



منظمة الاقطار العربية المصدرة للبترول
أوابك

النفط والتعاون العربي



المجلد الثامن والأربعون 2022 - العدد 182

■ المشاكل المرافقة لعمليات الحفر

الأبحاث

م. تركي حسن الحمش

■ احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه

في صناعة البتروكيماويات : الإمكانيات والتحديات

د. ياسر محمد بغدادلي



النفط

والتعاون العربي

مجلة فصلية محكمة تصدر عن الأمانة العامة لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

الاشتراك السنوي : 4 أعداد (ويشمل أجور البريد)

البلدان العربية

للأفراد : 8 د. ك أو 25 دولاراً أمريكياً

للمؤسسات : 12 د.ك أو 45 دولاراً أمريكياً

البلدان الأخرى

للأفراد : 30 دولاراً أمريكياً

للمؤسسات : 50 دولاراً أمريكياً

الاشتراكات باسم : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

النفط

والتعاون العربي



رئيس التحرير

علي سبت بن سبت
الأمين العام لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)

مدير التحرير

عبد الفتاح دندي
مدير الإدارة الاقتصادية والمشرف على إدارة الاعلام والمكتبة
منظمة أوابك

هيئة التحرير

م. عماد مكي
مدير إدارة الشؤون الفنية
منظمة أوابك
د. داوود باهزاد
مدير إدارة العلوم والتكنولوجيا
معهد الكويت للأبحاث العلمية

د. بلقاسم العباس
كبير المستشارين
المعهد العربي للتخطيط

قواعد النشر في المجلة

تعريف بالمجلة واهدافها

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

الأبحاث

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

مراجعة الأبحاث والكتب

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

التقارير

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

شروط البحث

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

- عند اقتباس أي معلومات من أي مصدر (إذا كانت المعلومات رقميه أو رؤية معينة أو تحليل ما) يجب أن لا يتم الاقتباس الحرفي وإنما يتم أخذ أساس الفكرة وإعادة صياغتها بأسلوب الباحث نفسه، والإشارة إلى مصدر الاقتباس. أما في حالات الاقتباس الحرفي فتضع المادة المقتبسة بين علامتي الاقتباس ("...").
- يفضل أن تذكر المدن ومراكز الأبحاث والشركات والجامعات الأجنبية الواردة في سياق البحث باللغة الانجليزية ولا تكتب باللغة العربية.
- إرفاق نسخة من السيرة العلمية للباحث مع البحث المرسل.
- تعبر جميع الأفكار المنشورة في المجلة عن آراء كاتبها ولا تعبر بالضرورة عن وجهة نظر جهة الإصدار ويخضع ترتيب الأبحاث المنشورة وفقاً للاعتبارات الفنية.
- البحوث المرفوضة يبلغ أصحابها من دون ابداء الأسباب.

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

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

الهاتف: 00965- 24959000 أو 00965-24959779

الفاكس: 00965 - 24959755

البريد الإلكتروني oapec@oapecorg.org

موقع الأوابك على الانترنت www.oapecorg.org

المحتويات

الأبحاث

المشاكل المرافقة لعمليات الحفر

7 م. تركي حسن الحمش

دور البحث العلمي في تطوير صناعة البتروكيماويات

121 د. ياسر محمد بغدادي

البحث الأول

المشاكل المرافقة لعمليات الحفر

م. تركي حسن الحمش *

المشاكل المرافقة لعمليات الحفر

ملخص تنفيذي

يعتبر تحديد المشاكل المتوقعة أحد أهم النقاط التي تؤخذ بعين الاعتبار في أي مشروع هندسي، وتختلف طبيعة وحجم المشاكل حسب نوع المشروع. ينظر إلى عمليات الحفر على أنها حجر الزاوية في الصناعة البترولية، وتعتبر احتياطيات النفط والغاز عصب الحضارة. قدرت الاحتياطيات المؤكدة من النفط في العالم في مطلع عام 2020 بنحو 1.3 تريليون برميل، و قدرت احتياطيات الغاز الطبيعي بحوالي 200 تريليون متر مكعب. تشكل نفقات الحفر زهاء 25% من ميزانيات الاستكشاف والإنتاج حول العالم، وتواجه عمليات الحفر العديد من المشاكل التي يصعب رؤيتها بشكل مباشر كون أغلبها تحدث تحت سطح الأرض. لذلك يعتبر التخطيط للحفر من أكبر التحديات الهندسية، ويتضمن عادة كل لسيناريوهات المحتملة للمشاكل المتوقعة وحلولها. كما يزيد من أهمية التخطيط أن بعض مشاكل الحفر تعتبر عالية الخطورة سواء على أرواح الطاقم أو على البئر نفسها، وغالباً لا يكون من السهل إيجاد حل للمشكلة لحظة حدوثها. تتطلب عمليات الحفر استخدام عدد كبير من المعدات والطواقم وعمليات النقل، والكثير من الآليات والمواد الكيميائية، لذلك من الضروري أن تتضافر كل الجهود لسير العمل بوتيرة صحيحة. رغم ذلك تحدث مشاكل غير متوقعة حتى في الحالات التي تم وضع خطة الحفر فيها بمنتهى الدقة، وربما يكون أحد أسباب ذلك أن الصخور المحفورة غير متجانسة، والظروف الجيولوجية مختلفة، فقد يتم حفر بئر ما دون أي مشاكل، بينما تظهر العديد من المشاكل عند حفر بئر مجاورة. هدفت هذه الدراسة إلى استعراض أهم المشاكل المتعلقة بتشكيل الحفر وسائل الحفر، وعمليات الحفر نفسها، إضافة إلى مشاكل التحكم بالبئر، ومشاكل التغليف والسمنتة، ومشاكل الحفر الموجه. علاوة على النظر في المشاكل الجديدة التي رافقت الانتشار الواسع للتشقيق الهيدروليكي، والآثار البيئية المحتملة لمشاكل الحفر عموماً. تضمنت الدراسة العديد من الأمثلة ودراسات الحالة التي توضح مختلف المشاكل وكيف تم التعامل معها وماذا كانت نتائجها، وذلك كمحاولة لتقديم تصور أوضح حول المشاكل، مما يغني المعلومات المرتبطة بالحلول الحقلية، فالتراكم المعرفي يساهم في إيجاد خطط مسبقة ومعايير سلامة ترفع من استدامة عمليات الحفر. ذلك أن كل مشكلة حدثت وتمت مواجهتها في أي موقع حفر حول العالم، تفتح المجال أمام منع حدوث هذه المشكلة في مواقع أخرى. لذلك حاولت الدراسة أيضاً تسليط الضوء على المشاكل الناتجة عن الأخطاء البشرية وتلك الناتجة عن حالات لا يد للطاقم فيها.

تمهيد

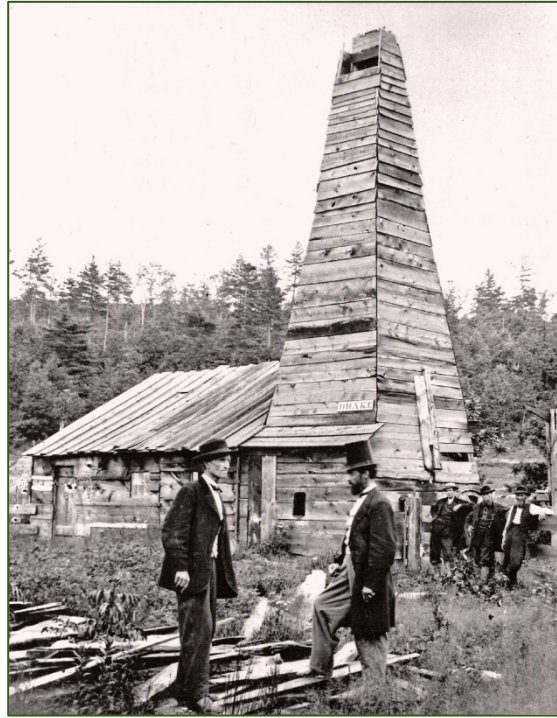
يتضمن كل مشروع هندسي مهما كان نوعه بعض المصاعب والعوائق التي تقف في طريق إنجازهِ بشكل سلس، وتختلف طبيعة هذه المشاكل باختلاف نوع المشروع. ومن الطبيعي أن عمليات الحفر لا تشذ عن هذه القاعدة إذ تواجه هذه العمليات العديد من التعقيدات التي تصعب رؤيتها بشكل مباشر في أغلب الأحيان، لأن معظمها يجري تحت سطح الأرض، لذلك ينظر إلى تخطيط عمليات الحفر وتنفيذها كأحد أكبر التحديات أمام المهندسين وأمام الطواقم الحقلية على حدٍ سواء، وتتضمن مرحلة التخطيط عادة جميع السيناريوهات المحتملة للمشاكل المتوقعة وللحلول الممكنة، ذلك أن العديد من مشاكل الحفر يمكن أن تشكل خطورة كبيرة سواء على حياة الطاقم، أو على البئر بحد ذاتها، ومن الصعب في بعض الحالات البحث عن حلول لتلك المشاكل في وقت حدوثها.

تحتاج عمليات الحفر لعدد كبير من المعدات والطواقم ومركبات النقل والكثير من التجهيزات الميكانيكية والمواد الكيميائية، ولا بد لجميع الخطوات المتخذة في الحقل من أن تسير بشكل متناغم حتى تتحرك دورة العمل بشكل رتيب ميسر. لكن الأخطاء تحصل، والمعدات تتعطل، ومن شبه المؤكد أن تحدث مشاكل أثناء الحفر حتى في الآبار المخططة بعناية، فالتكوينات الصخرية والظروف الجيولوجية تحت سطح الأرض ليست متجانسة بالضرورة، مما يعني أن بئراً ما قد تحفر دون أية مشاكل أو صعوبات، بينما تظهر مشاكل مختلفة عند حفر بئر مجاورة.

