



منظمة الأقطار
العربية المصدرة
للبنترول (أوابك)

ملخص دراسة

دور حقول البترول الناضجة في تلبية الطلب العالمي على الطاقة

ROLE OF MATURE OIL FIELDS IN MEETING THE WORLD ENERGY DEMAND

دولة الكويت - سبتمبر 2022

جميع حقوق الطبع محفوظة، ولا يجوز إعادة النشر أو الاقتباس دون إذن خطي مسبق من
المنظمة، 2022.

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)

ص.ب 20501 الصفاة الكويت 13066

هاتف: (+965) 24959000 - فاكسميلي: (+965) 24959755

P.O Box 20501, Safat- Kuwait, 13066

Tel.: (+965) 24959000 - Fax. (+965) 24959755

Website : www.oapecorg.org

Email : oapec@oapecorg.org



منظمة الأقطار
العربية المصدرة
للبتترول (أوابك)

ملخص دراسة

دور حقول البترول الناضجة في تلبية الطلب العالمي على الطاقة

ROLE OF MATURE OIL FIELDS IN MEETING THE WORLD ENERGY DEMAND



إعداد:

المهندس تركي حسن الحمش
خبير بترول / استكشاف وإنتاج

دولة الكويت - سبتمبر 2022

تلعب التوقعات حول مستقبل النفط، دوراً رئيسياً في صياغة سياسة الطاقة في العالم. ولا يخفى أن هناك العديد من وجهات النظر حول وفرة الموارد النفطية العالمية القابلة للإنتاج، مما يجعل التوجهات أو الرؤى المتعلقة بسياسات الطاقة تختلف من دولة لأخرى، وربما كان أحد أسباب هذا الاختلاف هو عدم اليقين فيما يخص العوامل المؤثرة في هذه التوقعات، سواء الاقتصادية منها أو التقنية والجيولوجية. فعلى سبيل المثال شهد النصف الأول من القرن العشرين ارتفاعاً كبيراً في استهلاك الطاقة، وشكل الفحم الحجري المنافس الأول للنفط في تلك الفترة، لكن الوضع تحول بعد الحرب العالمية الثانية ليصبح النفط المصدر الرئيسي للطاقة مدفوعاً بالنمو المضطرد في سوق النقل.

أنتج العالم حوالي 35.3 مليار برميل من النفط في عام 2021، بينما كان من المتوقع أن يصل الإنتاج إلى أكثر من 36 مليار برميل لولا تأثير انتشار وباء كوفيد-19 على معدلات الطلب العالمي. ومع بلوغ متوسط إنتاج العالم نحو 97 مليون ب/ي خلال السنوات الخمس المنصرمة، فإن هذا يقود إلى التساؤل عما إذا كان إنتاج النفط في المستقبل القريب يمكنه أن يواكب الطلب فعلاً.

هذا السؤال وأمثاله يدفع إلى الواجهة بالعديد من النقاشات حول موضوع ذروة الإنتاج من جهة، وذروة الطلب من جهة أخرى، فهل سيكون الإنتاج الهيدروكربوني في المستقبل كافياً لتلبية الطلب؟ وهل سيكون الطلب عند حدود تبرر الاستثمار في مجال الاستكشاف والإنتاج؟

يعتمد جزء كبير من الإجابة على هذه الأسئلة على ما يشهده العالم من اكتشافات بترولية جديدة بشكل متواصل، بعضها ذو احتياطي كبير وبعضها دون ذلك، وبالرغم من أن الاكتشافات الكبيرة الجديدة وعمليات التطوير الحديثة هي التي تستقطب الاهتمام دوماً، إلا أن الحقيقة تفرض نفسها في أن الحقول البترولية العملاقة الناضجة هي العمود الفقري لإنتاج النفط والغاز في العالم.

تهدف هذه الدراسة إلى التعريف بأهمية الحقول الناضجة التي يشكل إنتاجها الجزء الرئيسي من إنتاج العالم الحالي من النفط، ودور التقنيات الحديثة في زيادة معدل الإنتاج منها، وذلك عبر تقديم أمثلة وحالات دراسية من مختلف دول العالم حول هذا الموضوع.

تضمن الفصل الأول من هذه الدراسة عرض مفهوم الحقول الناضجة وتعريفها وأهميتها، ثم استعرض وضع الطلب العالمي الحالي والمستقبلي على الطاقة لتحديد شكل هذا الطلب وخاصة في ضوء التغيرات الجيوسياسية، قبل البحث في دور الحقول الناضجة في تلبيته. وبين كذلك مفهوم

الاحتياطيات بأنواعها، وعلاقته بذروة إنتاج النفط. ثم ناقش الملامح العامة لتنشيط الحقول الناضجة من مختلف النواحي، وبين كذلك التحديات التي تواجه تطوير هذا النوع من الحقول. أما الفصل الثاني، فقد تم تخصيصه لعرض عدة أمثلة بينت تجارب وخبرات من مختلف دول العالم في تطوير الحقول الناضجة.

وختمت الدراسة بمجموعة من الاستنتاجات والتوصيات التي تبين أهمية الاستثمار في تطوير الحقول الناضجة لمواكبة النمو في الطلب العالمي على النفط. تأمل الأمانة العامة من خلال هذه الدراسة أن تسلط الضوء على بعض التفاصيل المتعلقة بالحقول الناضجة ودورها الحالي والمستقبلي في تلبية الطلب العالمي على الطاقة، وترجو أن يكون فيها من المعلومات ما يعود بالفائدة على الباحثين والمهتمين بالصناعة البترولية بشكل عام.

الأمين العام

علي سبت بن سبت

الفصل الأول

تعريف الحقول الناضجة

رغم الانتشار الواسع لتعبير "الحقول الناضجة" واستخدامه بكثرة في الصناعة البترولية، إلا أنه لا يوجد في الواقع تعريف واضح المعالم لهذا النوع من الحقول، حيث تختلف التعاريف باختلاف الشركات التي تدير الحقول، وإن كان من المقبول نسبياً على المستوى العالمي تعريف الحقل الناضج بأنه: الحقل الذي بدأ معدل إنتاجه الأعظمي المستقر Plateau في التراجع باستمرار، أو أن معدل إنتاجه انخفض إلى أقل من نصف الإنتاج الأعظمي. وهناك آراء تتبنى تعريف الحقل الناضج بأنه: ذاك الذي أنتج أكثر من 50% من احتياطياته المؤكدة والمحتملة 2P، أو أنه الحقل الذي مضى على وضعه على الإنتاج أكثر من 25 سنة*. أو ببساطة، هو الحقل الذي نفذت عليه خطط التطوير بشكل كامل. وربما يكون الشكل الأبسط لهذا التعريف هو استخدام فترة الإنتاج، كونها مقدار دقيق واضح، بينما يرتبط التعريف المبني على الاحتياطيات بتغير هذه الاحتياطيات إيجاباً وسلباً نتيجة إعادة تقديرها مع تدفق المعلومات الجديدة عن الحقل بشكل دائم.

