسن للنفط تمثل تقنية صديقة للبيئة تستخدم موارد وتقنيات التكنولوجيا الحيوية التي يمكن من الناحية النظرية على الأقل توظيفها لاستبدال وتعزيز عمليات الاستخلاص المحسن التقليدية في المكامن التي تناسبها هذه التقنية. لكن هناك العديد من الأسباب التي تعيق تطبيقها، مثل عدم تجانس الإنتاج من مختلف الآبار في المكمن، والقيمة المنخفضة نسبياً لمعامل الاستخلاص الأعظمي المتوقع، وعدم اليقين المرتبط بتلبية معايير التصميم الهندسي للعملية برمّتها. إضافة إلى التخوف (المبرر) من التلاعب بالبيئة الحيوية ونشاط المستعمرات البكتيرية في المكمن، وما ينطوي عليه ذلك من مخاطر قد يكون لها تأثير سلبي على الإنتاج. كما لا يستبعد ظهور فصائل بكتيرية متحورة قد يكون لها أثر صحي على البشر وباقي المخلوقات القريبة من مواقع الإنتاج، خاصة مع ظهور بعض التجارب على استخدام أنواع معدلة وراثياً من البكتيريا.

لمحة عن اقتصاديات الاستخلاص المحسن

كحال أي مشروع آخر، لن يتم الشروع في استخدام تقنيات الاستخلاص المحسن ما لم يكن لها عائد اقتصادي. وقد كان للتراجع الكبير في أسعار النفط منذ عام 2014 تأثير بارز على مختلف مناحي الصناعة البترولية، ونال الاستخلاص البترولي المحسن حظه من هذا التأثير سواء بشكل مباشر أو غير مباشر، فمن خلال سعيها للخروج من تحت مظلة انخفاض الأسعار عملت الشركات البترولية على رفع كفاءة عملها قدر الإمكان، لكنها عملت في الوقت نفسه على خفض النفقات الرأسمالية والتشغيلية قدر المستطاع لإنقاذ ما يمكن إنقاذه من أرباحها.

إلا أن هذه الاستراتيجية التي تعتمد على تقديم أداء أفضل بتكاليف أقل، تحمل في طياتها مخاطر لا يستهان بها، إذ ابتعدت العديد من مراكز الأبحاث عن فكرة تمويل المشاريع التي لا تظهر نتائجها على هيئة أرباح سريعة، ومنها مشاريع الاستخلاص المحسن التي قد تحتاج لسنوات قبل أن يظهر تأثيرها على حقلٍ ما.

في المقابل تبرز بعض الآراء التي تدعو إلى استثمارات طويلة الأجل في هذا المجال، وتظهر **النرويج** (NPD، 2017) [108] كمثال واضحٍ هنا حيث دعت "إدارة البترول النرويجية" في مطلع عام 2018 كل الشركات العاملة ضمن حدودها إلى استخدام تقنيات تتيح إنتاج المزيد من النفط والغاز مبينة أن تقنيات الاستخلاص المحسن يمكن لها أن تساهم في رفد الإنتاج النرويجي بما يتراوح بين 2- 5 مليار برميل مكافئ نفط.

ولا شك أن النرويج على دراية بأن تقنيات الاستخلاص المحسن سوف ترفع من تكاليف الإنتاج، لكن انخفاض الإنتاج في البلاد إلى قرابة النصف (من 3،2 مليون ب/ي عام 2000 إلى 1،6 مليون ب/ي عام 2017) يبرر مسعى النرويج نحو استخدام هذه التقنيات، خاصة أن احتياطياتها المؤكدة حالياً تزيد عن 6 مليار برميل. وفي مقال نشرته إدارة البترول النرويجية على موقعها الإلكتروني الرسمي في منتصف عام 2017، بينت أن معامل الاستخلاص من حقولها في الرصيف القاري بلغ وسطياً 47%، مما يعني أن 53% من احتياطياتها الممكنة لا تزال تقبع في المكامن بانتظار إنتاجها.

كما تعمل **كندا** بدورها على استثمارات طويلة الأجل في مشاريع الاستخلاص البترولي المحسن (Alberta Government)[109]، فمشروع Mea-dow Creek East، في Wood Buffalo الذي تلقى الموافقة من حكومة ألبرتا في 2017/3/27، يتوقع أن ينتج 80 ألف ب/ي، لكن استثماراته تبلغ 1،5 مليار دولار، ومن المخطط أن يبدأ العمل عليه في عام 2019، ويتم إنجازه عام 2023.

وبالرغم من أن المنظور الاقتصادي الحالي يحد من الانتشار الواسع لعمليات الاستخلاص البترولي المحسن، فإن بعض وجهات النظر المتفائلة تميل إلى أن سوق الاستخلاص المحسن ربما يكون واحدا من الأسواق التي ستشهد انتعاشاً رغم أسعار النفط السائدة حالياً. فحتى عند انخفاض سعر النفط إلى حدود 50 دولار/البرميل، بقيت بعض المؤسسات البحثية ترى أن أهمية الاستخلاص المحسن أكبر من أن يتم التغاضي عنها. ومن الممكن دعم رأي المتفائلين في هذا المجال بمثال عن تطبيق تقنية حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في حقل Weyburn في كندا عام 2000 عندما كان سعر خام غرب تكساس 28 دولار/البرميل فقط، وقد وصل إنتاج الحقل عام 2007 إلى أكثر من 30 ألف ب/ي، وهو معدل لم يشهده الحقل منذ اكتشافه في مطلع سبعينات القرن الماضي. وقد استفاد المشروع من اصطياد غاز ثاني أكسيد الكربون من محطة عاملة على الفحم الحجري في ولاية شمال داكوتا، حيث يتم تسييله ونقله عبر خطوط الأنابيب لمسافة 320 كم، وتم لاحقاً حقن 8500 طن/ي من الغاز ضمن مكامن الحقل (PTRC، بدون تاريخ)[110].

لكن هذا لا ينفي بدوره أن أسعار النفط ربما تمثل عائقاً أمام بعض المشاريع، وبالعودة إلى تقنية حقن البوليمير في الصين التي تعتبر الرائدة في العالم في مجال الإنتاج عبر حقن المواد الكيميائية، يلاحظ أنها شهدت تراجع إنتاجها في عام 2016 بنسبة تقارب 6% بعد تهاوي أسعار النفط إلى 45،1 دولار/البرميل خلال ذلك العام (أوابك، 2017) [111]. وربما كان السبب الرئيسي لذلك التراجع هو انخفاض حجم الإنتاج من حقل Daqing. ومع أن انخفاض الإنتاج بحد ذاته ربما كان خطوة استراتيجية من الصين بسبب تراجع أسعار النفط، إلا أن هذه الخطوة قد تعني أن حقن المواد الكيميائية ربما يكون غير مجدٍ اقتصادياً عندما تقل أسعار النفط عن 50 دولار/البرميل (BMI، 2017)[112].

وبين تقرير لمركز أبحاث BCC الأمريكي(*) أن سوق الاستخلاص البترولي المحسن بلغت قيمتها 22،9 مليار دولار عام 2016، بينما يتوقع لها أن تنمو إلى 30،4 مليار دولار عام 2021 (Eckard، 2017)[113]. وأشار التقرير إلى أن أضخم سوق إقليمية في هذا المجال هي سوق أمريكا الشمالية (الولايات المتحدة والمكسيك وكندا) التي بلغت قيمتها 9،6 مليار دولار عام 2016، ويتوقع أن تصل إلى 13،2 مليار دولار عام 2021، بينما بلغت قيمة سوق أمريكا الجنوبية 3،2 مليار دولار عام 2016، ويتوقع أن تصل إلى 4،3 مليار دولار عام 2021. أي أن نحو 56% من قيمة سوق الاستخلاص البترولي المحسن تتوزع بين هاتين المنطقتين من العالم.