ويمكن القول إن أشهر بئر حفرت في تاريخ الصناعة البترولية وهي بئر الكولونيل "دريك" في مدينة "تيتوسفيل" في ولاية "بنسلفانيا" الأمريكية عام 1859، قد شهدت مشكلة اندفاع للنفط عند اختراق المكنن المنتج، وتلتها مشكلة ثانية هي تجميع النفط المندفع، والذي أجبر الطاقم على استخدام كل أنواع الأوعية التي أمكنهم الحصول عليها، وخاصة البراميل الخشبية التي كانت تستخدم لنقل مختلف أنواع البضائع كالأسماك، والمشروبات الروحية، والصابون، والزبدة. وبعد أقل من شهرين من العثور على النفط، كانت الطامة الكبرى إذ تعرضت منصة الحفر الخشبية لحريق أتى عليها.

يبين الشكل 1 صورة لثاني منصة حفر بعد احتراق المنصة الأولى للبئر، ويظهر في الصورة الكولونيل ديريك¹.

الشكل 1: ثاني منصة حفر في موقع بئر دريك



المصدر : Drake Well Museum and Park

تم استخدام النفط تاريخياً لأغراض الإضاءة لسنوات طويلة، حيث كان يتسرب من المكامن الضحلة ويتم تجميعه من على السطح دون حفر. وكانت الآبار التي حفرت في القرن التاسع عشر في مدينة "تيتوسفيل" آباراً ضحلة وفقاً للمعايير الحالية، لم يتجاوز عمق أغلبها الخمسين متراً. لكنها بالمقابل أنتجت كميات كبيرة من النفط، فبئر Phillips كانت تنتج بمعدل 4000 ب/ي في تشرين الأول/أكتوبر 1861، وبئر Woodford أنتجت بمعدل 1500 ب/ي في تموز/يوليو 1862. وقد تم جمع النفط المنتج -كما تقدم- في خزانات خشبية وبراميل مختلفة الأحجام، وهذا ما جعل عبارة "سعر البرميل" في حينها عبارة مربكة*.

سرعان ما احتل النفط مكان الصدارة كمصدر للوقود بعد تطور صناعة السيارات في نهاية القرن التاسع عشر، إذ باتت محركات البنزين ضرورية لتصميم الطائرات، كما تمكنت السفن التي تستخدم مشتقات النفط كوقود من السير بسرعات عالية مقارنة بسفن المحرك البخاري العامل على الفحم الحجري².

* كانت سعة تلك البراميل مختلفة، لكن أشهرها كانت سعتها 42 غالوناً أمريكياً، واتخذت هذه السعة لاحقاً مقياساً لبرميل النفط الذي يعادل نحو 159 ليتر. (الغالون الأمريكي الواحد = 3.78 ليتر)

بالمقابل، وبالرغم من أهميتها، تعتبر الصناعة البترولية إحدى أخطر الصناعات على وجه الأرض، وعملية الحفر بحد ذاتها تتعامل مع مجموعة كبيرة من المخاطر المرتبطة بعدم اليقين، إذ بالرغم من كل البيانات التي يمكن الحصول عليها من المسح الزلزالي أو الدراسات الجيولوجية أو البيانات من آبار محفورة سابقاً في منطقة ما، تبقى لكل بئر هويتها المتفردة المرتبطة بنوعية المنطقة التي تحفر فيها ونوعية الصخور التي تخترقها.

غالباً ما تتعرض الآبار خلال حفرها إلى مشاكل مختلفة، وتعبير عطب أو إخفاق البئر Well Failure هو تعبير واسع المعنى ضمن مشاكل الحفر يشير عادة إلى فقدان تكامل البئر Well Integrity، وصعوبة التحكم بها.

فعلى سبيل المثال تصل نسبة الآبار التي تتعرض إلى عطب حواجز التدفق* إلى 40% معظمها نتيجة خلل في مواسير التغليف. وتشير بيانات إدارة حماية البيئة في ولاية Pennsylvania الأمريكية إلى أن 3.4% من آبار غاز السجيل المحفورة في تشكيلة Marcellus تعرضت لتسريب الموائع من خلال حواجز التدفق بين عامي 2008 ومطلع 2013.

وتعرضت 91 بئراً من الآبار إلى مشاكل من نفس النوع خلال عام 2013، منها 4 آبار تعرضت للانفداع. وفي خليج المكسيك، ومن أصل 15500 بئر منتجة في عام 2013، تعرض 43% منها لارتفاع ضغط كبير في مواسير التغليف³. وفي دراسة لنحو 406 آبار في 12 موقعاً في النرويج⁴، تعرضت 75 بئراً (18%) لمشاكل في حواجز التدفق، كان معظمها ميكانيكياً.

يمكن من خلال **الجدول 1** ملاحظة العدد الكبير من الآبار في بعض دول العالم، والتي تعرضت لمشاكل أهمها عدم التكامل أو عطب حواجز التدفق.

* حواجز التدفق Well Barriers أي جزء من تصميم أو معدات البئر يستخدم للتحكم بتدفق الموائع من البئر، مثل مواسير التغليف والأسمنت خلفها، أو صمامات شجرة الميلاد، أو موانع الانفداع، وغيرها.

الجدول 1: آبار تعرضت لمشاكل في حواجز التدفق أو تكامل البئر أو كليهما في مناطق مختلفة من العالم

الدولة	الموقع	تاريخ حفر الآبار	عدد الآبار المدروسة	نسبة الآبار التي تعرضت لمشاكل (%)
الولايات المتحدة	منشآت تخزين الغاز القومية	1988 - 1965	6953	6.1
كندا	آبار في حقل Saskatchewan على اليابسة	غير محدد	435	22
الصين	حقل Daqing على اليابسة	1999 - 1980	6860	16.3
الولايات المتحدة	خليج المكسيك.	2003 - 1973	15,500	43
البحرين	آبار على اليابسة	2004 - 1932	750	13.1
الولايات المتحدة	على اليابسة في حقل Santa Fe Spring، ولاية كاليفورنيا	اكتشف الحقل عام 1921	50<	75
المملكة المتحدة	الرصيف القاري	غير محدد	6137	10
الولايات المتحدة	منشآت تخزين الغاز القومية	غير محدد	470	1.9
الصين	حقل Kenxi على اليابسة	غير محدد	160	31.3
الصين	حقل Gudao على اليابسة	1999 - 1978	3461	30.4
النرويج	آبار تعود لثمانية حقول	غير محدد	217	25
النرويج	آبار حجبت مواقعها لأسباب داخلية	غير محدد	711	20
الصين	حقل Gunan على اليابسة	غير محدد	132	6.1
الصين	حقل Hetan على اليابسة	غير محدد	128	5.5
الصين	حقل Kenli على اليابسة	غير محدد	173	2.9
كندا	مقاطعة ألبرتا	2004 - 1910	316,439	4.6
النرويج	آبار من 12 حقلاً	2006 - 1977	406	18
إندونيسيا	مضيق Malacca على اليابسة وفي المغمورة	2004 - 1980	164	4.3
النرويج	آبار مهجورة تعود لثماني شركات	2011 - 1970	193	38
هولندا	آبار على اليابسة	غير محدد	31	13
الولايات المتحدة	آبار في ولاية Pennsylvania	2012 - 2010	4602	4.8
الولايات المتحدة	حقل Mag Ann على اليابسة، جنوب تكساس.	2011 - 1998	18	61
الولايات المتحدة	على اليابسة في ولاية Pennsylvania	2013 - 2008	6466	3.4
الولايات المتحدة	على اليابسة في ولاية Pennsylvania ضمن تكوين Marcellus للسجيل	2011 - 2008	3533	2.58
الولايات المتحدة	على اليابسة في ولاية Pennsylvania ضمن تكوين Marcellus للسجيل	2013 - 1958	8030	6.26

المصدر: مستخلص من Davies et al، 2014.
الجدول مرتب حسب تاريخ نشر البيانات بين عامي 1989 - 2014

تستعرض هذه الدراسة أغلب مشاكل الحفر الشائعة، ولا يمكن الزعم بأنها تغطي كافة المشاكل، إذ أن الحفر يشمل طيفاً واسعاً من العمليات يبدأ من مرحلة التخطيط، ولا ينتهي إلا عند تسليم البئر لطاقم الإنتاج، مما يعني أن أي مرحلة يمكن أن تتسبب بمشاكل مختلفة يجوز إسقاطها على عملية الحفر. كما أنه ليس من ضمن أهداف الدراسة استعراض الحلول التفصيلية لكل مشاكل الحفر، فهذا أمر يحتاج لمنهج كامل قائم بحد ذاته، لكنها تورد الخط العام لبعض الحلول أحياناً في مسعى لإغناء الموضوع وتوجيه المهتم نحو المصادر التي تعنى بهذه الأمور.

لمحة عن عملية الحفر

يشير مصطلح الحفر إلى مجموعة متكاملة من العمليات اللازمة لإيجاد بئر بمقطع دائري، ويتم خلال هذه العمليات تنفيذ عدد من الإجراءات بشكل متزامن للتغلب على مقاومة الصخر، وسحقه إلى جزيئات صغيرة لا يتجاوز قياسها في الغالب بضعة ميلليمترات، ثم إزالة هذه الجزيئات من البئر بشكل مستمر.