ما هي الحقول العملاقة؟

يقود الحديث عن الحقول الناضجة بالضرورة إلى موضوع الحقول العملاقة، إذ يكاد المعنيان يتلازمان بالنسبة للعديد من الحقول القديمة، حيث أن الكثير من حقول العالم العملاقة باتت تدخل تحت تصنيف الحقول الناضجة. تشير بعض المصادر إلى أن فرص اكتشاف حقول عملاقة جديدة في العالم تتناقص، وتظهر الإحصائيات أن معدل اكتشاف الحقول العملاقة بلغ ذروته بين نهاية الستينات ومطلع السبعينات من القرن الماضي، بينما تراجع بعدها. ولا يتنافى ما تقدم مع حقيقة أن السنوات القليلة الماضية شهدت اكتشاف عدد من الحقول العملاقة، وتعد تكاليف الاستكشاف أمراً حيوياً بالنسبة للصناعة البترولية كما سوف يبين في هذه الدراسة.

لماذا الاهتمام بالحقول الناضجة؟

تعتبر الحقول الناضجة العمود الفقري للصناعة البترولية حيث يقدر أن مساهمتها تبلغ 75-80% من إنتاج العالم من النفط. وقد شهدت صناعة النفط والغاز العالمية في عام 2020 اضطراب أسواق الصناعة البترولية بشكل لم يشهد له التاريخ مثيلاً من قبل، وكان من ضمن تأثيرات ذلك الاضطراب تراجع عدد عقود النفط والغاز، حيث وجدت الشركات صعوبة في المضي قدماً بسبب العوائق التي واجهت رؤوس الأموال، وتراجع أسعار النفط والتحديات التشغيلية بسبب تفشي وباء كوفيد-19. قدر عدد الحقول العملاقة المكتشفة في العالم حتى مطلع عام 2020 بنحو 1060 حقلاً، اكتشف 84% منها قبل

*Parshall, J. Mature Fields Hold Big Expansion Opportunity. Journal of Petroleum Technology, 52-58. 2012

عام 2000، فيمكن القول -نظرياً على الأقل- أن 84% من حقول العالم العملاقة هي حقول ناضجة. يبين **الجدول 1** التوزيع العددي للحقول العملاقة في العالم وفي الدول العربية، ويلاحظ منه أن في العالم 7 حقول هائلة الحجم، تمتلك الدول العربية 5 منها وهي: حقلا الغوار والسفانية في السعودية، وحقل الشمال في قطر، وحقل برقان في الكويت، وحقل خليج البحرين الذي اكتشف عام 2018 ولم يوضع على الإنتاج بعد، أما الحقولان الباقيان فهما حقل أورينغوي في روسيا، وحقل فارس الجنوبي في إيران.

الجدول 1 : عدد الحقول العملاقة حسب تصنيفاتها في الدول العربية والعالم

حقول هائل الحجم Mega Giant	حقول عملاق ضخمة الحجم Super Giant	حقول عملاق Giant	
2	64	781	في العالم
5	30	178	في الدول العربية
7	94	959	المجموع
%71	%32	%19	الدول العربية/ العالم %
من إعداد الباحث بناءً على بيانات مستخلصة من قاعدة بيانات * Harvard Dataverse النسب المئوية مدورة لأقرب رقم			

عموماً، تكمن أهمية الحقول الناضجة في أربع نقاط هي:

- 1 تساهم في ازدهار اقتصاد الدولة، كونها تحتوي على كميات من الهيدروكربونات التي يمكن استثمارها.
- 2 توفر بنية تحتية واسعة تسمح بتطوير الاكتشافات الصغيرة المجاورة بشكل اقتصادي. 3 يمثل إنتاج الحقول العملاقة نحو 60% من إجمالي الإمداد العالمي من النفط، ومعظم الحقول العملاقة المعروفة في العالم دخلت في طور النضوج. 4 تؤمن كمية كبيرة من البيانات التي تستخدم لتحسين برامج الاستكشاف والتطوير.

الطلب المستقبلي على الطاقة

يخضع تحديد مستقبل الطلب العالمي على الطاقة للعديد من المعايير التي تحمل - مع أي رقم مستقبلي- مجالاً واسعاً لعدم اليقين أو عدم الموثوقية Uncertainty بسبب المتغيرات التي يتم افتراضها، وهذا ما يوجد عدداً كبيراً من السيناريوهات التي تختلف من معهد لآخر.

ورغم تعدد هذه السيناريوهات إلا أن سيناريو الحالة العادية يبقى الأهم، ذلك أن بقية السيناريوهات المرتبطة بحدوث تحول جذري في سلوك الاستهلاك أو في التحول الطاقوي، تبقى سيناريوهات نظرية قد تتغير بمعدل سريع، كما هو الحال فيما شهدته العالم مؤخراً بعد الأزمة الروسية الأوكرانية، إذ تراجعت أغلب الدول عن خططها الرامية للحد من استخدام مصادر الطاقة الأحفورية. وبالرغم من تعدد السيناريوهات

* Harvard Dataverse, Giant oil and gas field discoveries 2018. Cust et al. 17/2/2021.

<https://dataverse.harvard.edu/dataset.xhtml?persistentId=doi:10.7910/DVN/MEH5CS>

التي تصدرها الهيئات المختلفة، إلا أنها جميعاً تتفق على أن الطلب العالمي على الطاقة في تزايد مستمر، وهو أمر سيكون مدفوعاً بشكل رئيسي بنمو الاستهلاك في الاقتصادات النامية ومن أهمها دول آسيا. يبين **الجدول 2** توقعات الطلب المستقبلي لمختلف الجهات، حيث يترجم توقعات BP، وOPEC، وEIA إلى نسب مئوية من إجمالي الطلب العالمي، ويلاحظ منه أن الطلب على الوقود الأحفوري حسب التوقعات المختلفة يمكن أن يتراوح بين 65-74% من إجمالي الطلب على الطاقة في عام 2045، أما نسبة النفط والغاز من إجمالي الطلب المستقبلي المتوقع على الطاقة في نفس العام فسوف تكون 55%، 53%، 45%، وذلك حسب منظور BP، وOPEC، وEIA على التوالي. بتعبير آخر، سوف يستمر النفط والغاز في تلبية ما يربو على نصف الطلب العالمي على الطاقة على الأقل خلال المدى المنظور ضمن سيناريو الحالة العادية.