ولا ريب أن أسعار النفط كانت ولا تزال تشكل العامل الرئيسي في اتخاذ قرار الاستثمار في هذا النوع من المشاريع، فقد عملت تقنيات الاستخلاص المحسن خلال العقود الثلاثة المنصرمة على رفع كميات النفط المنتجة في الولايات المتحدة بشكل لا يخفى على العيان، إذ ساهمت تقنية حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في إنتاج 25 ألف ب/ي عام 1986، بينما وصل المعدل إلى أكثر من 275 ألف ب/ي في عام 2012، وساهم وصول سعر النفط إلى أكثر من 100 دولار/البرميل في تحفيز السير في هذا المجال، وارتبطت العديد من الشركات بعقود طويلة الأجل للحصول على غاز ثاني أكسيد الكربون بكلفة 2% من سعر البرميل.

وعندما تباطأت عجلة نمو هذا النوع من التقنيات منذ عام 2016 بعد أن كبح جماحها تراجع الأسعار، أصبحت تلك الشركات في وضع لا تحسد عليه، وباتت العقود طويلة الأجل تشكل عبئاً على ميزانياتها. بينما تمكنت بعض الشركات التي تمتلك مصادرها الخاصة من غاز ثاني أكسيد الكربون من متابعة مشاريعها دون عوائق (Walzel، 2017).

(*) مؤسسة خاصة تعنى بالأبحاث الاقتصادية المتعلقة بتحليل الأسواق على اختلاف مشاربها، تأسست عام 1971.

تبع ذلك سعي العديد من المؤسسات لبيع مشاريعها العاملة في الحقول الناضجة بدل البحث في شأن تطبيق تقنيات الاستخلاص المحسن، وغالباً ما كانت الشركات التي تشتري هذا النوع من المشاريع هي تلك التي تمتلك المعرفة والخبرة الكافيتين في هذا المجال، إضافة إلى امتلاك البنية التحتية اللازمة القادرة على التعامل مع تقلبات السوق، بحيث يمكنها تحقيق أرباح من تلك المشاريع ضمن مختلف نطاقات الأسعار.

فعلى سبيل المثال ذكرت شركة Hess على موقعها الرسمي[114] أنها باعت حصصها في مشروع للاستخلاص المحسن في حوض Permian في الولايات المتحدة مقابل 600 مليون دولار، وكانت تلك خطوة أضافت نحو 8200 ب م ن/ي إلى إنتاج شركة Occidental Petroleum التي اشترت الحصص.

وأعلنت شركة Chaparral Energy في أواخر عام 2017 (والتي كانت مهددة بشبح الإفلاس) أنها باعت أصولها في ثمانية مشاريع لحقن غاز ثاني أكسيد الكربون[115] في ولاية أوكلاهوما الأمريكية بمبلغ 170 مليون دولار.

وفي عام 2015 اشترت شركة Fleur de Lis Energy حصص شركة Ana-darko في مشروع لحقن غاز ثاني الكسيد الكربون في ولاية Wyoming ينتج نحو 14 مليون ب م ن/ي، وذلك مقابل 703 مليون دولار. وتضمنت الصفقة خط أنابيب لنقل غاز ثاني الكسيد الكربون بطاقة 7,6 مليون م^3/ي[116]. كما اشترت نفس الشركة في شهر آب/أغسطس 2016 حصص Devon Energy في مشروع في حوض Per-mian بقيمة 422,5 مليون دولار، واشترت في شهر أيلول/سبتمبر 2016 حصص Summit Energy في نفس المشروع مقابل 75 مليون دولار[117].

تعطي عمليات البيع والشراء المذكورة لمحة عن أهمية تقنيات الاستخلاص المحسن حتى في الحقول الناضجة أو في تلك الحقول التي أنتجت بتقنية الإفاضة بالمياه وانخفض مردودها، وفي هذا المقام يمكن الإشارة إلى حقل

SACROC في حوض Permian الذي يمتد على مساحة تزيد عن 200 كم مربع. اكتشف الحقل عام 1948، وقدرت احتياطياته الجيولوجية بنحو 2،8 مليار برميل. وكان الحقل الأول في الولايات المتحدة الأمريكية الذي طبقت فيه تقنية حقن غاز ثاني أكسيد الكربون منذ عام 1972. حقن في الحقل منذ ذلك التاريخ أكثر من 175 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون. وبالرغم من الاحتياطي الجيولوجي الكبير فإن إنتاج الحقل لم يتجاوز 8000 ب/ي في عام 2000، وعندها اشترته شركة Kinder Morgan التي ساند قرارها امتلاكها لحقل من غاز ثاني أكسيد الكربون. وقد عملت الشركة على تعديل نماذج توزيع آبار الحقن مما ساهم في رفع إنتاج الحقل إلى 30 ألف ب/ي، وتمكنت من الحفاظ على ذلك المعدل لأكثر من عشر سنوات، كما تمكنت من رفع الإنتاج في عام 2014 إلى 38 ألف ب/ي، ثم تراجع الإنتاج لاحقاً إلى 30 ألف ب/ي (Walzel، 2017).

يمكن مما سبق ملاحظة أن أهم تحدٍ أمام تطبيق تقنية حقن غاز ثاني أكسيد الكربون يتمثل في توفير ما يكفي من الغاز، ويلاحظ أن الشركات التي تمتلك مصادرها الخاصة منه تمكنت من الاستمرار في تطبيق هذه التقنية رغم تذبذب أسعار النفط.

كما يلاحظ أن كل المشاريع التي تم ذكرها كانت على اليابسة، فماذا عن مشاريع الاستخلاص المحسن في المغمورة؟

عند البحث في هذه النقطة لوحظ أن معظم تقنيات الاستخلاص المحسن ومعايير اختيارها تركّزت على اليابسة لعدة أسباب، من أهمها:

- الكلفة المنخفضة نسبياً مقارنة بالمشاريع في المغمورة.
- المخاطر المرتفعة وتعقيد إعداد البنية التحتية في المغمورة.
- الكلفة المرتفعة لعمليات النقل في الحقول البعيدة عن الشاطئ.
- القوانين البيئية التي تحد من عمليات التخلص من المخلفات مثل المياه

المنتجة أو المستحلبات أو المواد الكيميائية. وربما يكون التخلص من المخلفات عبر نقلها إلى اليابسة خياراً معقولاً عندما تكون كمياتها قليلة، لكنه بالتأكيد خيار غير مطروح عندما تكون كمية المخلفات كبيرة.

- حرق الغاز أو تنفيسه إلى الجو Venting أمر شائع نسبياً، إلا أن ارتفاع تركيز غاز ثاني أكسيد الكربون في الغاز المنتج قد يسبب مشاكل بيئية وصحية.
- فضلاً عن ذلك، تشير ورقة (Kang et al، 2016)[118] التي أعدت بالتعاون بين جامعة "تكساس" وجامعة "كوريا لعلوم المسطحات المائية والمحيطات" إلى أن الكلفة المرتفعة للآبار في المغمورة تقود إلى حفر آبار بتباعد كبير Spacing، ويصل هذا التباعد في المتوسط إلى 1 كم، مما يعني أن توصيف المكامن سيترافق مع الكثير من عدم الموثوقية، كما أن نماذج الآبار (توزيع آبار الحقن والإنتاج) يصعب التحكم بها مما يجعلها بعيدة عن الحالة المثالية.