يتم اختراق الصخور باستخدام رأس الحفر Bit الذي يجري ضغطه وتدويره على قاع البئر باستخدام مجموعة من الأنابيب الفولاذية الموصولة مع بعضها البعض، والتي تسمى مجموعة الحفر أو تشكيلة الحفر Drill String حيث يتم تدويرها من منصة الحفر بواسطة محرك قوي يرتبط بمجموعة نقل للحركة تسمى المنضدة الرحوية Rotary Table. ويستفاد من وزن هذه التشكيلة في إيجاد حمولة Load على رأس الحفر تنتقل إلى صخور القاع لتزيد من قدرته على اختراق هذه الصخور.

وفي بعض الحالات تجري عملية الحفر باستخدام محركٍ عنفيّ Turbine في نهاية مجموعة الأنابيب يثبت رأس الحفر فيه، وفي هذه الحالة لا تدور أنابيب الحفر، بل يدور المحرك العنفي فقط مستمداً طاقة الحركة من سائل الحفر، وكثيراً ما تستخدم هذه الطريقة في الحفر الأفقي أو الموجه Directional.

يؤدي وزن أنابيب وأعمدة الحفر بالترافق مع دوران رأس الحفر إلى اختراق الصخر وتفتت قطع صغيرة منه تسمى فئات الحفر Cuttings، وهذه الفئات لو تراكمت فقد توقف الحفر أو تسبب استعصاء تشكيلة الحفر كلها، لذلك يجري ضخ سائل طيني الأساس Mud عبر التشكيلة مروراً برأس الحفر لينظف الفئات التي تتكون وينقلها إلى السطح، كما يعمل هذا السائل على تبريد رأس الحفر، ويلعب دوراً هاماً في الحفاظ على جدران البئر من الانهيار، فيحسب وزنه النوعي وكثافته ولزوجته بدقة بحيث يمنع مرور الموائع من المكمن إلى البئر أثناء تقدم رأس الحفر. ويشبه دور سائل الحفر بالنسبة للبئر بدور الدم بالنسبة للكائنات الحية.

يتكون سائل الحفر بشكل أساسي من الماء الذي يضاف له الغضار ليشكل طين الحفر، كما يضاف له عدد من المواد الكيميائية بحسب نوعية التشكيلات التي يتم حفرها، مثل موانع تشكل الرغوة وموانع الاستحلاب، وموانع التآكل، وقد تضاف مواد ترفع اللزوجة أو تعدل الملحوة. وتستخدم أحياناً أنواع أخرى من سوائل الحفر ذات الأساس الزيتي عندما يكون الحفر بالسائل ذي الأساس المائي غير ممكن. تجري مراقبة الوزن النوعي لسائل الحفر بشكل دائم، فهو يحدد الوزن الكلي لعمود السائل ضمن البئر، أي

أنه يحدد ضغط عمود سائل الحفر على جدران وقاع البئر، ويحسب بحيث يكون أعلى من الضغط الجيوستاتيكي (السكوني) الناتج عن وزن الصخور المخترقة، وأعلى من الضغط المتوقع في الطبقات الحاملة للهيدروكربونات (ضغط التوازن)، حيث أن انخفاض الضغط في البئر بشكل كبير عن ضغط المكمن قد يتسبب بما يسمى اندفاع البئر (Blow out).

يمكن من خلال تبني بعض التقنيات الحديثة جعل الضغط في البئر خلال عملية الحفر أقل من ضغط الطبقات الحاملة للهيدروكربونات، وهذه العملية تسمى: الحفر تحت ضغط أقل من ضغط التوازن (Underbalanced Drilling)، وتستخدم عادة في الآبار الضحلة التي يكون الضغط فيها منخفضاً، ومن فوائدها أنها تسمح بدخول موائع الطبقة إلى البئر خلال عملية الحفر بشكل بسيط مما يسمح بقياس كمية الهيدروكربونات المنتجة أثناء عملية الحفر، وهذا يسهل تحديد آلية الجريان والنطاقات المنتجة بمنتهى الدقة، كما يسمح بالتوقف عن الحفر عند اختراق التشكيلة المنتجة.

يتم خلال عملية الحفر وبعد أو قبل وصول الحفر إلى الطبقة المستهدفة، إجراء مجموعة من الاختبارات والقياسات البئرية التي تعتبر من أهم مصادر المعلومات عن الطبقات في البئر والموائع الموجودة فيها. وهناك أنواع مختلفة من هذه الاختبارات، منها:

• اختبارات خلال عملية الحفر:

وهي تتضمن طيفاً واسعاً من الاختبارات يعتمد على عدة تقنيات، مثل وضع مرسلات ومستقبلات ضمن تشكيلة الحفر، أو قياس تغيرات الضغط في سائل الحفر. كما تتضمن واحدة من أهم العمليات التي تجري خلال الحفر، وهي ما يعرف باسم اقتطاع العينات الأسطوانية Cores.

• اختبارات بعد توقف عملية الحفر:

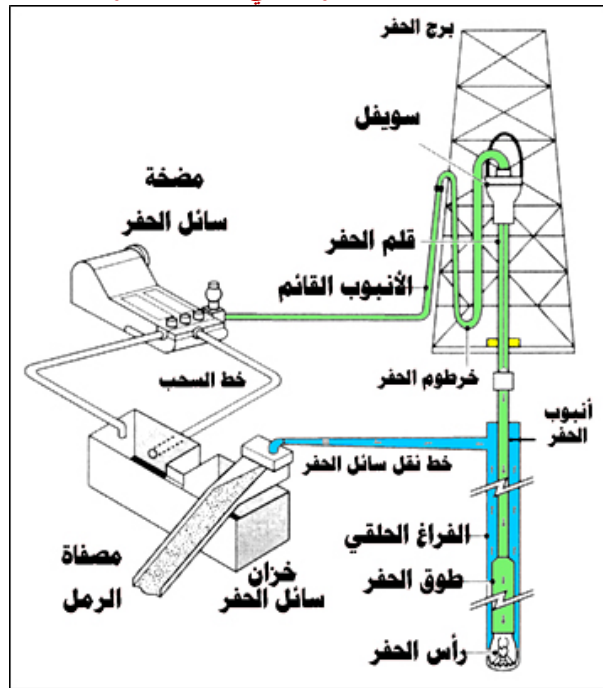
وأهمها القياسات الكهربائية البئرية Logging التي يتم إجراؤها عادة قبل تغليف (تبطين) البئر، وتقدم معلومات تفصيلية عن حدود الطبقات وسماكتها ومساميتها ونفاذيتها وتشبعها بالموائع المختلفة. وهناك طيف من هذه الاختبارات يمكن إجراؤه حتى بعد عملية تغليف البئر.

• اختبار عينات من موائع الطبقات:

ويجري خلال هذا النوع من الاختبارات أخذ عينات بعدة طرق ومن عدة أعماق لتحليلها في المختبرات ومعرفة تفاصيل تركيبها الكيميائي.

بعد وصول الحفر إلى العمق النهائي المطلوب، يجري تغليف البئر، عبر إنزال أنابيب معدنية ضمن النطاق المحفور منها وتثبيتها بالإسمنت، بهدف عزل البئر عن الطبقات المخترقة وحماية جدرانها من الانهيار أو التهدم كما يرمي العزل إلى حماية المياه الجوفية من السوائل المنتجة من البئر فيما بعد⁵.
يبين الشكل 2 رسماً تخطيطياً لمنصة الحفر (الحفارة)، يوضح الأجزاء الرئيسية منها.

الشكل 2: مخطط توضيحي لمنصة الحفر



المصدر: أوابك، 2020

كلفة الحفر

قبل الخوض في شأن مشاكل الحفر، ربما يكون من الهام معرفة تكاليف عملية الحفر عموماً، في محاولة لرسم صورة واضحة عن تأثير مشاكل الحفر على ميزانية مشروع ما.

تتغير كلفة الحفر من بئر لأخرى، ومن حقولٍ لآخر، كما أن تكلفة حفر آبار الغاز تكون أعلى نسبياً من تكلفة حفر آبار النفط. ومن العوامل الهامة التي تؤثر على تكاليف التطوير والحفر التطويري ارتفاع نسبة الإماهة في الآبار الجديدة، وتراجع حجم الاحتياطات التي يتم تطويرها، وعوامل أخرى ترتبط بحجم الإنتاج والطاقة الإنتاجية المتاحة من حقولٍ معين، كما تتأثر كلفة الحفر حتى بالظروف الجوية، فالحفر في المغامرة ضمن أجواء قاسية لن يكون بنفس تكلفة الحفر في الأجواء المعتدلة.

تشمل التكاليف العامة للحفر كل الاستثمارات في مشروع ما، بدءاً من التحضير لعمليات الحفر، وصولاً إلى اختبار البئر وتركيب شجرة الميلاد. أي أنه ومن الناحية العملية هناك ست مراحل تنضوي تحت راية أي عملية حفر مزمعة، وهي:

- 1- التحضير للحفر.
- 2- عملية الحفر الفعلي.
- 3- التغليف (التبطين).
- 4- القياسات الكهربائية البئرية.
- 5- تفسير القياسات.
- 6- اختبار البئر.