الجدول 2 : نسبة الوقود الأحفوري من إجمالي الطلب المستقبلي على الطاقة

الجهة	مصدر الطاقة	2025	2045
BP	نفط	36%	29%
	غاز	25%	26%
	فحم حجري	25%	19%
	الوقود الأحفوري	86%	74%
	نفط + غاز	61%	55%
OPEC	نفط	31%	28%
	غاز	23%	24%
	فحم حجري	24%	17%
	الوقود الأحفوري	79%	70%
	نفط + غاز	54%	53%
EIA	نفط	27%	24%
	غاز	22%	20%
	فحم حجري	23%	21%
	الوقود الأحفوري	72%	65%
	نفط + غاز	49%	45%

المصدر: من إعداد الباحث، بناء على توقعات الطلب المستقبلي لكل من: OPEC, World Oil Outlook 2021, EIA, World Energy Projection System 2021, BP-energy-outlook-summary-tables 2020.

المجموع قد يختلف بسبب تدوير الأرقام.

يؤكد ما تقدّم أن أسعار النفط تلعب دوراً لا يستهان به في تحفيز جهود البحث عن مصادر مختلفة للطاقة، ومع حقيقة أن الوقود الأحفوري بمختلف أنواعه سيبقى ممثلاً للحصة الأكبر في مزيج الطاقة العالمي، فإن الاستثمار في عمليات الاستكشاف يبقى من أهم السبل لتفادي شح مصادر الطاقة في العالم، وتحديد معالم الطلب المستقبلي عليها.

أثر التغيرات الجيوسياسية في الطلب على الطاقة

إن التحليل المذكور فيما سبق يشير إلى السيناريوهات العادية التي يتم ربطها بالنمو السكاني، والدخل القومي، وزيادة نسبة مساهمة الطاقات المتجددة في مزيج الطاقة، والمتعلقة أيضاً بحجم الدعم المقدم لهذا النوع من الطاقات. لكن هناك أحوالاً لا تؤخذ بعين الاعتبار في تلك السيناريوهات، مثل التغيرات الجيوسياسية والتي يمكن لها -عندما تكون على مستوى عالمي- أن تلعب دوراً هاماً في إعادة رسم خرائط الطلب بل والإمداد أيضاً. ويبين النظر في شأن الأحداث الجيوسياسية أن سيناريوهات الطلب المستقبلي على الطاقة هي سيناريوهات نسبية لا تخضع لمعايير مطلقة، فلا يوجد إطار نظري ومنهجي ثابت لإجراء تحليل للسيناريوهات، وغالباً ما تكون التعاريف والمنهجيات مصممة لاستخدامات محددة، وتتضمن نمذجة اقتصادية/ هندسية لنظم طاقة تعتمد على توقعات غير مؤكدة، أو توقعات مرتبطة بآمال في تطورات اقتصادية أو تقنية مستقبلية، وهي بالتالي تفتقر إلى مناقشة مفصلة للظروف الاجتماعية والسياسية المحددة التي قد تتكشف السيناريوهات في ظلها، وهو ما يمكن تأكيده من خلال اختلاف النتائج باختلاف الجهة التي تعمل على التوقعات المستقبلية. إن حدوث تغير جيوسياسي كبير وخاصة في منطقة أو دولة مصدرة للنفط، يمكن أن يدفع باتجاه العمل على تطوير الحقول الناضجة في مكان آخر من العالم للعمل على سد ثغرات الإمداد، وهو أمر ربما يحتاج لفترة طويلة حتى تظهر نتائجه، لكنه بالتأكيد سيكون أسرع من عمليات التنقيب والاستكشاف.

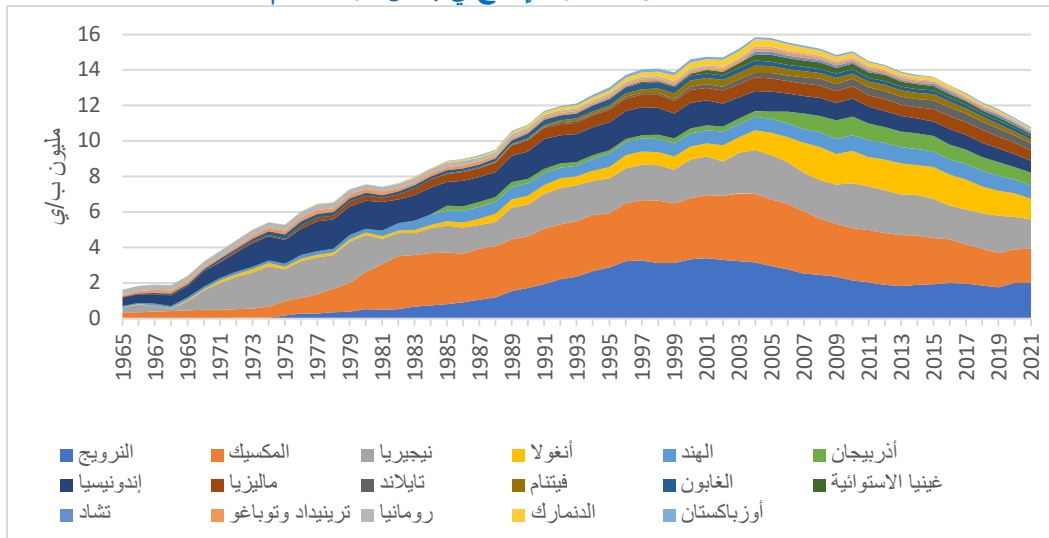
ذروة إنتاج النفط

ذروة إنتاج النفط Peak Oil هو تعبير يشير إلى النقطة التي يصل عندها معدل الإنتاج من حقل ما إلى أعلى مستوى له، ثم يبدأ بعدها بالتراجع التدريجي*. وحالها كحال كل الفرضيات، فإن هذه الفرضية لها من يتبنونها ويدافعون عنها، في مقابل من يعارضونها ويرون أن ذروة إنتاج النفط ربما تكون صحيحة نظرياً، لكنها لا تزال بعيدة عن الواقع في الوقت الراهن. وبالرغم من أهمية هذه الفرضية إلا أنها واجهت العديد من الانتقادات، التي من بينها أنها لم تأخذ بعين الاعتبار تغير أسعار النفط، وصعوبة تقدير كمية الاحتياطيات العظمى القابلة للإنتاج بدقة كافية، ولم تأخذ بعين الاعتبار تأثير التكنولوجيا. وبالرغم من تلك الانتقادات، إلا أن المصادر البترولية هي مصادر غير متجددة، أي أن السؤال الحقيقي ليس إن كانت هذه المصادر ستتنضب يوماً ما، بل: متى سوف تنضب هذه المصادر؟ يشير تتبع معدلات الإنتاج العالمية إلى أن بعض

* الحمش تركي حسن، دور الاستثمار المحسن للنفط في تطوير الاحتياطيات الهيدروكربونية. مجلة النفط والتعاون العربي، مجلد 46، العدد 172. منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، 2020.