وتشير ورقة (Kang et al، 2016) أيضاً إلى أنها بنت استنتاجاتها اعتماداً على بيانات تسعة عشر مشروعاً كانت تطبق تقنيات الاستخلاص المحسن في المغمورة حتى عام 2014، وهو رقم يبدو متواضعاً مقابل 437 مشروعاً على اليابسة، لكن التحديات التي ذكرت آنفاً تبرر ذلك.

يبين الجدول- 14 المستخلص من الورقة المذكورة أن اثني عشر مشروعاً من هذه المشاريع تركزت في بحر الشمال، ومشروعان اثنان في خليج المكسيك، وخمسة مشاريع طبقت في خليج بوهاي Bohai في الصين. كما يبين أن تسعة مشاريع تستخدم تقنية حقن الغاز القابل للامتزاج، وأربعة مشاريع تستخدم تقنية حقن الماء بالتبادل مع الغاز القابل للامتزاج(*)، وخمسة مشاريع تستخدم تقنية حقن البوليمير، بينما يعمل مشروع واحد بتقنية تدوير البخار.

(*) **تنويه**: هذه المشاريع لا تمثل كل مشاريع الاستخلاص المحسن في المغمورة، لكنها تمثل تلك التي استخدمت في الورقة المذكورة للوصول إلى معايير اختيار التقنية الأمثل في هذا النوع من الحقول، فقد ذكر سابقاً في هذه الدراسة أن هناك تسعة مشاريع تستخدم حقن الماء بالتبادل مع الغاز في بحر الشمال.

وربما يكون من الطبيعي اللجوء إلى حقن الغاز الهيدروكربوني القابل للامتزاج في حقول المغمورة، إذ أن مصدره قد يكون من الغاز المرافق المفصول عن النفط المنتج، أو من بعض المكامن الغازية.

الجدول- 14: بعض مشاريع الاستخلاص المحسن حسب التقنية والموقع

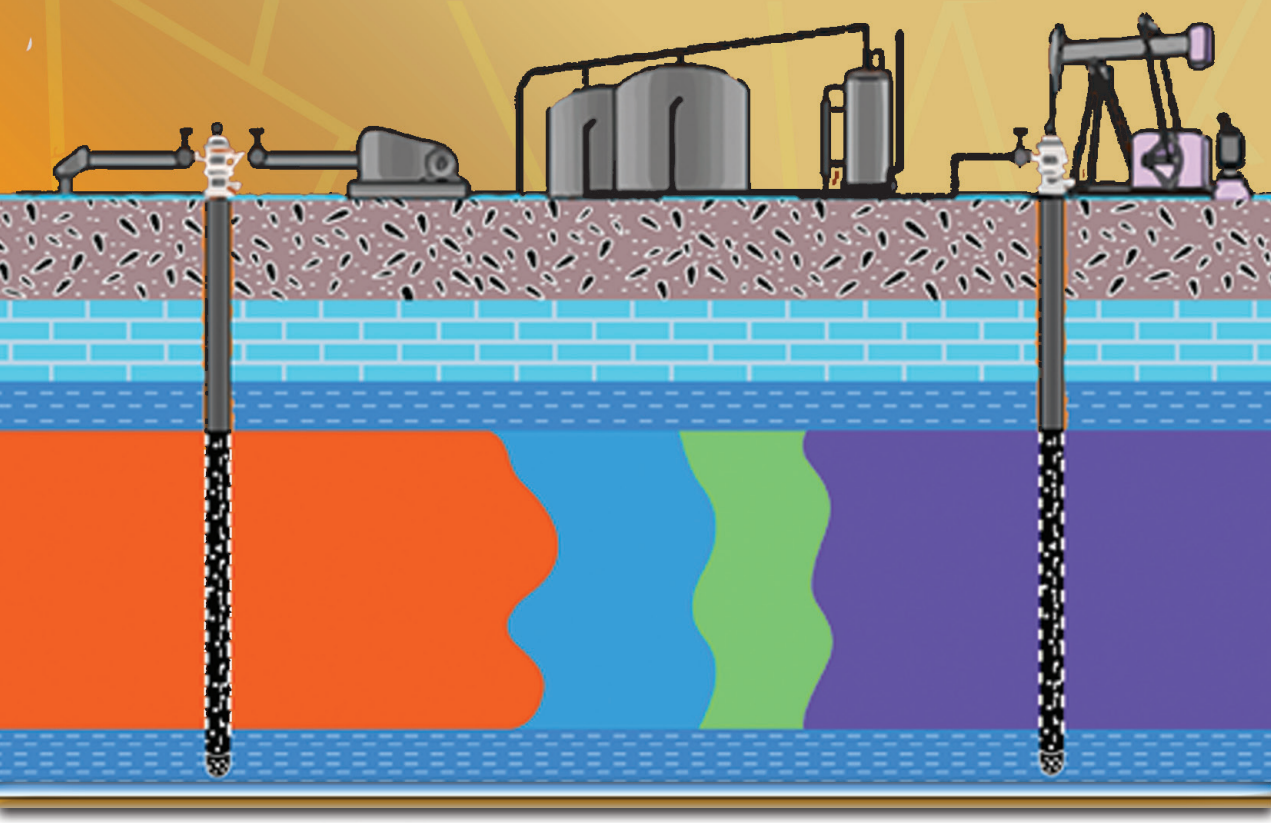
نوع التقنية	الحقل	الموقع	تاريخ بدء المشروع
حقن غاز قابل للامتزاج	Ekofisk	بحر الشمال	1975
	Beryl	بحر الشمال	1977
	Statfjord	بحر الشمال	1979
	Brent	بحر الشمال	1981
	South Pass Block 89	خليج المكسيك	1983
	Ula	بحر الشمال	1986
	South Pass Block 89	خليج المكسيك	1989
	Alwyn North	بحر الشمال	1999
	Smorbukk South	بحر الشمال	1999
حقن الماء بالتبادي مع الغاز	Snorre (SnA)	بحر الشمال	1994
	South Bae	بحر الشمال	1994
	Ula	بحر الشمال	1998
	Magnus	بحر الشمال	2002
حقن البوليمير	SZ36-1	بوهاي	2003
	PF-B	بوهاي	2006
	PF-C	بوهاي	2007
	PF-A	بوهاي	-
	Captain	بحر الشمال	-
تدوير البخار	-	بوهاي	2009

المصدر: Lim et al، 2016

يلاحظ من خلال ما سبق أن معظم التحديات تؤول إلى العامل الاقتصادي، وبالرغم من ذلك لا تزال تقنيات الاستخلاص المحسن في المغمورة تلقى اهتماماً لا

يستهان به، ذلك أن حقول المغمورة تكون ذات احتياطيات كبيرة في العادة، وهذا أمر مفهوم في ضوء التكاليف المرتفعة التي يجب تغطيتها مما يجعل الشركات تحجم عن الاستثمار في حقول صغيرة في المغمورة، وبالتالي فإن هذه الاحتياطيات الكبيرة تشكل هدفاً مغرياً لتقنيات الاستخلاص المحسن.

الخلاصة والاستنتاجات



الخلاصة والاستنتاجات

يمكن من خلال الأمثلة التي تم استعراضها في الدراسة وضع الجدول التالي الذي يبين نتائج تطبيق بعض تقنيات الاستخلاص المحسن على عدة حقول حول العالم. ويلاحظ منه أن التقنيات المختلفة ساهمت في إضافة كميات كبيرة من النفط إلى الاحتياطيات، كما عملت على رفع معدل الإنتاج، والأهم من ذلك أنها رفعت معامل الاستخلاص من الحقول التي طبقت عليها.