يوجد ضمن المراحل السابقة أكثر من أربعين مجاًلاً يتم الإنفاق عليها، ومنها على سبيل المثال لا الحصر:

كلفة تحضير الأرض التي سيتم الحفر فيها، وكلفة شق الطرق اللازمة إن احتاج الأمر، وكلفة فك ونقل وتركيب الحفارة، وكلفة المواد المستخدمة مثل كلفة رؤوس الحفر وأنابيب التغليف، والوقود، وكلفة الطاقم، وعمليات النقل، وتكاليف إصلاح المعدات، وكلفة اهتلاك المعدات (Depreciation)، وكلفة عمليات السمنتنة، والقياسات البئرية، وعمليات التنقيب والإكمال، وغيرها من التكاليف المباشرة وغير المباشرة. ويمكن القول إن أي عقبة تواجه الحفر في أي مرحلة من المراحل، ستؤثر على التكاليف المرتبطة بتلك المرحلة، وعلى إجمالي تكاليف البئر عموماً.

يبين **الجدول 2** مثلاً عن تكاليف حفر بئر في المياه العميقة بين عامي 2005 و2015 لدول جنوب الصحراء الكبرى في أفريقيا*، ويلاحظ منه أن وسطي كلفة حفر البئر بلغ نحو 15 مليون دولار. وهو رقم لا يستهان به عند النظر إلى عدد الآبار المحفورة خلال تلك الفترة، والذي بلغ 296 بئراً، أي أن مجموع ما تم إنفاقه على الحفر زاد عن 4 مليارات دولار خلال عشر سنوات فقط في تلك المنطقة من العالم⁶.

* Sub-Saharan Africa

الجدول 2: تكاليف حفر الآبار في المغامرة في دول جنوب الصحراء الكبرى في أفريقيا

السنة	عدد الآبار	الخدمات	منصة الحفر	مواد مختلفة	معدات	إدارة وتكاليف عامة	المجموع مليون دولار
2005	22	58.1	56.4	23.2	16.6	11.6	166
2006	23	74.2	72.1	29.7	21.2	14.8	212
2007	23	77	74.8	30.8	22	15.4	220
2008	38	215.5	209.3	86.2	64	40.7	615.6
2009	22	136.5	132.6	54.6	39	27.3	390
2010	19	122.5	119	49	35	24.5	350
2011	43	277.2	269.3	110.9	79.2	55.7	792
2012	34	192.9	187.3	77.1	55.1	38.6	551
2013	33	191.8	186.3	76.7	54.8	38.4	548
2014	6	31.9	31	12.8	9.1	6.4	91.2
2015	6	34	33	13.6	9.7	6.8	97
الإجمالي	269	1411.5	1371.1	564.6	405.7	280.2	4032.8
وسطي الكلفة		5.25	5.1	2.1	1.55	1.04	15.04

المصدر: Akwasi، 2017

لكن الرقم السابق (15 مليون دولار/البئر) يبدو متواضعاً عند النظر إلى كلفة الآبار في المغامرة في خليج المكسيك في الولايات المتحدة الأمريكية، حيث تمثل كلفة الحفر ما يتراوح بين 30-40% من إجمالي كلفة البئر. وتذكر بيانات إدارة معلومات الطاقة الأمريكية EIA، أن العوامل الرئيسية لتحديد كلفة البئر في المغامرة تتمثل في:

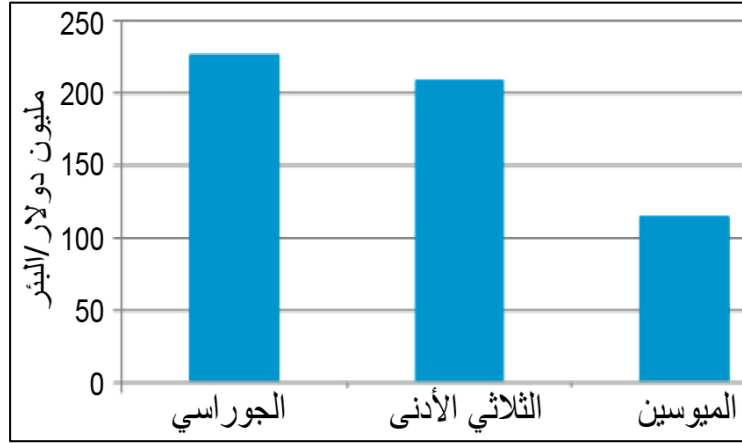
- عمق المياه.
- عمق البئر المراد حفرها.
- ضغط ودرجة حرارة المكن.
- حجم الحقل، وبعده عن الشاطئ.

ويضاف إلى هذه العوامل كذلك جودة المكن، والإنتاجية المتوقعة، وتوفر المرافق السطحية، وغيرها.

يبين الشكل 3 متوسط تكاليف الحفر والإكمال ضمن ثلاث منظومات جيولوجية في خليج المكسيك عام 2015، ويلاحظ أن تكاليف البئر في مكامن دور "المبوسين" هي الأقل، إذ بلغت الكلفة الوسطية لحفر وإكمال البئر نحو 120 مليون دولار، ويعود سبب ذلك إلى أن آبار هذه المنظومة أقل عمقاً كما أن المياه بدورها أقل عمقاً من المنظومتين الأخريين. أما في "الثلاثي الأدنى" فتواجه عمليات الحفر تحديات تقنية نتيجة لعمق المياه وعمق الآبار، وارتفاع الضغط ودرجة الحرارة، إضافة إلى الطبيعة الجيولوجية

لمكامن ما تحت طبقات الملح*، وقد بلغت الكلفة الوسطية للبئر نحو 210 مليون دولار. أما آبار "الجوراسي" فغالباً ما تكون في مناطق المياه الأكثر عمقاً، مما أوصل كلفة البئر إلى حوالي 230 مليون دولار⁷.

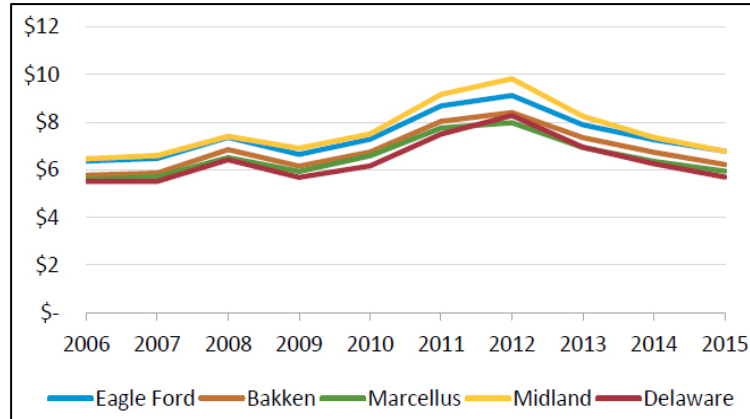
الشكل 3: متوسط تكاليف الحفر والإكمال في خليج المكسيك عام 2015



المصدر: EIA، 2016

أما على اليابسة، فتشير إدارة معلومات الطاقة إلى أن كلفة حفر وإكمال الآبار في خمس منظومات يوضحها **الشكل 4**، قد تراوحت بين 5.8 - 10 مليون دولار/البئر، وذلك بين عامي 2006 و2015.

الشكل 4: متوسط تكاليف الحفر والإكمال على اليابسة في بعض المنظومات الأمريكية

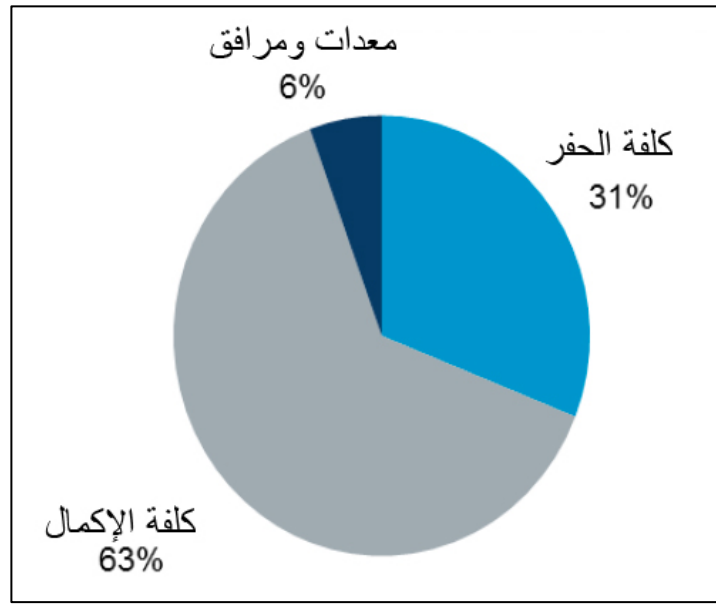


المصدر: EIA، 2016

* Subsalt

وتتابع إدارة معلومات الطاقة بأن كلفة إكمال البئر تتراوح بين 60-70% من الكلفة الكلية للبئر، وترتفع هذه التكلفة بشكل ملحوظ عند حفر الآبار الأفقية أو الموجهة، لأن عملية الإكمال تصبح أكثر تعقيداً. يبين الشكل 5 نسبة كل نوع من التكاليف بالنسبة لإجمالي كلفة البئر على اليابسة في الولايات المتحدة الأمريكية عام 2014، حيث تصل كلفة الحفر إلى نحو ثلث الكلفة الإجمالية للبئر.