الدول دخلت فعلاً في طور تراجع الإنتاج، ويبين الشكل 1 معدلات إنتاج النفط وسوائل الغاز الطبيعي* منذ عام 1965 في سبع عشرة دولة يبدو أنها بلغت ذروة الإنتاج في عام 2004، وبلغ مجموع إنتاجها في ذلك العام نحو 16 مليون ب/ي، انخفض في عام 2021 إلى أقل من 11 مليون ب/ي.

الشكل 1: ذروة الإنتاج في بعض دول العالم



المصدر: من إعداد الباحث بناء على بيانات: BP، 2022.

يمكن بالتالي القول إن الحقول الناضجة هي مصادر عالمية ضخمة للبترول، وعمليات تطوير هذه الاحتياطيات تتميز بانخفاض عامل المخاطرة Risk Factor، ليس لأسباب مباشرة، وإنما لأن هذه الحقول تكون قد مرت فعلياً بمرحلة تطوير طويلة تراكمت خلالها كمية كبيرة من المعلومات حول تكوين الحقول والمكامن وآلية الدفع ومعامل الاستخلاص، وغيرها من البيانات، مما يساهم في خفض عدم المؤثوقية المرتبط بمختلف مؤشرات هذه الحقول. علاوة على أن حجم الاحتياطيات الجيولوجية الكبير في بعض الحقول العملاقة الناضجة يجعل أي نجاح في عمليات التطوير اللاحقة يعود بفوائد لا يستهان بها، تساهم في تعويض تراجع الإنتاج من الدول التي بلغت فعلاً ذروة إنتاجها.

تنشيط الحقول الناضجة

تنشيط حقل ناضج Revitalizing هو تعبير يعني اتخاذ مجموعة تدابير تزيد من قيمة الحقل بما قد يتجاوز التوقعات الأصلية. ويتم عادة رسم منحني يبين نمو معدلات الإنتاج من الحقل حتى وصوله إلى الذروة، ثم انخفاضه حتى يصل إلى النقطة التي لا يعود الإنتاج بعدها مجدداً اقتصادياً، وهي نقطة يتم غالباً هجر الحقل عند الوصول إليها رغم وجود احتياطيات متبقية فيه. يعمل التنشيط على تعديل منحنى الانخفاض الطبيعي للإنتاج بهدف زيادة الإنتاج الاقتصادي الأعظمي من الهيدروكربونات في الحقل. تتوضع

* BP Annual Statistical Review of World Energy, 2022.

نصف الاحتياطيات المعروفة في العالم ضمن ثلاثين حقلاً عملاقاً يصنف أغلبها بين الحقول الناضجة، وإذ يقدر متوسط معامل الاستخلاص لطرق الإنتاج الأولية في العالم بنحو 35%، فإن تطوير هذه الحقول أو غيرها من الحقول الناضجة ورفع معامل الاستخلاص منها يستلزم توفر التقنيات المناسبة، والتأكد من الجدوى الاقتصادية، وتوفير استراتيجية فعالة لإدارة المكامن.

الملاح العامة لتنشيط الحقول الناضجة

هناك العديد من العوامل الرئيسية التي تنضوي تحت مفهوم تطوير حقول النفط الناضجة، ولعل من أهمها: نوعية المكامن، ومواصفاته البتروفيزيائية، ومواصفات النفط وأسعاره، وتكاليف عملية التطوير، والبنية التحتية المتوفرة في الحقل. وتحدد الخطوط العريضة التالية ملامح تنشيط حقل ناضج:

① إعداد دراسة مكتملة متكاملة لتحديد الهيدروكربونات المتبقية في جميع نطاقات الحقل، بهدف تطوير تفهم واضح لكل نطاق. هذه الدراسة قد تتضمن استخدام العديد من التقنيات وربما يكون من أهمها استخدام المسح الزلزالي رباعي الأبعاد 4D لتحديد النطاقات التي تحتوي على التشبعات الأعلى بالهيدروكربون.

② دراسة استراتيجيات وتقنيات التطوير التي تستخدمها الشركات الأخرى في أماكن أخرى من العالم، ضمن حقول تتضمن مكامن مشابهة لمكامن الحقل الناضج المدروس، والنظر إلى الصورة الكبيرة حول التقنيات والمواد والمعدات المستخدمة، ومدى توفرها.

③ اختبار الاستراتيجيات والتقنيات باستخدام نموذج محاكاة المكامن، وتقييم اقتصادياتها المحتملة. وقد يكون من الضروري تنفيذ مشروع تجريبي ميداني لإثبات الجدوى الفنية والاقتصادية، إذ أن ريع العملية برمتها هو الذي سوف يحدد عملياً ما إذا كان الحقل تنشيط الحقل الناضج سوف يؤتي أكله أم لا.

وعند التفكير بتنشيط أو إطالة عمر الحقل الناضج، تظهر للعيان عدة مناحٍ عريضة يمكن التفكير فيها لتمديد حياة الحقل مع الحفاظ عليه بشكل آمن واقتصادي، وتشمل: إدارة التكاليف، والإنتاج الإضافي أو البديل، والتحسينات تشغيلية، والتحسينات المالية والتجارية.

تحديات الحقول الناضجة

يتمثل جوهر التحدي في إدارة الحقول الناضجة في اتجاهين متباينين، هما الاتجاه الأول هو زيادة حجم العمل اللازم للحفاظ على المؤشرات الإنتاجية عند حدودها العظمى. والاتجاه الثاني هو انخفاض تكامل المعدات. وتنعكس نتائج هذا التباين في انخفاض الإنتاج، وضعف اقتصاديات المشاريع الجديدة ضمن الحقول الناضجة، وزيادة تعقيد المعدات السطحية، وانخفاض احتياطيات الآبار الجديدة. وبطبيعة الحال هناك تأثير العوامل الخارجية مثل تقلب أسعار النفط والغاز، والتشريعات الجديدة سواء المحلية أو