نتائج تطبيق تقنيات الاستخلاص المحسن المختلفة في بعض دول العالم

الحقل	التقنية المستخدمة	النتيجة
Prudhoe Bay، ألاسكا	حقن الغاز الهيدروكربوني القابل للامتزاج	كان الاحتياطي المؤكد عند اكتشاف الحقل: 9.6 مليار برميل. بينما بلغ الإنتاج التراكمي حتى عام 2017: 12.5 مليار برميل. ومعامل الاستخلاص 50%.
Cantarell، المكسيك	حقن غاز النتروجين	نقل 2.5- 3 مليار برميل من الاحتياطي الجيولوجي إلى الاحتياطي المؤكد القابل للإنتاج
Jay في الولايات المتحدة الأمريكية	حقن غاز النتروجين	رفع معامل الاستخلاص بنحو 7%، ونقل 58 مليون برميل من خانة الاحتياطي الجيولوجي إلى خانة الاحتياطي القابل للإنتاج
Bati Raman، تركيا	حقن غاز ثاني أكسيد الكربون، ثم حقن هلام البوليمير لزيادة فعالية الكسح	رفع معامل الاستخلاص من 2% ليصل إلى 5%.
Dollarhide، الولايات المتحدة الأمريكية	حقن الماء بالتبادل مع غاز ثاني أكسيد الكربون	رفع معامل الاستخلاص بنحو 20%
Slaughter، الولايات المتحدة الأمريكية	حقن الماء بالتبادل مع غاز ثاني أكسيد الكربون	رفع معامل الاستخلاص بنحو 20%

الحقل	التقنية المستخدمة	النتيجة
Ekofisk، النرويج	حقن الماء بالتبادل مع الغاز الهيدروكربوني	كان الاحتياطي القابل للإنتاج 1.2 مليار برميل، وبات 3.4 مليار برميل. رفع معامل الاستخلاص إلى 50%.
Statfjord، النرويج	حقن الماء بالتبادل مع الغاز الهيدروكربوني	وصل معامل الاستخلاص عام 2017 إلى 66%. يتوقع أن يصل معامل الاستخلاص الأعظمي للحقل إلى 67.9%
Pervomaiskoye، روسيا	حقن الماء	ووصل معامل الاستخلاص إلى 48.2%.
البحرين	حقن الماء	المعدل التراكمي لزيادة الإنتاج حتى شباط/ فبراير 2017: 400 ب/ي من 21 بئراً.
Daqing، الصين	حقن البوليمير	رفع الاستخلاص الأعظمي من الحقل إلى 50%
مرمول، عُمان	حقن البوليمير	إضافة 8000 ب/ي إلى الإنتاج الأساسي عام 2010
Duri، إندونيسيا	حقن البخار	تقديرات الاحتياطي الجيولوجي: 2 مليار برميل. أنتج الحقل فعلياً 2 مليار برميل عام 2008 ولايزال منتجاً حتى اليوم.
Cold Lake، كندا	حقن البخار	رفع معامل الاستخلاص من 20% في منتصف التسعينات، ليصل إلى 50% حالياً.

المصدر: بناء على نتائج بعض الأمثلة المطروحة في الدراسة

- لوحظ من خلال تتبع التجارب العالمية هيمنة التقنيات الحرارية وحقن البخار بشكل خاص على باقي تقنيات الاستخلاص المحسن في حقول النفط الثقيل، وتبدو حظوظ تقنية حقن البخار بالتبادل مع الغاز وافرة في الحقول الكندية أكثر من غيرها.
- تعتبر تقنية حقن الغاز الهيدروكربوني من أهم التقنيات لتطوير حقول المغمورة أو الحقول التي لا تتوفر فيها البنية التحتية لنقل الغاز المرافق المنتج.
- رغم أهمية ونجاح تقنية حقن غاز النتروجين، إلا أن عدم انتشارها يعود إلى

ضرورة وجود وحدات فصل باستطاعات كبيرة قادرة على تلبية متطلبات عملية الحقن.

- أثبتت تقنية حقن غاز ثاني أكسيد الكربون نجاحها في الولايات المتحدة الأمريكية أكثر من غيرها بسبب توفر مصادر طبيعية كبيرة من هذا الغاز فيها. أما مفهوم اصطياد هذا الغاز لأسباب بيئية، وإعادة حقنه كتقنية من تقنيات الاستخلاص المحسن، فلا زالت تتعثر في خطواتها الأولى.
- لم تستعرض الدراسة كل الخيارات المتاحة لتطبيق مختلف التقنيات حول العالم، لكنها بينت أهمية تطبيق تقنيات الاستخلاص المحسن ودورها في رفد الإنتاج العالمي بكميات لا يستهان بها من النفط، خاصة في ظل النمو المتزايد في الطلب على الطاقة. وبدا واضحاً خلال إعداد الدراسة أن عمليات الاستخلاص المحسن تحتاج إلى خبرات من مختلف الاختصاصات. ورغم أن العديد من التقنيات باتت ناضجة فنياً واقتصادياً، إلا أن الباب لا يزال مفتوحاً أمام التقنيات الحديثة التي يتبناها ركب البحث والتطوير، ومنها مثلاً استخدام الأمواج فوق الصوتية لتخفيض اللزوجة في مكامن النفط الثقيل، حيث بينت التجارب المخبرية أنه يمكن تخفيض لزوجة النفط بمقدار 85% حسب الدراسة التي قام بها معهد Puyang الصيني للتقنية بالتعاون مع معهد أبحاث PetroChina، ومع جامعة الصين للعلوم الجيولوجية (Qiang et al، 2017)[119].
- تشير العديد من الدراسات والتحاليل الإحصائية (Yegin et al، 2017)[120] إلى أن تقنيات الاستخلاص البترولي المحسن قد تكون السبب في إنتاج 50% من كميات النفط التي سيضخها العالم خلال 25 عاماً من اليوم. وإن صحت هذه التقديرات، فالرقم لا يمكن تجاهله في عالم تقدر الاحتياطيات الجيولوجية من النفط فيه بنحو 4263،2 مليار برميل، ويبلغ معامل الاستخلاص الوسطي

فيه نحو 34%. وعند النظر إلى المنطقة العربية خاصة، يتبين أن تقديرات مصادر النفط الثقيل فيها تناهز 998 مليار برميل، وهي تشكل هدفاً واعداً وفي غاية الأهمية لتطبيق تقنيات الاستخلاص المحسن (أوابك 2015)[121].