الشكل 5: تكاليف البئر على اليابسة في بعض المنظومات الأمريكية عام 2014



المصدر: EIA، 2016

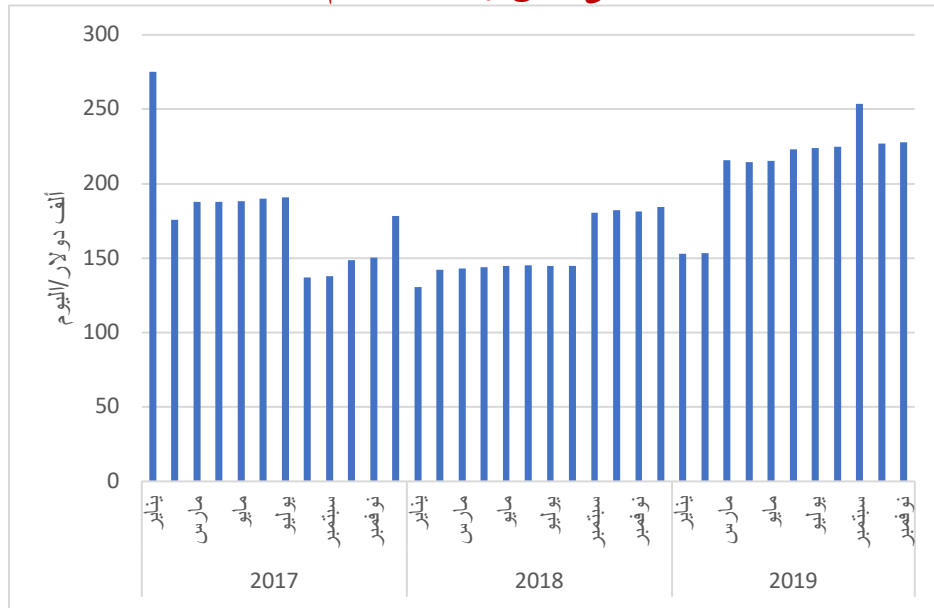
وهنا قد يكون من المفيد معرفة عدد الآبار التي تحفر سنوياً للوقوف على صورة أولية مبسطة عما يمكن للتكاليف أن تصل إليه، فعلى سبيل المثال بلغ عدد آبار النفط والغاز المحفورة في مقاطعة ألبرتا الكندية 2241 بئراً وذلك خلال عشرة أشهر من عام 2019، منها 617 بئراً للغاز (558 تطويرية، و59 استكشافية)، و1624 بئراً للنفط (1381 تطويرية، و243 استكشافية)⁸.

كما يمكن النظر في هذا المقام إلى التكلفة اليومية لمنصات الحفر، ومنها على سبيل المثال تلك التي تعمل في المياه ذات الأعماق السحيقة التي تزيد عن 2286 م (7500 قدم)، حيث يبين الشكل 6 أن الكلفة اليومية للمنصة شبه الغاطسة* تراوحت بين 137-275 ألف دولار في اليوم عام 2017، وبلغت وسطياً نحو 156 ألف دولار عام 2018، بينما بلغ الكلفة الوسطية خلال أحد عشر شهراً من عام 2019 نحو 212 ألف

* Semisubmersible

دولار في اليوم⁹. ومن ذلك يتبين أن حدوث مشكلة أثناء الحفر تعني الحاجة إلى وقت إضافي لإنجاز العمل، وهذا الوقت يكافئ خسائر بمئات آلاف الدولارات يومياً. لذلك تعمل الشركات كل ما في وسعها لمنع حدوث مشاكل الحفر أو على الأقل الحد منها قدر الإمكان.

الشكل 6: الكلفة اليومية لمنصة الحفر شبه الغاطسة
على أعماق تزيد عن 2286 م



المصدر: IHS Markit، 2020

أولاً: المشاكل المرتبطة بتشكيلة الحفر

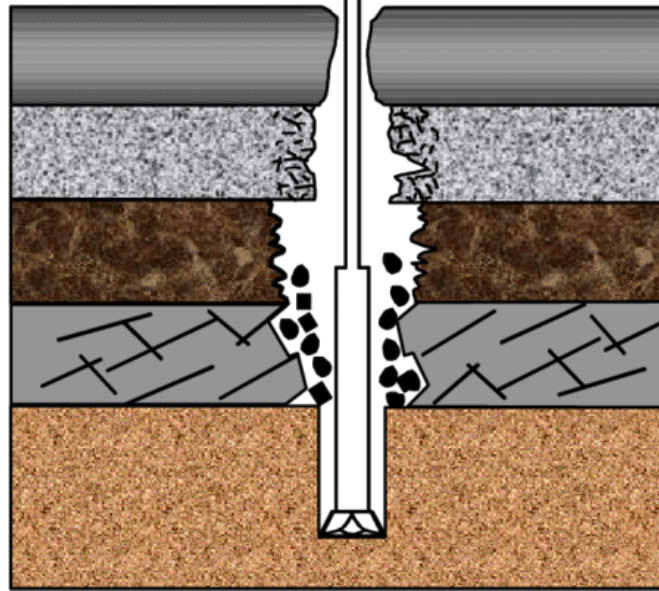
تتكون تشكيلة الحفر Drill Stem عادة من ثلاثة أجزاء: مجموعة قاع البئر Bottomhole assembly، وأنبوب انتقالي يتكون في معظم الأحيان من أنابيب حفر ثقيلة، ورأس حفر. تعتبر هذه التشكيلة العمود الفقري لعملية الحفر، إذ يجب أن تعمل بشكل متوائم مع نظام سائل الحفر. مجموعة قاع البئر هي الجزء السفلي من تشكيلة الحفر التي تتصل مع رأس الحفر، ويمكن لها أن تضم أعمدة الحفر Drill Column، وأطواق الحفر Collar، والمركزات Centralizer، ووصلة رأس الحفر، ورأس الحفر نفسه. كما قد تحتوي على مطارق هيدروليكية Jars، وعلى معدات قياسات كهربائية، وغيرها من الأدوات. هذه المكونات يمكن أن تتغير أطوالها وأقطارها وترتيبها وفقاً لظروف كل بئر، إذ أن كل عملية حفر تعتبر تحدياً فريداً من نوعه حيث تتغير التضاريس السطحية والتكوينات المحفورة والعوامل البيئية، وهذا ما يزيد من صعوبة الحفاظ على أداء جيد سواء لسرعة تقدم الحفر، أو لصلاحية المعدات المستخدمة، أو لديناميكية عملية الحفر عموماً. ولما كانت الصناعة البترولية كغيرها من الصناعات تهدف إلى تحقيق عائد مجدٍ على الاستثمارات، فإن تفهم المشاكل أو محاولة الحد من حدوثها يمثل هدفاً في غاية الأهمية.

1-1 عدم ثبات جذع البئر Wellbore Instability

على عكس العديد من الصناعات المعروفة، فإن العاملين في الصناعة البترولية يؤدون عملهم ضمن شروط وبيئات خاصة جداً لا تتوفر فيها دوماً كافة البيانات المطلوبة، لذلك واجهت عمليات الحفر منذ فجر وجودها مشكلة عدم ثبات (استقرار) جذع البئر. يمكن تبسيط هذا المفهوم بالقول إن عدم ثبات جذع البئر يعني تغير قطر البئر بالمقارنة مع قطر رأس الحفر المستخدم، سواء بالزيادة أو بالنقصان. يؤدي ظهور هذه الحالة إلى حدوث العديد من المشاكل، مثل عدم تنظيف حفرة البئر بشكل جيد، أو ظهور تكهفات في جدران البئر، أو تراكم الفتات في الفراغ الحلقي Pack-off وتشكل سدادة تؤثر على دوران سائل الحفر، أو تمنع إنزال أنابيب التغليف أو تحد من القدرة على إجراء عملية السمنتة، أو تؤدي إلى تعثر إجراء القياسات الكهربائية البئرية. وربما يصل الأمر أحياناً إلى هجر جزء كامل من البئر، أو ربما هجر البئر كلياً. وبطبيعة الحال فإن الأثر الرئيسي سيتمثل في ازدياد الوقت غير المنتج

NPT*، وفي ارتفاع التكاليف، حيث تنفق الصناعة البترولية نحو 1 مليار دولار سنوياً على حل مشكلة عدم ثباتية جذع البئر¹⁰، ويقدر أن 30% من التكاليف الإضافية خلال عملية الحفر تنفق عملياً على حل مشاكل عدم ثباتية جذع البئر¹¹. يوضح الشكل 7 تخطيطاً لمشكلة عدم ثبات جذع البئر، حيث يبين مناطق تغير القطر (بالزيادة أو النقصان)، ويبدو فيه كيف تتراكم الفتات وقطع الصخور لتشكل جسراً قد يمنع دوران سائل الحفر أو يسبب استعصاء الأنابيب¹².

الشكل 7
شكل تخطيطي لعدم ثبات جذع البئر



المصدر: Hawks and McLean، 2000

1-1-1 أسباب عدم ثبات جذع البئر

يمكن أن تظهر هذه المشكلة خلال الحفر، أو خلال أي مرحلة أخرى، مثل عمليات الإكمال أو الإصلاح، أو إحياء البئر Stimulation. ونظراً لأن مشكلة عدم الثبات تصبح أكثر تعقيداً مع تقدم الوقت بين اكتشاف المشكلة وحلها، فإن العامل الرئيسي في مواجهة هذا النوع من المشاكل يتمثل في اكتشافها من خلال بعض المؤشرات التي يمكن ملاحظتها خلال الحفر، وعموماً تصنف أسباب ظهور هذه المشكلة ضمن ثلاثة أنواع رئيسية¹³:

* Non-Productive Time

- 1- أسباب ميكانيكية: بسبب الاجهاد المسلط على الصخور من خلال وزن مجموعة الحفر، وتظهر هذه المشكلة عندما يتجاوز الإجهاد حدود قدرة الانضغاط Compress أو الشد Tensile للصخر. حيث يتكسر الصخر نتيجة الانضغاط بسبب إجهاد القص عندما يكون الوزن النوعي للسائل الحفر منخفضاً، بينما يحدث التكسر نتيجة الشد عندما يكون الوزن النوعي للسائل مرتفعاً.
 - 2- الحث: بسبب دوران سائل الحفر وما يحمله من فتات.
 - 3- أسباب كيميائية: بسبب تماس التشكيلات المحفورة مع الموائع في جذع البئر.
- كما يمكن تصنيف الأسباب إلى نوعين آخرين حسب منشئها، كما هو موضح في **الجدول 3** الذي يبين بعض العوامل الطبيعية في الصخور التي لا يمكن التحكم بها، والعوامل الخارجية التي يمكن التحكم بها من قبل طاقم الحفر¹⁴.