العالمية، علاوة على تحديات تتعلق بالشروط التعاقدية، والقيود اللوجستية المختلفة. وتعتبر المحافظة على حدٍ أساسي من الإنتاج أمراً أساسياً قبل الشروع في أي إجراءات إضافية لتطوير هذا الإنتاج.*
يشكل معدل التراجع السنوي أحد التحديات الكبيرة في الحقول الناضجة، وهو يرتبط بعدد من العوامل من بينها انخفاض الضغط الطبقي، وتغير النفاذية النسبية للموائع في الممكن خلال الإنتاج. وهنا تظهر بعض الآراء التي تعتبر أن معدل التراجع السنوي قد يكون بسبب انخفاض الاستثمارات، بينما تذهب آراء أخرى إلى أنه مجرد نتيجة فيزيائية ترتبط بالممكن نفسه[†]. تتراجع معدلات الإنتاج بشكل طبيعي بنسب تختلف من حقل لآخر، وإن كان من الوارد القبول بشكل مجمل بأن معدل التراجع السنوي لإنتاج الحقول الكبيرة يبلغ نحو 4.5%، وهو رقم احتسب بناء على إحصاء شمل 811 حقلاً تراوحت في الحجم بين الكبيرة إلى العملاقة، وتغطي نحو 66% من إنتاج العالم[‡]. ومن التحديات الأخرى الهامة، المنظور الاقتصادي للحقول الناضجة، إذ أن معدلات الإنتاج المنخفضة أو الهامشية قد ترفع من تكلفة مشاريع تطوير هذه الحقول وترفع بالتالي من مخاطر الاستثمار. من ناحية أخرى ينظر للاعتبارات البيئية وتأثيرها على منطقة الحقل، فعمليات التطوير قد تعني المزيد من المعدات والتسهيلات السطحية، واستخداماً لكميات كبيرة من المياه في عمليات الحقن مثلاً. كما تؤخذ بعين الاعتبار تكاليف هجر أو إيقاف تشغيل الحقل، وهي نقطة في غاية الأهمية.

تكاليف هجر الحقول الناضجة

إن التفكير بهجر الحقل بعد انخفاض إنتاجه إلى ما تحت الحد الاقتصادي هو أمر له مخاطره المالية والاقتصادية، ذلك أن التكاليف التشغيلية ستبقى مستمرة كما تقدّم، بينما لا يوجد إنتاج من الحقل يساهم في تعويض هذه التكاليف أو جزء منها. فقد يكون من الأجدى الهجر التدريجي للحقل بالتخلي عن الآبار ذات الإنتاجية الأقل في البداية، بينما تبقى تلك ذات الإنتاجية الأعلى تساهم في تحقيق عوائد من الحقل. ومع أن هذا النهج قد يبدو أقرب للصواب، إلا أن له مساوئ بدوره، ذلك أن الإنتاج سيتراجع في فترة تسبق الوصول إلى الحد الاقتصادي، وهذا التراجع نفسه سيكون له دور في الوصول إلى الحد الاقتصادي بشكل أبكر، مما يعني في بعض الحالات عدم الوصول إلى الاحتياطي الأعظمي القابل للإنتاج الذي كان مقدراً فيما سبق، حتى لو كان هناك جزء من الإنتاج مستمر بعد الوصول إلى الحد الاقتصادي، فالاحتياطات بالتعريف هي تلك

* Henricus Herwin et al. *TOTAL'S Experiences in Tackling Mature Field Challenges in The Mahakam PSC*. AAPG 2017 Asia Pacific Region Technical Symposium, Hidden Potential in Mature Basins: Play Analogs and Best Practices, Bandung, Indonesia, September 13-14, 2017.

† Mikael Höök. *Decline and depletion rates of oil production: a comprehensive investigation*. The Royal Society Publishing. 13/1/2014. <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0448>

‡ Oil fields decline rates. (No date). <https://grandemotte.wordpress.com/oil-and-gas-5-production-decline-rates/>

الكميات التي يمكن إنتاجها اقتصادياً. ومن نافل القول أن تكاليف إيقاف التشغيل تختلف من موقع لآخر، ولا يتعلق الموضوع بكلفة المنصات فقط، فإيقاف تشغيل منشأة تخزين وتفريغ عائمة للإنتاج FPSO قد لا يقل أهمية ولا تكلفة عن المنصات. أما على اليابسة، فإن تكاليف التشغيل ربما تكون أقل بالنسبة للبئر الواحدة، لكن عدد الآبار على اليابسة أعلى بكثير من عددها في المغمورة، ويمكن أن تتأثر كلفة إيقاف تشغيل هذه الآبار بعدد كبير من العوامل، مثل: عمق البئر، وعمرها، وموقعها، ونوعها (نفط- غاز). وفي هذا المقام بينت دراسة شملت 195 ألف بئر في الولايات المتحدة، أن الكلفة المتوسطة لإغلاق البئر واستصلاح مكانه تناهز 76 ألف دولار، وإن كانت بعض الآبار النادرة تحتاج إلى ما يقارب 1 مليون دولار*. في المجمل، توقعت مؤسسة IHS Markit الاستشارية في تقرير صدر في أواخر عام 2021، أن تصل تكاليف إيقاف التشغيل في المغمورة[†] إلى نحو 100 مليار دولار بين عامي 2021-2030.

الحقول الرقمية واستدامة الحقول الناضجة

تتطلب الحقول الناضجة عملياً قدرًا كبيراً من الاهتمام والقوى العاملة للحفاظ على استمرار إنتاجها. تشمل التحديات التشغيلية اليومية النموجية تحديد الآبار التي تم هجرها وإعادة تنشيطها، وجمع البيانات من رؤوس الآبار لاستخدامها في دراسات سلامة الآبار ومراقبتها تحسينها. ومن البديهي أن هذه التحديات تتفاقم بشكل أكبر بالنسبة للأصول الناضجة التي يوجد فيها عدد كبير من الآبار المنتشرة على مساحات واسعة، مما يؤدي إلى دورة لا تنتهي من جمع البيانات.

تمثل إحدى طرق إدارة هذه التحديات في تثبيت أجهزة استشعار على الآبار لمراقبة البئر عن بُعد، وهي إحدى التطبيقات التي تستفيد من إنترنت الأشياء الصناعي. تُستخدم المستشعرات لمراقبة بيانات البئر الحرجة (الضغوط ودرجات الحرارة)، وتساهم بالتالي في الحد من النفقات التشغيلية التي يتم تكبدها خلال الانتقال بين هذه الآبار لتشخيص مشاكلها. وتتضمن التطبيقات أيضاً الإبلاغ عن الآبار المتوقفة باستخدام البريد الإلكتروني أو عبر إرسال رسائل نصية إلى المشرفين، مما يساهم في سرعة الاستجابة للتغيرات التي تطرأ على الآبار، ويقلل من زمن توقفات الإنتاج. ورغم التكلفة المرتفعة نسبياً لهذه المستشعرات وتطبيقاتها، إلا أن نقل البيانات في الوقت الفعلي للمشرفين، يعني إمكانية تحليلها وتحويلها إلى معلومات تساهم في إيجاد حلول استباقية للمشاكل المتوقعة، أو تساهم في تحسين إنتاجية الآبار. ولا يخفى أن العديد من الحقول الناضجة القديمة تستخدم فيها معدات قديمة أيضاً، وغالباً ما تكون المقاييس المثبتة على رؤوس الآبار غير

* Daniel Raimi et al. *Decommissioning Orphaned and Abandoned Oil and Gas Wells: New Estimates and Cost Drivers*. American Chemical Society, Environ. Sci. Technol. 2021, 55, 15, 10224–10230. 14/7/2021. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c02234>