جدول المصطلحات

AAPG: American Association of Petroleum Geologists	جمعية جيولوجيي البترول الأمريكية
Acidizing	تحميض
.AGA: American Gas Association	جمعية الغاز الأمريكية
Alkaline	قلوي
Annulus	فراغ حلقي
API	معهد البترول الأمريكي
Artificial lift	الرفع الصناعي
Associated gas	الغاز المصاحب- المرافق
Cap rocks	الصخر الغطاء
Capture	اصطياد
Carbonate rocks	صخور كربوناتية
Cased Holes	بئر مبطن
Casing	تبطين
Cementation	سمنتة
Clay	طين
Completion	إكمال
Condensate	متكثفات
Consolidation	اندماج
Contingent resources	المصادر المشروطة
Correlation	مضاهاة
Corrosion inhibitors	موانع التآكل
Crust	قشرة
Cuttings	فتات الحفر
Density	كثافة
Development well	بئر تطوير
Dissolved gas	غاز منحل
Dolomite	دولوميت (صخر كربوناتي)
Effective	فعال
Effective thickness	السماكة الفعالة

(Enhanced Oil Recovery (EOR	الاستخلاص المعزز للنفط
Evaluation	تقييم
Exploitation	استثمار- استغلال
Exploration well	بئر استكشافي
Fault	فالق
Feasibility	الجدوى الاقتصادية
Fingering	تشكل الأصابع (الأقنية)
Flooding	إفاضة
Formation	تشكيلة
(Formation Volume Factor (B_o	عامل حجم التشكيلة
Fossils	أحافير
Fractures	شقوق
Fracturing	تشقيق
Free gas	غاز حر
Gas cap	قبعة غازية
GOR: Gas to Oil Ratio	نسبة الغاز إلى النفط المنتج
Gravity drive	الدفع بقوة الجاذبية
Hydrate	هيدرات، رقاقات من الغاز و الماء
Hydrocarbon	فحوم هيدروجينية
Hydrostatic pressure	ضغط عمود السائل في البئر
Immiscible	غير قابل للامتزاج (للانحلال)
In situ combustion	حرق في الموضع
Inaccuracy	عدم الدقة (عدم الموثوقية)
Induction	حث/إشعال
Inferred reserves	احتياطيات استدلالية
Infill Drilling	الحفر البيني
Inflection Point	نقطة الانعطاف (في المنحني)
Injection	حقن
Inter granular	بين الحبيبات
Intermediate	متوسط

Interval	فرجة
Intra granular	خارج الحبيبات
IOR	الاستخلاص المحسن للنفط
Limestone	الصخر الكلسي
Logs	قياسات كهربائية بئرية
Material Balance Equation	معادلة توازن المادة
Maturation	نضوج
Metabolism	الأيض- الاستقلاب
Migration	هجرة
Mineral	معدن
Minimum Miscibility Pressure	ضغط الامتزاج الأصغري (الأدنى)
Miscible	قابل للامتزاج (للانحلال)
Modeling	نمذجة
Molaces	المولاس، دبس القصب
Mud cake	كعكة الحفر
NPWSC: National Petroleum War Ser-.vice Committee	لجنة الخدمة الوطنية للحرب النفطية
Open Holes	بئر بقاع مفتوح
(OPEX (Operation Expenditures	النفقات التشغيلية
Outcrop	تكشّف
Paraffin	شموع
Peak Oil	ذروة إنتاج النفط
Perforation	تثقيب
Permeability	نفاذية
Piston	مكبس
Polymer	بوليمير (متعدد الجزئيات)
Pores	مسامات
Porosity	مسامية
Porous	مساميّ
Possible reserves	الاحتياطيات الممكنة

PRCSD: Petroleum Resources Classification System and Definitions	نظام تصنيف وتعريف المصادر النفطية
Pressure	ضغط
Primary Recovery	إنتاج أولي
PRMS: Petroleum Resources Management System	نظام إدارة الموارد البترولية
Probabilistic	تقنيات التقييم الاحتمالية
Probable reserves	الاحتياطيات المحتملة
Production	إنتاج
Production well	بئر إنتاج
Prognostic resources	مصادر مخمنة
Prospective resources	المصادر المرتقبة
Proved reserves	احتياطيات مؤكدة
Proven developed reserves	الاحتياطيات المؤكدة المطورة
Proven undeveloped reserves	الاحتياطيات المؤكدة غير المطورة
Radioactive	نشط إشعاعياً
Reconnaissance	استطلاع
Recovery factor	معامل الاستخلاص
Regional	إقليمي
Relative Density	
Remaining Oil	النفط المتبقي
Reserves	الاحتياطي
Reservoir	مكمن
Reservoir Characterization	توصيف المكامن
Reservoir rocks	صخور المكمن
Resistivity	مقاومة كهربائية
Resources	مصادر
Rotary drilling	الحفر الرحوي (الدوراني)
Sand	رمل
Sandstone	صخر رملي
Secondary Recovery	الاستخلاص الثانوي
Sedimentary rocks	صخور رسوبية

Seismic survey	مسح زلزالي
Simulation	محاكاة
Source rocks	صخور مولد
SPE: Society of Petroleum Engineers	جمعية مهندسي البترول
Speculative reserves	احتياطيات تكهنيّة
Standardization	التوحيد المعياري للمقاييس
Steam	بخار
Steam flooding	الإفاضة بالبخار
Steam injection	حقن البخار
Stimulation	تحفيز البئر
Stimulations	تحفيز الآبار
Stock tank oil originally in place (STOOIP)	الاحتياطي الجيولوجي
Structure	تركيب، بنية تركيبية
Sulfate-reducing bacteria	البكتريا المختزلة للكبريت
Surface facilities	مرافق الإنتاج- تسهيلات سطحية
Sweep Efficiency	كفاءة الكسح
Tertiary Recovery	الاستخلاص الثالثي
Testing	اختبار
Thermal	حراري
Thickness	سماكة
Thinning	تناقص السماكة
Trap	مصيدة
Ultimate Recoverable Reserves	الاحتياطي الأعظمي القابل للإنتاج
Ultimate Recovery Factor	معامل الاستخلاص الأعظمي
Uncertainty	عدم اليقين- عدم الموثوقية
Viscosity	لزوجة
Well logs	قياسات كهربائية بئرية (مجسات)
Wellbore	جذع البئر
Wettability	خاصية التبلل
Wildcat well	بئر تنقيبي
WPC: World Petroleum Council	المجلس العالمي للبترول

المراجع

1. Deutsche Bank. Markets Research: A Guide to the Oil & Gas Industry, 25 January, 2013.
2. John Ritter, 2005. Where Is Our Focus? Status Report of the SPE Oil and Gas Reserves Committee Ad Hoc Group of Experts on the Harmonization of Energy Reserves and Resources Terminology, Second Session. 11-9 November, Geneva, Switzerland.
3. SPE, AAPG, WPC, SPEE, and SEG, 2011, Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.
4. تركي الحمش، الاستخلاص البترولي المحسن. مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 36، العدد 133، ربيع 2010.
5. Oil and Gas Journal. Russian Reserves Terminology Becoming Clearer, Vol. 90, Issue 1992/10/5 ,40.
6. المرجع 4.
7. M. King Hubbert. Nuclear Energy and the Fossil Fuel, Presented before the spring meeting of the southern district, Division of Production, API, Plaza Hotel, San Antonio, Texas, March 1956 9-8-7. Publication no 95, Shell Development Company, Texas, 1956.
8. EIA, US Field Production of Crude Oil. Available on: https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRFPUS2&f=A
9. أوابك، تقرير الأمين العام السنوي 43، 2016.
10. EIA, Tight Oil Production Estimates. Available on: https://www.eia.gov/energyexplained/data/U.S.20%tight20%oil20%production.xlsx