الجدول 3: بعض أسباب ظهور مشكلة عدم ثبات جذع البئر

عوامل طبيعية	عوامل خارجية
الشقوق والفوالق	كثافة سائل الحفر
الإجهاد التكتوني في الطبقات	ميل البئر
التشكيلات الصخرية المتحركة	تدرج الضغط
الطبقات ضعيفة التماسك	تركيب سائل الحفر
McLellan، 1994	

ويمكن أن يضاف إلى ذلك عوامل خارجية أخرى، مثل ارتطام تشكيلة الحفر بجدران البئر عند إنزالها أو سحبها بسرعة كبيرة.

يبين **الجدول 4** أهم المؤشرات على حدوث هذه المشكلة مصنفة كمؤشرات مباشرة ومؤشرات غير مباشرة.

الجدول 4: بعض مؤشرات حدوث مشكلة عدم ثبات جذع البئر

مؤشرات مباشرة	مؤشرات غير مباشرة
توسع حفرة البئر	ارتفاع عزم اللي وارتفاع الاحتكاك
تضييق حفرة البئر	صعوبة رفع أو إنزال الأنابيب
ارتفاع كمية الفتات بشكل كبير	ارتفاع الضغط الدوراني لسائل الحفر
تكهفات قريبة من السطح	استعصاء الأنابيب
تغير حجم سائل الحفر بعد رفع وإنزال الأنابيب	اهتزاز الأنابيب بشكل ملحوظ
	انحراف الأنابيب عن المسار المخطط
	انخفاض جودة القياسات البئرية
	عدم القدرة على إجراء القياسات الكهربائية البئرية نهائياً
	تسريب غاز من الفراغ الحلقي كنتيجة لسوء نوعية السمنتة
	استناد الأنابيب
McLellan، 1994	

ومن الهام التنويه هنا إلى أن بعض المؤشرات التي يتضمنها الجدول السابق قد تكون ناتجة عن أسباب أخرى لا علاقة لها بعدم ثبات جذع البئر، فاهتزاز أنابيب الحفر بشدة على سبيل المثال قد ينتج عن عدم تبني خطة حفر صحيحة مثل وضع حمولة كبيرة على رأس الحفر، أو بسبب عطل ميكانيكي في أحد أقسام مجموعة الحفر. أي أنه لا بد من الدقة في تحرّي المؤشرات، وهو أمر يرتبط بالخبرة إلى حد كبير، كما يرتبط بجودة ونوعية المعدات والأجهزة المستخدمة على منصة الحفر. وبالرغم من الأسباب والمؤشرات المذكورة، فإن تحديد السبب الرئيسي لظهور مشكلة عدم ثبات جذع البئر يبقى أمراً في غاية الصعوبة، فيمكن مثلاً للتغيرات الفيزيائية والكيميائية التي تصيب الصخور الغضارية عند تلامسها مع سائل الحفر أن تسبب ارتفاع ضغط المسام قرب جذع البئر، مع ما يتبع ذلك من انتفاخ هذه الصخور وتخلخلها وفقدان ثباتيتها.

1-1- 2 التعامل مع مشكلة عدم ثبات جذع البئر

كان من المعتاد سابقاً أن تتم محاولة حل مشكلة عدم ثبات جذع البئر على أساس التجريب، مثل تغيير مؤشرات الحفر وانتظار النتائج، وهي طريقة كانت تنجح في الوصول إلى الحل أحياناً، لكنها تستهلك الكثير من الوقت، كما أنها لا توفر الحل النهائي للمشكلة ككل، وهذا ليس بالمستغرب إذ لا يوجد حل واحد طالما أن كل بئر تمثل حالة فردية وتتطلب منهجية تعامل متميز، فكما ذكر سابقاً، تختلف ظروف كل بئر من الناحية الليثولوجية، ومن ناحية خواص الصخور المحفورة وظروف الإجهاد فيها، والتغيرات التكتونية المحلية مثل الصدوع والشقوق والفوالق، وغيرها، ناهيك عن عمق البئر ومسارها، وسمتها، وميلها.

يتم عملياً تحليل الأسباب المؤدية إلى ظهور المشكلة في بئر ما، ومحاولة تفاديها في الآبار التالية. ويمكن توضيح ذلك من خلال مثال من الصين¹⁵، حيث ظهرت مشكلة عدم ثبات جذع البئر خلال حفر بئر استكشافية في بحر الصين الجنوبي، مما استدعى إجراء دراسة للمشكلة لتفهم أسبابها ضمن مسعى لتطوير ونمذجة برنامج الحفر للآبار اللاحقة. تم في البداية بناء نموذج أرضي ميكانيكي MEM*، للبئرين، مع تحليل بيانات الحفر وذلك بهدف توصيف مشكلة عدم الثبات التي ظهرت. وللتأكد من دقة النموذج الذي تم بناؤه، جرت مقارنة توقعات عدم الثبات الناتجة من النموذج، مع مؤشرات عدم

* Mechanical Earth Model

الثبتان التي تم الحصول عليها من بيانات الحفر اليومية ومن قياسات تغير قطر البئر، وقياسات المقاومة المجهريّة Microresistivity*. ثم استخدمت الخواص الجيوميكانيكية من البئرين المحفورين لتوصيف الخواص المتوقعة في البئر الثالثة التي حُدد موقعها بينهما. سمحت هذه الطريقة بالحصول على بيانات عن المخاطر المتوقع حصولها في البئر الثالثة، كما سمحت باستمداد البيانات Propagating لرسم خريطة تتضمن دليل إرشادات شامل للمخاطر المتوقعة ضمن نطاق العمل.

1-2 استعصاء الأنابيب Pipe Sticking

تعد هذه المشكلة من أكثر المشاكل شيوعاً أثناء الحفر حيث تحدث في 15% من الآبار، ويوصف الأنبوب بأنه مستعصٍ أو عالق إذا لم يعد من الممكن تدويره أو سحبه أو دفعه نحو الأسفل دون الإضرار بتشكيلة الحفر. تتسبب هذه المشكلة في زيادة الزمن الضائع خلال عملية الحفر، وهو زمن يختلف حسب نشاط عمليات الحفر في كل شركة، فعلى سبيل المثال ساهمت عمليات الاستعصاء بنحو 25% من الزمن غير المنتج في شركة أرامكو السعودية في عام 2010¹⁶.

توجد عدة مؤشرات يمكن اعتبارها بمثابة الإنذار المبكر لحالات الاستعصاء، مثل:

- ارتفاع عزم اللي Torque، وهو ما يمكن مراقبته من غرفة التحكم في منصة الحفر.
- وجود نطاقات ضيقة عند رفع أو إنزال الأنابيب، وهو ما يمكن ملاحظته من خلال مراقبة الحمولة في غرفة التحكم.
- فقدان (تهريب) سائل الحفر جزئياً أو كلياً، وهو أمر يمكن ملاحظته من خلال تغير مستوى سائل الحفر في الخزانات الخاصة به.

1-2-1 أنواع استعصاء الأنابيب

يقسم استعصاء الأنابيب إلى نوعين رئيسيين:

1- الاستعصاء التفاضلي:

ويسمى أيضاً بالالتصاق المتباين Differential Sticking، وينتج عادة عندما يكون الضغط الهيدروستاتيكي لعمود سائل الحفر ضمن البئر أعلى بكثير من ضغط التشكيلة

* نوع من القياسات الكهربائية البئرية يقيس المقاومة في المنطقة المجتاحة بسائل الحفر، ويحدد المناطق النفوذة على جدران البئر ضمن كعكة الحفر.