† S&P Global. *Are we entering a decade of offshore decommissioning?* 5/10/2021. <https://ihsmarkit.com/research-analysis/decade-of-offshore-decommissioning.html>

قادرة على بث بياناتها آلياً إلى نظام تحكم مركزي، وحتى عمليات الاختبار تتم يدوياً وعلى فترات متقطعة. بشكل عام، وفي ضوء التحسن النسبي في أسعار النفط مؤخراً، ونتيجة لتأثير الأزمة الجيوسياسية المرتبطة بروسيا وأوكرانيا، لم تعد الحقول الناضجة العملاقة فقط تحت أضواء التطوير، بل بدأت بعض الشركات في دراسة تطوير حقول قديمة صغيرة يمكن أن يكون لها مردود اقتصادي، مثل حقل Maria في بحر الشمال الذي اكتشف منذ عام 1976، واعتبر غير اقتصادي لأن احتياطياته القابلة للإنتاج لا تتجاوز 6 مليون برميل مكافئ نفط. لكن الشركة المالكة لامتياز الحقل أجرت مسحاً زلزالياً ثلاثي الأبعاد على الحقل في عام 2021، وأعلنت في شهر يوليو 2022 (أي بعد 46 سنة على اكتشاف الحقل) أنها سوف تباشر في عمليات تطويره، مستفيدة من البنى التحتية في حقول قريبة مجاورة، متوقعة أن يبدأ الإنتاج منه في عام 2025، ويستمر حتى عام 2034. ورأت الشركة أن متوسط التكاليف التشغيلية سيبلغ نحو 10.6 دولار/ البرميل، وأن الحقل خلال السنة الأولى من الإنتاج سيحقق إيرادات بقيمة 193.5 مليون دولار، تنخفض إلى 125.7 مليون دولار في عام 2026 و81.7 مليون دولار في عام 2027. وتوقعت أن يدر الحقل 545 مليون دولار من الإيرادات على مدى عمره*.

* Melisa Cavcic. *UK firm's North Sea discovery forecasted to rake in \$545 million in revenue over life of field.* Offshore Energy, 11 July 2022. <https://www.offshore-energy.biz/uk-firms-north-sea-discovery-forecasted-to-rake-in-545-million-in-revenue-over-life-of-field/>

الفصل الثاني: أمثلة عملية

يتمثل الهدف من أي تقنية في إمكانية تطبيقها عملياً، لذلك تم في هذا الفصل استعراض عددٍ من الأمثلة التي توضح نتائج تطبيق مختلف التقنيات على الحقول الناضجة، ومدى فعاليتها في تطوير تلك الحقول، وتم تضمين العديد من المعلومات الفنية التفصيلية لتكون مرجعاً للمقارنة عند المختصين. ولما كانت معظم التقنيات المستخدمة في تنشيط الحقول الناضجة تدخل ضمن تصنيف تقنيات الاستخلاص المحسن للنفط، فقد احتوى هذا الفصل على لمحة عامة حول هذه التقنيات. وتم في هذا الملخص الاكتفاء بمثال واحد عن هذه التقنيات.

دور طرق الاستخلاص المحسن

من الهام إيضاح دور تقنيات الاستخلاص المحسن عموماً في الحقول الناضجة، إذ لا يخفى على العاملين في الصناعة البترولية أن هذه التقنيات في تطور مستمر شأنها في ذلك شأن كافة مناحي الصناعة، وقد نالت حظها من التقدم التقني الذي شهدته وتشهده مختلف مناحي الصناعة البترولية، فتطورت العديد من الطرق المعروفة وظهرت تقنيات جديدة تصب في مصلحة التوجه نحو الاستخلاص المحسن، مدفوعة بالعديد من النقاط التي من أهمها: صعوبة تطوير الاكتشافات الجديدة في ظل تقلب الأسواق والأسعار، وبقاء كميات كبيرة من النفط في الحقول الناضجة لا يمكن إنتاجها بالطرق العادية، إذ أن معامل الاستخلاص لهذه الطرق لا يزيد عن 35% في أحسن الأحوال.

تجري العديد من الدراسات حول العالم لبيان الدور الذي يمكن لطرق الاستخلاص المحسن أن تلعبه في تطوير الحقول الناضجة، ومنها دراسة تبنت أسلوب تقييم فني اقتصادي تضمن نموذج فعالية وكفاءة من جهة، ونموذجاً مالياً لمشاريع حقن غاز ثاني أكسيد الكربون من جهة أخرى. جرى تطبيق النموذجين على 296 حقلاً صينياً على اليابسة، شكلت 70% من الحقول الصينية الناضجة حتى عام 2015، 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. وبين النموذج الذي تم استخدامه أن الإنتاج التراكمي من النفط إضافة إلى كميات التخزين المتوقعة من غاز ثاني أكسيد الكربون ترتبط بأسعار 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*. يوضح المثال السابق أهمية التخطيط الاستراتيجي بعيد المدى عند تطبيق تقنيات

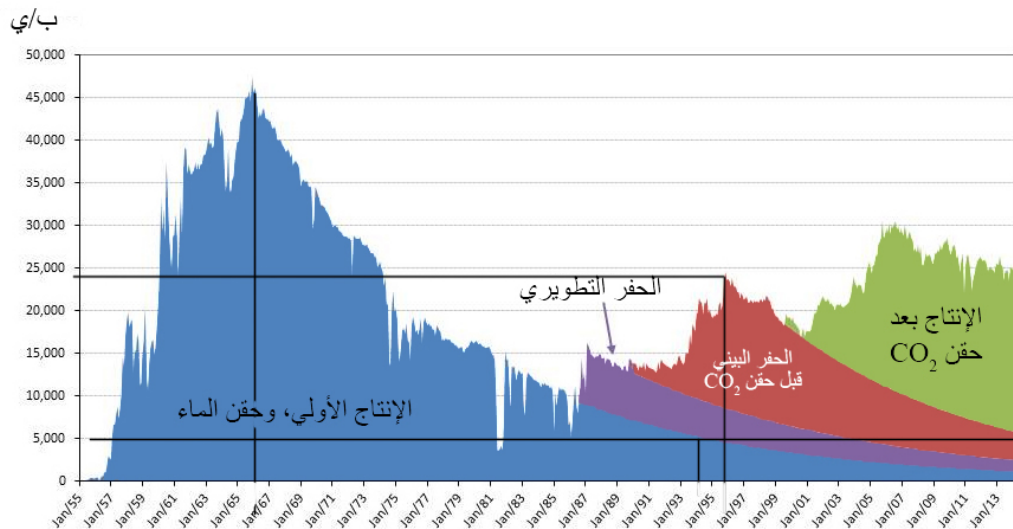
* Ning Weia, et al. Economic evaluation on CO₂-EOR of Onshore Oil Fields in China. International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 37, June, 2015.