11. BP Statistical Review of World Energy, June, 2017.
12. The Statistical Portal, 2017. Average annual OPEC crude oil price from 1960 to 2017 (in U.S. dollars per barrel). Available on: https://www.statista.com/statistics/262858/change-in-opec-crude-oil-prices-since-1960/ Retrieved on: 1/11/2017.
13. Lynch Michael. The ''Peak Oil'' Scare and the Coming Oil Flood. Praeger Publications, Santa Barbara, California. ISBN 2016 .9781440831867.
14. Lynch Michael. The Shell Reserve Downgrading: Year of the Monkey Business? Strategic Energy & Economic Research Inc. Publications. 2004.
15. Bob Dudley, BP Chief Charts Energy, Emission Course. Oil and Gas Journal, 24/7/2017. Available at: https://www.ogj.com/articles/2017/07/bp-chief-charts-energy-emission-course.html Rederived: 15/8/2017.
16. المرجع 4.
17. Guerrero, E.T. How to Find Ultimate Recovery and Performance of Oil Reservoirs. O&GJ, Vol. 59, No. 35. 1961.
18. Energy Resources Conservation Board. Alberta's Reserves of Crude Oil, Oil Sands, Gas, Natural Gas Liquids and Sulphur. Report ST 91-18, Dec. 1990, Calgary, AB.
19. Sandra Ivan and Sandra Rafael. Global Oil Reserves-1: Recovery factors leave vast target for EOR Technologies. Oil and Gas Journal. Vol. 105, Issue 41. 2007.
20. Muggeridge A, et al. Recovery Rates, Enhanced Oil Recovery and Technological Limits. Phil. Trans. R. Soc. A 372: 20120320, 2014. Available at: http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2012.0320

21. J.J. Taber, F.D. Martin, and R.S. Seright, New Mexico Petroleum Recovery Research Center. EOR Screening Criteria Revisited- Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. Presented at the 1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 21–24 April 1996. In SPE Reservoir Engineering, August 1997.
22. Petroleum Solutions. EORgui, Product Details. Available at:http://www.petroleumsolutions.co.uk/eorguimain.html Retrieved on: 4/4/2018.
23. Awan AR, Teigland R, Kleppe J. *A survey of North Sea enhanced-oil-recovery projects initiated during the years 1975 to 2005*. SPE Reserv Eval Eng 11(3):497–512, 2018.
24. Afeez O. Gbadamosi, Joseph Kiwalabye, Radzuan Junin, and Agi Augustine. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Published online in 13/3/2018. Available at: https://doi.org/10.1007/s13202-018-0451-6
25. Saeed Abbasi, Mohsen Tavakkolian and Abbas Shahrabadi. *Investigation of Effect of Gas Injection Pressure on Oil Recovery Accompanying CO_2 Increasing in Injection Gas Composition.* Society of Petroleum Engineers, Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July - 7 August, Tinapa - Calabar, Nigeria. 2010.

26. المرجع 4.

27. Schlumberger, Oil Field Glossary. Available at: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/minimum_miscibility_pressure.aspx

28. Verma Mahendra K. 2015. Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO_2-EOR)—A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO2-EOR Associated with Carbon Sequestration, USGA, Open-File Report 2015–1071
29. Leena Koottungal. 2014 worldwide EOR survey, Oil and Gas Journal, 2014.
30. Hustad, C.W. Capturing, Managing and Gathering CO2 for EOR Onshore and Offshore: Challenges and Opportunities. ACI Optimising EOR Strategy, London, UK, 11–12 March 2009.
31. The Petroleum Economist Ltd. World Energy Atlas, 7th edition. Petroleum Economist Cartographic. 2013.
32. P.L. McGuire and B.M. Holt. Unconventional Miscible EOR Experience at Prudhoe Bay: A Project Summary, February 2003 SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 6 (1): 17-27. SPE-82140-PA. 2003
33. McGuire PL, Spence AP, Stalkup FI, Cooley MW. Core Acquisition and Analysis for Optimization of the Prudhoe Bay Miscible-Gas Project. SPE Reservoir Eng. 10, 94–100. 1995.
34. Standing Tomas H. Data Shows Steep Prudhoe Bay Production Decline. Oil and Gas Journal, Vol. 98, Issue 40. Special Report. 2000.
35. BP. Greater Prudhoe Bay, Prudhoe Bay oil production passes 12 billion barrels. 2000. Available at: www.bp.com/content/dam/bp-country/en_us/PDF/prudhoe_bay_2013.pdf

36. World Oil. News, BP celebrates 40 years of production at Prudhoe Bay. 2017Available at: http://www.worldoil.com/news/2017/6/19/bp-celebrates-40-years-of-production-at-prudhoe-bay
37. Watts Kevin. Nitrogen Injection Increases Recovery in the Cantarell Field. Upstream Pumping, July/August Issue, 2015.
38. The Petroleum Economist Ltd. World Energy Atlas, 7th edition. Petroleum Economist Cartographic. 2013.
39. Zborowski Matt. OTC: Pemex's Financial, Operational Outlooks Improving, CEO says. Oil and Gas Journal, Article, 5/2017. Available at: http://www.ogj.com/articles/2017/05/otc-pemex-s-financial-operational-outlooks-improving-ceo-says.html
40. Florida Department of Environmental Protection, Oil and Gas Annual Production Reports (No date). Available at: www.dep.state.fl.us/water/mines/oil_gas/reports/apr/oil_gas_annual_production_report2016.xls
41. Langston, E.L. and Shirer. J.A. Performance of Jay/LEC Fields Unit Under Mature Waterflood and Early Tertiary Operations, Journal of Petroleum Technology, February. 1985.
42. Xiaoliang Zhao, Zhenhua Rui, Xinwei Liao 2015. Case studies on the CO2 storage and EOR in heterogeneous, highly water-saturated, and extra-low permeability Chinese reservoirs. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 29 (2016) 275-283.
43. Thomas. B. Proposed Screening Criteria for Gas Injection Evaluation. Journal of Canadian Petroleum Technology. Volume 37, Issue 11, November, 1998.

44. Baljit S. Sehbi, Scott M. Frailey, Akanni S. Lawal. Analysis of Factors Affecting Microscopic Displacement Efficiency in CO_2 Floods. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas. 15–16 May 2001

45. Ning Weia, Xiaochun Lia, Robert T. Dahowskib, Casie L. Davidsonb, Shengnan Liua, Yongjin Zhac. Economic evaluation on CO2-EOR of Onshore Oil Fields in China. International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 37, June, 2015.

46. Saudi Aramco, 2015. Launching the Kingdom's first carbon capture project, Saudi Aramco News and Media, 29/7/2015. Available at: http://www.saudiaramco.com/en/home/news-media/news/capturing-carbon.html

47. S.M. Al-Mutairi, and M.H. Al-Harbi. Water Production Management Strategy in North Uthmaniyah Area, Saudi Arabia. SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12-15 June, 2006. SPE: 98847.

48. Almohannad Alhashboul, Abdullatef Almufti, and Sunil Kokal (Saudi Aramco). Surface Facilities Design for the First CO2 EOR Demonstration Project in Saudi Arabia. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, 12-15 June, 2017. SPE-185836-MS

49. Secaeddin Sahin, Ulkera Kalfa, and Demet Celebioglu. Bati Raman Field Immiscible CO_2 Application: Status Quo and Future Plans. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 15-18 April, 2007. SPE: 106575

50. A.R. Awan, R. Teigland, and J. Kleppe. A Survey of North Sea EOR Projects Initiated During the Years 1975 to 2005. Presented at SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 2006.
51. Mark H Holtz, 2016. Immiscible Water Alternating Gas (IWAG) EOR: Current State of the Art, SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016. SPE-179604-MS
52. David Merchant. Enhanced Oil Recovery – The History of CO_2 *Conventional WAG Injection techniques developed from Lab in the 1950's to 2017. Carbon Management Technology Conference, Houston, Texas, USA, 17-19 July 2017. CMTC-502866-MS*
53. J.R. Christensen, E.H. Stenby, and A. Skauge. Review of WAG Field Experience. SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Villahermosa, Mexico, 3-5 March, 1998.
54. Norwegian Petroleum Directorate, 2014. Large Quantities of Oil from Gas Injection. Available at: http://www.npd.no/en/Topics/Improved-Recovery/Temaartikler/Large-quantities-of-oil-from-gas-injection/ Retrieved: 16/1/2018.
55. Norwegian Petroleum Directorate, 2017. Fact Pages, Ekofisk Field. Available at: http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAll&nav3=43506 Retrieved: 20/9/2017.
56. Norwegian Petroleum Directorate, 2017. Fact Pages, Statfjord Field, Available at: http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAll&nav3=43506 Retrieved: 1/10/2017.