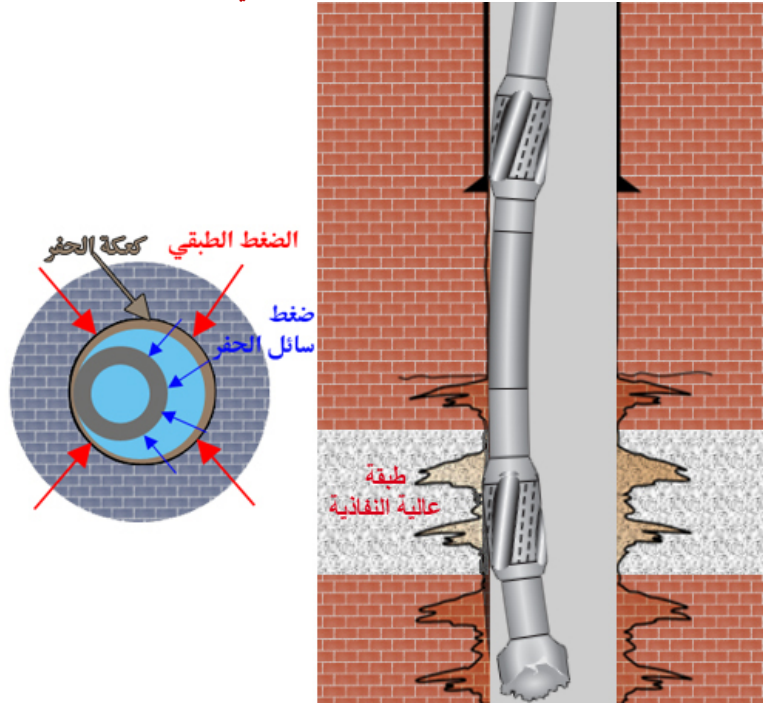
المحفورة*، وفي حالة المرور عبر تشكيلة مرتفعة النفاذية، فإن أنبوب الحفر سوف يُدفع من قبل سائل الحفر نحو جدار البئر، حيث يمكن له أن يعلق في كعكة الحفر† كما هو مبين في الشكل 8. وفي هذه الحالة لا يمكن رفع أو إنزال أنابيب الحفر، إنما يبقى سائل الحفر قابلاً للدوران لأن الالتصاق يكون جزئياً من جهة واحدة من الأنابيب. يحدث هذا الاستعصاء نتيجة لعدة عوامل، أهمها:

- ✓ الحفر ضمن تشكيلة مرتفعة النفاذية.
 - ✓ تكوّن كعكة حفر سميكة.
 - ✓ وجود أنبوب الحفر على تماس مع كعكة الحفر، وهذا عادة ما يحدث عند ميل جذع البئر عن الوضع العمودي (الشاقول).
 - ✓ وجود فرق ملحوظ بين الضغط الهيدروستاتيكي وضغط الطبقة المحفورة.
 - ✓ التوقيفات في عملية الحفر.
 - ✓ عدم كفاءة دوران سائل الحفر بين الأنابيب والكعكة المتشكلة حيث تصبح الكعكة وكأنها عازل للضغط عند توقف الأنابيب عن الحركة¹⁷.
- وتشير الخبرة العملية إلى أنه من الصعب إلغاء حدوث حالة الاستعصاء التفاضلي بشكل كامل.

* يكون ضغط العمود الهيدروستاتيكي لسائل الحفر أعلى من ضغط الطبقات المخترقة عملياً في كل حالات الحفر باستثناء الحفر تحت ضغط أقل من ضغط التوازن.

† كعكة الحفر (Mud Cake) تنتج عن تسرب سائل الحفر نحو التشكيلة المحفورة، وتجمع الطين على جدار البئر.

الشكل 8: الاستعصاء التفاضلي



أوابك، 2020

2- الاستعصاء الميكانيكي

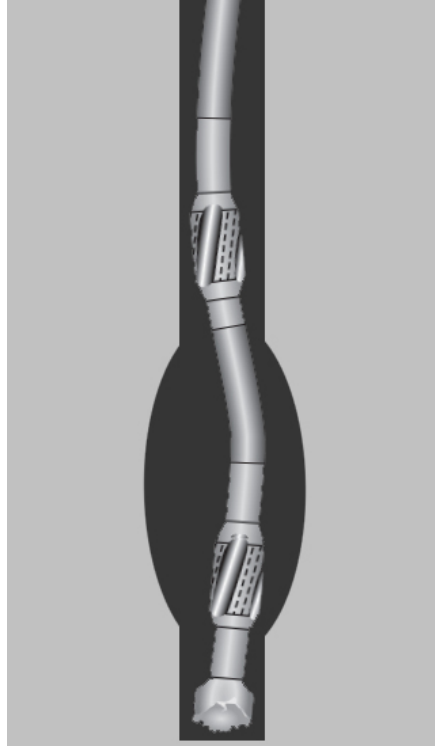
ويسمى أيضاً الالتصاق الميكانيكي Mechanical Sticking، ويحصل لعدة أسباب، من أهمها:

- ✓ تراكم فئات الحفر نتيجة عدم كفاءة التنظيف، أو توقف الدوران لفترة طويلة مما يساهم بترسب فئات الحفر في حالة عدم تجانس خواص سائل الحفر. أو نتيجة لنمو كعكة الحفر خاصة عند الطبقات مرتفعة النفاذية.
- ✓ عدم ثباتية جدران البئر، وحدوث التكهف أو زحف* الصخور الغضارية أو الملحية أو تحرك الأسفلت باتجاه جذع البئر.
- ✓ استناد الأنابيب إلى جدار البئر Key Seating، وهي ظاهرة تحدث غالباً عند حفر طبقات مختلفة في الصلابة، حيث يميل رأس الحفر نحو الطبقة الأقل صلابة مسبباً انحراف أنابيب الحفر عن الوضع العمودي واصطدام نطاق معين منها بجدار البئر، فتظهر في هذه الحال قوة أفقية خلال دوران الأنابيب تساهم بدورها في دفع الجزء المنحني من نحو جدار البئر، لينتج عن ذلك تآكل في

* تتحرك الصخور الغضارية نتيجة تشبعها بالماء خلال تماسها مع سائل الحفر، كما أن الصخور الملحية يمكن أن تتهدم بسبب ذوبان جزء منها خلال الحفر، ويمكن للأسفلت الزحف نحو جذع البئر بسبب لزوجه المرتفعة.

الأنابيب وتآكل في جدار البئر أيضاً جرى التعارف عليه في الصناعة البترولية باسم قدم الكلب* Dog Leg، كما هو مبين في الشكل 9.

الشكل 9: استناد الأنابيب إلى جدار البئر



أوابك، 2020

ويبدو أن حالات الاستعصاء الميكانيكي أكثر شيوعاً وانتشاراً من حالات الاستعصاء التفاضلي، فعلى سبيل المثال شكلت حالات الاستعصاء الميكانيكي 69.5% من إجمالي حالات الاستعصاء في شركة أرامكو السعودية في عام 2009، مقابل 30.5% من حالات الاستعصاء التفاضلي.

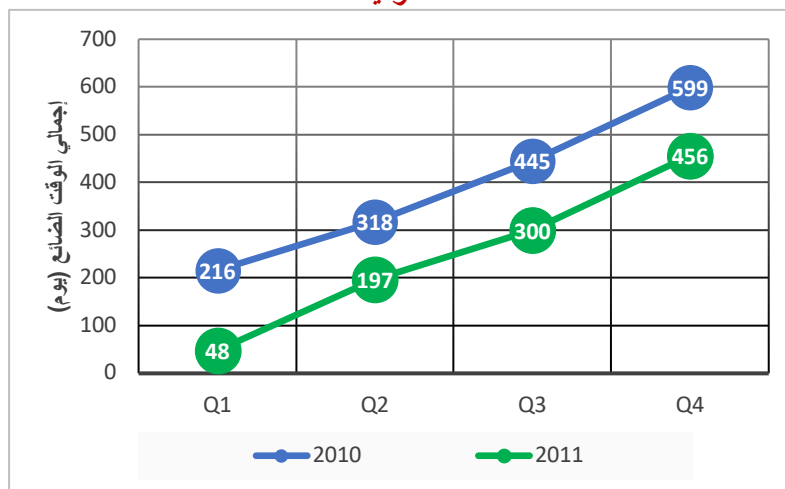
وبهدف الحد من حدوث حالات الاستعصاء وبالتالي الحد من تكلفة عمليات الاصطياد، فقد شكلت أرامكو السعودية عام 2010 فريقاً خاصاً ضم خبراء من إدارتي الحفر والإكمال، حيث عمل الفريق على تطوير استراتيجيات تبحث في جذر الأسباب المؤدية

* هناك عدد كبير من التسميات المتعارف عليها في الصناعة البترولية ترتبط بأسماء الحيوانات، ومنها على سبيل المثال عنق الإوزة Gooseneck وهو يمثل جزءاً من خرطوم نقل سائل الحفر باتجاه أنابيب الحفر، ومنها القط البرّي Wild Cat وهي البئر التنقيبية، وهناك الكثير من هذه الأمثلة.

لهذا النوع من المشاكل، وقد نظر الفريق إلى العديد من النقاط المتعلقة بهذا الموضوع، ومنها على سبيل المثال:

- ✓ الطرق المثلى لتجنب عمليات الاستعصاء.
 - ✓ المنظور الاقتصادي لسيناريوهات اصطيايد الأنابيب المستعصية مقابل حفر جذع جانبي وهجر الأنابيب المستعصية. حيث تنص سياسة أرامكو على إلغاء محالات اصطيايد الأنابيب المستعصية إذا كانت كلفة عملية الاصطيايد ستبلغ نصف تكلفة حفر جذع جانبي
 - ✓ زيادة خبرة طواقم الحفر عن طريق دورات تدريبية مكثفة.
 - ✓ رفع درجة الوعي والمعرفة فيما يتعلق بمنع حدوث الاستعصاء.
 - ✓ تخفيض زمن الاستجابة لمعالجة المشكلة من 60 ساعة، إلى 24 ساعة.
 - ✓ مراجعة تصميم مجموعة قاع البئر بهدف رفع كفاءة تنظيف البئر، وتحديد الموقع الأمثل للمطارق الهيدروليكية Jars.
- ونتيجة لعمل هذا الفريق، شهدت عمليات الحفر في أرامكو انخفاض عدد حالات الاستعصاء من 214 حالة عام 2010، إلى 188 حالة عام 2011، كما انخفض معدل ساعات العمل الضائعة في كل حالة بمعدل 14%. ويبين الشكل 10 المنحنى التراكمي للزمن الضائع في حالات استعصاء الأنابيب قبل وبعد الإجراءات التي تبنتها أرامكو، حيث يظهر جلياً تراجع الوقت الضائع بشكل ملحوظ¹⁸.