الاستخلاص المحسن على الحقول الناضجة، فالعوامل المختلفة التي ينظر لها في أي مشروع من هذا النوع تكون حساسة للغاية لتغيرات أسعار النفط، ربما بسبب كلفتها العالية مقارنة مع طرق الإنتاج الأولي، مما يضيق من هامش الربح المتوقع من حقل ما.

مشروع حقل Weyburn الكندي العملاق (حقن غاز ثاني أكسيد الكربون)

يعتبر مشروع حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في حقل Weyburn العملاق الواقع غرب كندا، من أهم المشاريع البحثية على مستوى العالم التي صممت أساساً لدراسة إمكانية تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون، لكن هذا التخزين أفاد أيضاً من خلال استخدامه كتقنية من تقنيات الاستخلاص المحسن للنفط في الحقل. اكتشف حقل Weyburn عام 1954 وقدر الاحتياطي الجيولوجي فيه بنحو 1.4 مليار برميل. وضع الحقل على الإنتاج عام 1957، وبلغ الإنتاج ذروته في منتصف الستينات حيث بلغ زهاء 47 ألف ب/ي، ثم بدأ بالتراجع منذ أواخر الستينات حتى بلغ أقل من 10 آلاف ب/ي عام 1987 رغم استخدام تقنية الإفاضة بالماء منذ عام 1964. بلغ معامل الاستخلاص من الحقل عبر الإنتاج الأولي والثانوي حوالي 30%. يوضح مخطط إنتاج الحقل المبين في الشكل 2، أن معدل الإنتاج كان سينخفض إلى ما دون 5000 ب/ي في منتصف التسعينات، لكن عمليات الحفر التطويري والحفر البيئي Infill Drilling، واستخدام تقنيات الحفر الأفقي، سمحت بزيادة فرص تطوير الحقل حيث ارتفع معدل إنتاجه عام 1996 إلى 24 ألف ب/ي.

الشكل 2: إنتاج حقل Weyburn في كندا قبل وبعد استخدام CO₂



المصدر: PTRC، 2004*

* Petroleum Technology Research Center, CO₂ Monitoring & Storage Project Summary Report, IEA GHG WEYBURN, 2000-2004. 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. September 5-9, 2004, Vancouver, Canada.

في يوليو عام 2000، أطلق مركز أبحاث تكنولوجيا البترول (PTRC) الكندي لرصد وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون*، مشروعاً بحثياً هدف بشكل رئيسي لدراسة إمكانية التخزين الجيولوجي لثاني أكسيد الكربون في مكمن Weyburn، وبدأت عمليات حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في سبتمبر من عام 2000 ضمن خطة أولية للتوسع باستخدام هذا الغاز على مدى عمر المشروع. وبلغ معدل الحقن الأولي 5000 طن/ يوم، وتوقعت دراسة رسمية[†] نشرت عن الموضوع في ذلك العام أنه سيتم ضخ ما يقرب من 20 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون في المكمن على مدار عمر المشروع. أما مصدر غاز ثاني أكسيد الكربون فكان منتجاً ثانوياً تم شراؤه من مصنع وقود اصطناعي في ولاية داكوتا الشمالية في الولايات المتحدة الأمريكية، ويتم نقله عبر خط أنابيب بطول 320 كم إلى الحقل. بدأ تأثير غاز ثاني أكسيد الكربون على معدلات إنتاج النفط من الحقل بالظهور جلياً بعد نحو 3 سنوات على بدء العملية، إذ ساهم حقن الغاز في رفع معدل إنتاج الحقل بأكثر من 10 آلاف ب/ي، ليصل في عام 2007 إلى أكثر من 30 ألف ب/ي. ويّين المشروع أن كل طن واحد من غاز ثاني أكسيد الكربون، ساهم في زيادة الإنتاج بنحو ثلاثة براميل، أو بمعنى آخر، استُخدم نحو 1272 متر مكعب من غاز ثاني أكسيد الكربون مقابل كل برميل إضافي من النفط.

يتضمن **الجدول 3** نتائج تطبيق تقنيات الاستخلاص المحسن على بعض الحقول الناضجة في العالم.

* CO₂ Monitoring and Storage Project

[†] Petroleum Technology Research Center, The IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project, 2013. <https://ptrc.ca/projects/past-projects/weyburn-midale>

الجدول 3: نتائج تطبيق تقنيات الاستخلاص المحسن على بعض الحقول الناضجة في العالم

النتيجة	التقنية المستخدمة	تاريخ الاكتشاف	الحقل
المعدل التراكمي لزيادة الإنتاج حتى شباط/فبراير 2017: 400 ب/ي من 21 بئراً. معدل الإنتاج: 43200 ب/ي عام 2020.	حقن الماء، وحفر آبار بينية وتشقيق هيدروليكي	1932	حقل البحرين، مملكة البحرين
رفع معامل الاستخلاص بنحو 20%	حقن الماء بالتبادل مع غاز ثاني أكسيد الكربون	1936	Slaughter، الولايات المتحدة الأمريكية
رفع معامل الاستخلاص من 2% ليصل إلى 5%.	حقن غاز ثاني أكسيد الكربون، ثم حقن هلام البوليمير لزيادة فعالية الكسح	1940	Bati Raman، تركيا
تقديرات الاحتياطي الجيولوجي: 2 مليار برميل. بينما أنتج الحقل تراكمياً أكثر من 2.6 مليار برميل حتى عام 2018. معدل إنتاجه عام 2019 بلغ 40 ألف ب/ي.	حقن البخار	1941	Duri، إندونيسيا
رفع معامل الاستخلاص بنحو 20%	حقن الماء بالتبادل مع غاز ثاني أكسيد الكربون	1945	Dollarhide، الولايات المتحدة الأمريكية
إضافة 8000 ب/ي إلى الإنتاج الأساسي منذ عام 2010.	حقن البوليمير	1956	حقل مرمول، سلطنة عمان
رفع الاستخلاص الأعظمي من الحقل إلى 50%	حقن البوليمير	1959	Daqing، الصين
رفع معامل الاستخلاص من 20% في منتصف التسعينات، ليصل إلى أكثر من 50% حالياً.	حقن البخار	1964	Cold Lake، كندا
كان الاحتياطي المؤكد عند اكتشاف الحقل: 9.6 مليار برميل. بينما بلغ الإنتاج التراكمي حتى عام 2017: 12.5 مليار برميل. ومعامل الاستخلاص 50%.	حقن الغاز الهيدروكربوني القابل للامتزاج	1968	Prudhoe Bay، ألاسكا
رفع الاحتياطي القابل للإنتاج من 1.2 مليار برميل، إلى 3.4 مليار برميل. رفع معامل الاستخلاص إلى 50%.	حقن الماء بالتبادل مع الغاز الهيدروكربوني	1969	Ekofisk، النرويج
رفع معامل الاستخلاص بنحو 7%، ونقل 58 مليون برميل من خزانة الاحتياطي الجيولوجي إلى خزانة الاحتياطي القابل للإنتاج.	حقن غاز النتروجين	1970	Jay، الولايات المتحدة الأمريكية
وصل معامل الاستخلاص عام 2017 إلى 66%. يتوقع أن يصل معامل الاستخلاص الأعظمي للحقل إلى 67.9%	حقن الماء بالتبادل مع الغاز الهيدروكربوني	1974	Statfjord، النرويج
نقل 2.5-3 مليار برميل من الاحتياطي الجيولوجي إلى الاحتياطي المؤكد القابل للإنتاج	حقن غاز النتروجين	1978	Cantarell، المكسيك
المصدر: معدل عن تركي الحمش، 2020*. الحقول مرتبة حسب تاريخ الاكتشاف، والنتائج تتضمن تأثير التقنية المذكورة فقط، ولا تتضمن الوضع التطويري للحقل إجمالاً.			