57. Ryoji Uchiyama, Yutaka Yamada, Hiroshi Ishii, and Lutfi A. Salameh. Sweet and Sour Gas Injection as an Enhanced Oil Recovery Method in Abu Dhabi Offshore Oil Fields. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 3-6 November, 2008. SPE 118096.

58. تركي الحمش، جيولوجية بعض الأحواض الترسيبية في الشرق الأوسط وإمكانياتها البترولية، 2011. أوابك، مجلة النفط والتعاون العربي، المجلد 37، العدد 138.

59. Abu Dhabi Oil Company Ltd. http://adocauh.cts-co.net/product/03/ Retrieved: 5/10/2017.

60. Maryam Asemani, Feridun Esmaeilzade, Dariush Mowla, Damoon Ranjbar, and Vahid Khorshidi. Scale formation hinders gas injection wells in Iran's Kupal, Maroun oil fields. Oil and Gas Journal, Vol. 115, Issue: 2, 2017.

61. Singer, M.E., and Finnerty, W.R. 1984. Microbial Metabolism of Straight and Branched Alkanes. Petrol. Microbiol., ecl. R. Atlas., Collier MacMillan, New York, USA.

62. Leach RO, Wagner OR, Wood HW, Harpke CF. 1962. A Laboratory and Field Study of Wettability Adjustment in Water Flooding. SPE, Journal of Petroleum Technology, Issue 2, Vol. 14.

63. BP, No date. Clair Ridge. Available on: https://www.bp.com/en_gb/united-kingdom/where-we-operate/north-sea/north-sea-major-projects/clair-ridge.html Retrieved on: 16/1/2018.

64. Brian Walzel. Enhancing offshore recovery despite challenging economics, offshore EOR offers substantial returns. E&P Magazine, August, 2017.

65. Vadim Akhmetgareev and Rais Khisamov. 40 Years of Low-Salinity Waterflooding in Pervomaiskoye Field, Russia: Incremental Oil. SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Budapest, Hungary, 3-5 June, 2015.
66. M. T. Al-Murayri, H. E. Al-Mayyan, A. A. Faraj, and M. B. Abdullah, Kuwait Oil Company; M. Pitts and K. Wyatt, Surtek. Evaluation of Enhanced Oil Recovery Technologies for the Sabriyah Lower Burgan Reservoir Kuwait. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 08-10 May, 2017. SPE-186026-MS.
67. Abbas Zeinijahromi, Vadim Ahmetgareev, Ravil Ibatullin and Pavel Bedrikovetsky. Sensitivity study of low salinity water injection in Zichebashskoe Oilfield. Academic Journal, Journal of Petroleum and Gas Engineering, Vol.6 (1), pp. 10-21, January, 2015.
68. المرجع 58.
69. Ahmed Al Janahi, Yusuf Buali, Nadia Nemmawi, Nahr Umr Classical Waterflood: From Pattern Pilot to Peripheral Waterflood, Bahrain. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, 6-9 March 2017. SPE-183683-MS
70. James J. Sheng, Polymer Flooding Fundamentals and Field Cases. In: Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Elsevier Inc. Publications, USA, 2013.
71. Robert Kenneth Manning, L.W. Lake and G.A Pope, A technical survey of polymer flooding projects. Bartlesville Project Office, U.S. Department of Energy, 1983.

72. R.S. Seright. How Much Polymer Should Be Injected during a Polymer Flood? Review of Previous and Current Practices. The National IOR Center of Norway, 19th European Symposium on Improved Oil Recovery· 24-27 April 2017, Stavanger, Norway·

73. Rhonda Duey. Daqing A True Game-changer For China, EP Magazine, 1/9/2015. Available on: https://www.epmag.com/daqing-true-game-changer-china-816506 Retrieved on: 21/1/2018.

74. XuTang, BaoshengZhang, MikaelHöök and LianyongFeng. Forecast of oil reserves and production in Daqing oil field of China. Energy 35 (2010) 3097- 3102 Elsevier Publications.

75. Dongmei Wang, Huanzhong Dong, Changsen Lv, Xiaofei Fu and Jun Nie. Review of Practical Experience of Polymer Flooding at Daqing. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 20–23 April 2008.

76. D. Teeuw, D. Rond, and J.H. Martin. Design of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. SPE, Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 14-17 March, Manama, Bahrain, 1983. SPE-11504-MS.

77. L. M. Akella. Environmental Assessment of Marmul Asset, 2002 Review and Update. PDO, 2003. Available at: www.pdo.co.om/hseforcontractors/.../Marmul%20Asset.pdf Retrieved on: 25/4/2018.

78. Petroleum Development Oman. Historical Timeline of PDO between 1937 and 2016. Available at: http://www.pdo.co.om/en/about/timeline/Pages/default.aspx Retrieved on: 25/4/2018.

79. Bou-Mikael, S., Asmadi, F., Marwoto, D., Cease, C. Minas surfactant field trial tests two newly designed surfactants with high EOR potential. Paper SPE 64288 Presented at the Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 16_18 October, 2000, Brisbane, Australia.

80. Cheng H., Shook G.M., Taimur M., Dwarakanath V. & Smith B.R. Interwell tracer tests to optimize operating conditions for a surfactant field trial: design, evaluation and implications. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 15 (2), April, 2012.

81. Abdurrahman Muslim, Bae Wisup Novriansyah Adi & Khalid Idham. Enhanced Oil Recovery (EOR) Challenges and its Future in Indonesia. 26th International Conferences on Engineering and Natural Science (ICENS), At Jakarta-Indonesia. February, 2016.

82. James J. Sheng, Surfactant-Polymer Flooding. In: Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Elsevier Inc. Publications, USA, 2013.

83. S.R. Clark, M.l. Pitts, S.M. Smith. Design and Application of an Alkaline-Surfactant-Polymer Recovery System for the West Kiehl Field. SPE Advanced Technology Series, Vol. I, No. I, April, 1993.

84. Lee McInnis, Kate Hunter, Tyler Ellis-Toddington, David Grawbarger. Case Study of the Mannville B ASP Flood. Presented at: SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 2-4 July 2013.

85. المرجع 4.

86. Andrade, E.N.DA C. The viscosity of liquids. Nature, International Journal of Science. March (1), 1930. 309_310. Available online at: http://dx.doi.org/10.1038/125309b0

87. Nakornthap, K., Evans, R.D. Temperature-dependent relative permeability and its effect on oil displacement by thermal methods. SPE, 1 (3), 1986. 230-242.
88. Pearce, J.C., Megginson, E.A. Current status of the Duri steam flood project, Sumatra, Indonesia. Paper presented at the SPE International Thermal Operations Symposium, 7-8 February, Bakersfield, CA. 1991.
89. Guntis Moritis. Steamflood Boosts Indonesia's Production and Reserves. Oil and Gas Journal, Vol. 88, Issue: 26, 1990.
90. Chevron Indonesia, Chevron Breaks Ground on North Duri Development Area 13. No date. Available at: http://www.chevronindonesia.com/en/news/north_duri_dev.aspx Retrieved on: 4/4/2018.
91. Pasaribu Rinaldi et al. Maximizing Production of Low Injectivity Steam Flood Reservoir through Pressure Balance Approach. 186284-MS SPE Conference Paper - 2017
92. ExxonMobil. Worldwide Operations, Crude Trading, Cold Lake Blend. No date. Available at: http://corporate.exxonmobil.com/en/company/worldwide-operations/crude-oils/cold-lake-blend
93. Buckles, R.S. Steam stimulation heavy oil recovery at Cold Lake, Alberta. Paper SPE 7994 Presented at the SPE California Regional Meeting, 18-20 April, Ventura, CA, 1979.
94. E. Vlttoratos, Oeorge R. Scott, and Craig I. aeattle. Cold Lake Cyclic Steam Stimulation: A Multiwell Process. SPE Reservoir Engineering, February 1990. Paper (SPE 17422) First presented at the 1988 SPE California Regional Meeting held in Long Beach, March 23-25.

95. Imperial Oil, Operations, Oil Sands. No date. Available at: http://www.imperialoil.ca/en-ca/company/operations/oil-sands/cold-lake?parentId=16eb4764-215a-42bf-ba5b-ec1bab575a08
96. Oil and Sands Magazine. Cold Lake, Monthly Bitumen Production and SOR. No date.
97. Available at: http://www.oilsandsmagazine.com/projects/imperial-oil-cold-lake-css
98. National Energy Board. Energy Information, Statistics & Analysis, Crude Oil and Petroleum Products. Available at: https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/index-eng.html Retrieved: 24/4/2018.
99. Vista Projects. Breakthrough Solvent Tech Promises Benefits for Oil Sands. Industry News, Technology and Innovation. 2/9/2016. Available at: https://www.vistaprojects.com/blog/solvent-technology-promises-oil-sands-benefits/ Retrieved: 24/4/2018.
100. Vista Projects. 50,000 BPD Expansion of SAGD Central Processing Facility. Available at: https://www.vistaprojects.com/project/0162-50000-bpd-expansion-sagd-central-processing-facility/ Retrieved on: 24/4/2018
101. Alberta Government. Alberta Major Projects. Available at: http://majorprojects.alberta.ca/#list/?type=Oil-and-Gas_Oil-Sands:-In-Situ Retrieved on: 24/4/2018.
102. وزارة الاقتصاد الوطني، المركز الوطني للإحصاء والمعلومات. النشرة الإحصائية الشهرية، الأعداد من عام 2008-2017. متوفرة على: https://www.ncsi.gov.om

103. Glass Point Company. Markets: Oman. Available at: https://www.glasspoint.com/markets/oman/ No date. Retrieved on: 30/4/2018
104. Glass Point Company. Solar-Powered Oil Production, Overview. v2.1. 2/2018. Available at: https://www.glasspoint.com/wp-content/uploads/GPS_SolarEOROverview_v2.1_201802.pdf
105. PDO. Miraah Solar Plant Delivers First Steam to Amal West Oilfield. News, Press Releases. 2/11/2017. Available at: http://www.pdo.co.om. Retrieved on: 2/5/2018.
106. Glass Point Company. Belridge Solar, Project Fact Sheet. Feb. 2018. Available at: https://www.glasspoint.com/wp-content/uploads/GPS_AeraBelridgeSolarFactsheet_v2.0_201802.pdf Retrieved on: 25/6/2018.
107. Ramkrishna Sen. Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR. In: Progress in Energy and Combustion Science. Elsevier Ltd. 34 (2008).
108. K. Town, A.J. Sheehy and B.R. Govreau. MEOR Success in Southern Saskatchewan. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 4–7 October 2009.
109. Norwegian Petroleum Directorate, 2017. Positive prospects for producing more. Available on: http://www.npd.no/en/Topics/Improved-Recovery/Temaartikler/Positive-prospects-for-producing-more/ Retrieved: 16/1/2018.
110. Alberta Government. Meadow Creek East SAGD Project. Available at: http://majorprojects.alberta.ca/details/Meadow-Creek-East-SAGD-Project/2905 Retrieved on: 24/4/2018.

111. Petroleum Technology Research Center, No date. The IEAGHG Weyburn-Midale CO_2 Monitoring and Storage Project. Available on: https://ptrc.ca/projects/weyburn-midale Rederived: 17/1/2018.

112. المرجع 9.

113. BMI Research, 2017. Global Summary Oil & Gas AUG 2017.

114. Mark Eckard, 2017. Enhanced Oil Recovery: Technologies and Global Markets. Market Research Report, BCC Report Overview, June.

115. Hess, 19/6/2017. News Release: Hess Announces Sale of Its Enhanced Oil Recovery Assets in the Permian Basin. Available on: http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=101801&p=irol-newsArticle&ID=2281650 Retrieved: 17/1/2018.

116. Chaparral Energy, 13/10/2017. Press Release: Chaparral Energy Announces Sale of EOR Assets for $170 Million. Available on: https://www.chaparralenergy.com/news/chaparral-energy-announces-sale-eor-assets-170-million Retrieved: 17/1/2018.

117. Fleur de Lis Energy, 15/4/2017. Press Release: FDL Acquires Wyoming EOR Assets. Available on: http://www.fdlenergy.com/what-we-do.html Retrieved: 17/1/2018.

118. Fleur de Lis Energy, 15/4/2017. Press Release: FDL Acquires Permian Basin Properties. Available on: http://www.fdlenergy.com/what-we-do.html Retrieved: 17/1/2018.

119. Pan-Sang Kang, Jong-Se Lim and Chun Huh. Screening Criteria and Considerations of Offshore Enhanced Oil Recovery. MDPI Journal, Vol. 9, Issue 44, 2016.
120. Hua Qiang et al. Ultrasonic irradiation reduces Shengli heavy oil viscosity. Oil and Gas Journal, Vol. 115, Issue 10. 2/10/2017.
121. Cengiz Yegin et al. Next-Generation Displacement Fluids for Enhanced Oil Recovery. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Mumbai, India, 4- 6 April 2017. SPE-185352-MS.
122. منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. دور النفط الثقيل في مواجهة الطلب العالمي على الطاقة، 2015.

Abstract

The Role of Improved Oil Recovery in Developing Hydrocarbon Reserves

Oil is the mainstay of energy industry, its share of 2017- energy mix was 33%, and expected to be 27% in 2040.

World energy demand is increasing due to rapidly increased population especially in China and India. IOR technologies are indorsed by the global oil industry as sensible means to overcome some energy policy concerns.

With an average oil recovery factor of 30- 35%, nearly 70% of the known STOIIP remain in the reservoirs. IOR technologies become of significant importance to the global oil supply through their ability to exploit additional reserves from oil fields depleted of more easily recoverable oil.

The study was divided into two chapters:

Chapter one: introduced the definition of reserves and resources and their various classifications. It also discussed the peak oil theory and criticisms to Hubert's hypothesis.

Chapter two: discussed the techniques of improved oil recovery operations and provided a brief explanation of the most common ones, and their role in the development of reserves through many case studies and illustrative examples from around the world.

The study also touched on the economics of IOR, and explained the reasons why most of IOR projects take place onshore rather than offshore.

In conclusion, the study highlighted the role of IOR in increasing the recovery factor, and reclassifying considerable resources as reserves.

It showed that thermal techniques prevailed onshore, while Hydrocarbon gas injection is more preferable offshore.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)