* تركي حسن الحمش، دور الاستثمار المحسن للنفط في تطوير الاحتياطيات الهيدروكربونية. مجلة النفط والتعاون العربي، مجلد 46، العدد 172. منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، 2020.

الخلاصة والاستنتاجات

- تختلف الرؤى حول أفضل الطرق التي يمكن أن تلبى حاجة العالم من الطاقة، لكنها تتفق جميعاً على أن الطلب على الطاقة إجمالاً في تزايد مستمر، كما تتفق أغلبها على أن الوقود الأحفوري سوف يبقى متصدراً المشهد العالمي كأهم عناصر مزيج الطاقة خلال العقود القادمة. مما يعني ضرورة ضخ الاستثمارات في عمليات التنقيب عن حقول جديدة، ومتابعة تطوير الحقول الناضجة المعروفة، فإذا بقيت مساهمة الحقول الناضجة تمثل 75-80% من إنتاج العالم من النفط، فهذا يعني أنها في عام 2045 ستنتج ما بين 71-76 مليون ب/ي على الأقل، وذلك باعتبار أن متوسط الطلب المتوقع في ذلك العام هو 95 مليون ب/ي . وفي المجمل، فإن النفط والغاز سيلبيان 45-55% على الأقل من الطلب العالمي على الطاقة عام 2045، بينما سيلبي الفحم الحجري حوالي 17-21% من الطلب، أي أن الوقود الأحفوري سيلبي ما يتراوح بين 62-76% من إجمالي الطلب العالمي، بينما سيتوزع الباقي (24-38%) بين الطاقة النووية والطاقة المائية والطاقات المتجددة. وضمن منظور النمو العالمي في الطلب على النفط، وتحسن الأسعار النسبي الذي تشهده الأسواق البترولية، فقد باتت حتى الحقول الناضجة الصغيرة محط أنظار عمليات التطوير.
- يقدر عدد الحقول العملاقة في العالم بأكثر من 1060 حقلاً، اكتشف أكثر من 91% منها (873 حقلاً) في القرن الماضي. وتعتبر الحقول العملاقة الناضجة العمود الفقري لإنتاج النفط في العالم، وبالرغم من أن عمليات تطويرها تحتاج لاستثمارات مرتفعة، والحكم على نتائج عمليات التطوير قد يستغرق عدة سنوات، إلا أن أهمية هذا النوع من الحقول تنبع من الاحتياطيات الكبيرة فيها، ومن توفر البنية التحتية والتسهيلات السطحية وهي عوامل تساهم مجتمعة في جعل عملية التطوير أكثر سلاسة وأقل تكلفة من الحقول الجديدة.
- يعتبر الاستثمار في تطوير الاحتياطيات المعروفة في الحقول الناضجة أقل مخاطرة من عمليات التنقيب في المناطق الجديدة، وتلعب طرق الاستخلاص المحسن للنفط دوراً جوهرياً في تطوير هذا النوع من الحقول. وقد أثبتت العديد من الحالات أن تطبيق هذه التقنيات ساهم ليس فقط في رفع معدل الإنتاج، في رفع معامل الاستخلاص من هذه الحقول، وهو ما يمكن النظر إليه وكأنه اكتشاف جديد، إذ يقدر

متوسط معامل الاستخلاص في العديد من حقول العالم بنحو 35%، مما يعني أن هناك 65% من الاحتياطيات الجيولوجية المتبقية لا تزال تمثل مصدراً هاماً لرفد الاحتياطي القابل للإنتاج. وهذا يؤكد على ضرورة ضخ الاستثمارات في تطوير تقنيات الاستخلاص المحسن لرفع معامل الاستخلاص وإنتاج كميات إضافية من النفط.

- بغض النظر عن الأسعار، هناك أسباب بيئية تدعو للتفكير بتطوير الحقول الناضجة، فتوفر البنى التحتية في هذه الحقول يعني الحد من استخدام مواد جديدة كالفلوإذ على سبيل المثال، والذي يسبب إنتاج طن واحد منه انبعاث 1.85 طن من غاز ثاني أكسيد الكربون. ومع التطورات التقنية، قد تمثل هذه الحقول مكاناً لمشاريع احتجاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه.

ROLE OF MATURE OIL FIELDS IN MEETING THE WORLD ENERGY DEMAND

Mature oil fields are fields that have been producing for a long time at lower rates than their peak production. Giant mature fields are the main source of oil the world is currently producing. They might contain outdated wells and equipment, and some of them have infrastructure with relatively high risks in terms of environmental or safety issues. This does not mean that such fields have no value, there are many methods and techniques - generally classified as Improved Oil Recovery- to re- activate mature fields.

When considering the development of a mature field, the desired goal of the project must first be determined, the first step starts always from the careful analysis and evaluation of reservoir to identify any oil deposits which have not been discovered previously, and to categorize areas that have a higher saturation rate than others. Then eventually new technologies take over.

This study was divided into two chapters:

Chapter 1: Encompassed the concept of mature fields, their definition and importance, then reviewed the current and future global demand for energy to determine the form of this demand, especially in light of geopolitical changes, before examining the role of mature fields in meeting such a demand. It also presented the reserves classification, and their relationship to the peak oil notion. The chapter discussed the general features of activating mature fields from various aspects, and likewise indicated the challenges facing the development of mature fields.

Chapter 2: Was devoted to presenting several examples that showed experiences from different countries around the world in developing mature fields.

A wrap up followed with a set of conclusions and recommendations that stress the importance of investing in developing mature fields to keep pace with the growth in global demand for oil.



منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول
أوابك