الشكل 10: إجمالي الوقت الضائع نتيجة حالات الاستعصاء في أرامكو السعودية



1-2-2 التعامل مع مشكلة استعصاء أنابيب الحفر

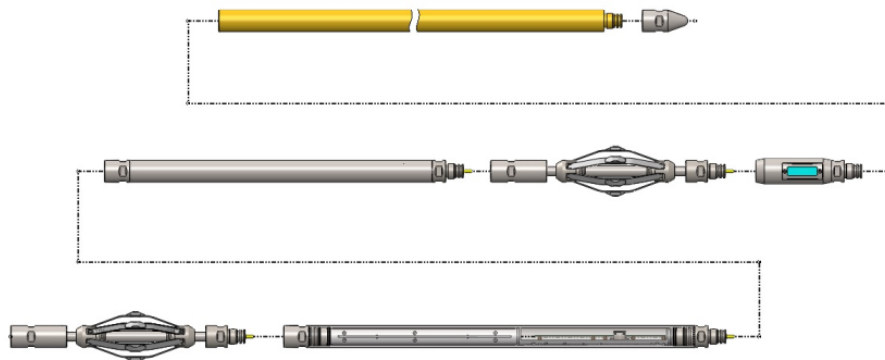
عند التعامل مع هذا النوع من المشاكل، فإن الخطوة الأولى تتمثل في تحديد العمق الذي حصل عنده الاستعصاء، وهذا يجري عادة بطريقتين، إما بالقياس المباشر، أو بالحسابات.

أ- طريقة القياس المباشر

يعتمد القياس المباشر على استخدام أجهزة قياسات كهربائية يتم إنزالها ضمن أنابيب الحفر إلى عمق تقديري، ثم تغيير هذا العمق حسب النتائج، حيث تجري محاولة سحب وتدوير الأنابيب، فتسجل هذه الأجهزة التغيرات التي تحدث على الأنابيب نتيجة عزم الشد وعزم اللي، وكون الجزء الملتصق من الأنابيب غير قابل للحركة، فيمكن تحديد العمق الذي لا تتأثر عنده الأنابيب بمحاولات الشد والتدوير.

وهناك أجهزة أخرى تعمل على قياس تغير الأمواج الصوتية في الأنابيب، أو تقيس ترابط الاسمنت في حالة حدوث الاستعصاء ضمن الآبار المبطنة. يبين الشكل 11 تخطيطاً لأحد أجهزة تحديد النقطة الحرة Free Point Indicator، من إنتاج شركة DHT، والذي يعتمد على قياس تغير المجال المغناطيسي¹⁹ ضمن أنابيب الحفر، ويتراوح قطره الخارجي بين 35-43 ملم*.

الشكل 11: مخطط لأحد أجهزة تحديد عمق الاستعصاء



المصدر: DHT Specialists

* يختلف قطر الجهاز المستخدم باختلاف القطر الداخلي لأنابيب الحفر، وبحسب مواصفات معد البترول الأمريكي API، فإن أصغر قطر داخلي متعارف عليه لأنابيب الحفر يبلغ 41.275 ملم.

تتميز هذه الطريقة بدقتها النسبية في تحديد عمق الاستعصاء أو الالتصاق، لكنها من جهة أخرى مكلفة ومستهلكة للوقت، وتحتاج لمعدات خاصة. وهذا ما يجعل طريقة استخدام الحسابات لتحديد عمق منطقة الاستعصاء أكثر شيوعاً.

ب- طريقة الحسابات

تعتمد هذه الطريقة من حيث المبدأ على شد أنابيب الحفر بقوة تساوي وزنها في سائل الحفر قبل الاستعصاء، ثم شدها بقوة تزيد عن هذا الوزن بمقادير محددة (10 طن، 20 طن، الخ) بحيث لا تتجاوز قوة الشد حدود قدرة الأنابيب على التحمل. ومن خلال تحديد مدى استطالة الأنابيب خلال تعرضها للشد، يتم تطبيق معادلة حسابية خاصة (معادلة Hooke)* يدخل فيها مقدار الاستطالة، وثابت الاستطالة الذي يعتمد على نوع ووزن وقطر الأنابيب المستخدمة، وبذلك يمكن تحديد الطول الحر من الأنابيب. ورغم بساطة هذه الطريقة مقارنة بطريقة القياسات، إلا أنها لا تعطي الطول الحر (غير المستعصي) بشكل دقيق، وذلك لأنها لا تأخذ في الحسبان الاحتكاك الذي تتعرض له الأنابيب داخل البئر. وربما يكون الخطأ الناتج في الحسابات عن عدم أخذ الاحتكاك بعين الاعتبار مقبولاً في حالة الآبار العمودية، لكن الوضع يختلف كثيراً في حالة الآبار الأفقية أو الموجهة. كما أن هذه الطريقة لا تأخذ بعين الاعتبار قوة الطفو Buoyancy وغيرها من القوى التي تؤثر على تشكيلة الحفر. لذلك تظهر من حين لآخر معادلات جديدة تحاول أن تأخذ كل المتغيرات بعين الاعتبار في محاولة للوصول إلى رقم دقيق يبين طول الجزء الحر من تشكيلة الحفر.

يساهم تحديد عمق الالتصاق في معرفة سبب استعصاء الأنابيب، بعد ذلك تلجأ الشركات عادة إلى اتخاذ عدة إجراءات لمحاولة حل الاستعصاء، ومن بينها:

- 1- تخفيض الضغط الهيدروستاتيكي في البئر: عن طريق خفض الوزن النوعي لسائل الحفر، والذي سيخفض الضغط التفاضلي. لذلك يراعى بقاء الضغط الهيدروستاتيكي أعلى من الضغط الطبقي، وفي بعض الحالات يجري تخفيض الضغط الهيدروستاتيكي إلى أقل من الضغط الطبقي بحيث يمكن للموائع الطباقية أن تدخل إلى البئر وتساعد في حل الاستعصاء، لكن هذه الطريقة قد تسبب مشاكل في التحكم بالبئر، ويتم استخدامها بحذر شديد مع مراقبة كمية سائل

* معادلة أو قانون Hooke هي معادلة تدرس العلاقة الخطية بين مرونة الجسم واستطالته (أو انضغاطه) وبين القوة المطبقة عليه.

الحفر في الخزانات والانتباه لارتفاع هذه الكميات والذي يكون مؤشراً على تدفق موائع طبقية نحو البئر نتيجة انخفاض الضغط الهيدروستاتيكي.

2- ضخ موائع مزلفة Spotting Fluids، (مثل مزيج منشطات التوتر السطحي مع الديزل أو النفط الخام أو سائل حفر ذو أساس زيتي) بهدف تفكيك أو إذابة كعكة الحفر للمساعدة على تحرير الأنابيب. ويبدو أن آلية عمل هذا النوع من الموائع تتركز على²⁰:

- ✓ تخفيض القوى الشعرية Capillary Forces التي تساعد على التصاق الأنابيب بجدار البئر.
- ✓ التغلغل في كعكة الحفر وسحب الماء منها مما يساعد على تفتتها.
- ✓ تخفيض طول مجال الالتصاق بين الأنابيب وجدار البئر.
- ✓ تخفيض قوى السحب اللازمة لتحرير الأنابيب.
- ✓ تزييت الأنابيب لتقليل الاحتكاك بينها وبين نطاق الاستعصاء.

ثم يتم اللجوء إلى محاولة تحريك الأنابيب نحو الأعلى والأسفل، كما تستخدم المطارق الهيدروليكية أو الميكانيكية لتوليد قوة تحريك نحو الأعلى أو الأسفل*. وفي حالة الصخور الملحية يجري ضخ الماء العذب أولاً بإذابة جزء من الصخور التي تسبب الاستعصاء.

ج- قطع الأنابيب

في حال فشل كل الطرق وعدم التمكن من تحرير الأنابيب، يتم قطعها وسحب الجزء الحر منها، ومحاولة اصطياذ الجزء المتبقي في البئر، أو طحنه برؤوس حفر خاصة ومتابعة الحفر، أو يتم إنشاء جسر اسمنتي وحفر جذع جانبي بعيداً عن منطقة الاستعصاء ثم العودة إلى المسار الأصلي للبئر، وفي الحالات الصعبة يمكن هجر البئر تماماً، ذلك إن قطع الأنابيب ليس بالإجراء السهل أو السريع، ويتم بعدة طرق:

1- استخدام شحنة متفجرة:

بعد تحديد الجزء الحر من الأنابيب عن طريق القياس المباشر أو عن طريق الحسابات، يتم إنزال شحنة تفجير مقابل النقطة الحرة من الأنابيب، مع شد

* يتم تحديد اتجاه عمل المطرقة بحيث يكون معاكساً لحركة تشكيلة الحفر عند حدوث الاستعصاء، فإن حدث الاستعصاء خلال سحب التشكيلة يتم الطرق نحو الأسفل، والعكس بالعكس.

مجموعة الحفر وفي نفس الوقت يجري تطبيق عزم دوران محدود القيمة بعكس اتجاه عقارب الساعة*، حيث يقدر تجريبياً ضرورة لف الأنابيب نصف أو ثلاثة أرباع الدورة لكل 330 م بالنسبة لأنابيب الحفر، ودورة وربع أو دورة ونصف لأنابيب الإنتاج، وربع دورة بالنسبة لأنابيب التغليف. ثم يتم الانتظار لفترة كافية لانتقال عزم اللي إلى النقطة الحرة من الأنابيب ليجري بعدها تفجير الشحنة، ويكون انخفاض الحمولة المفاجئ على الخطاف Hook Load مؤشراً على قطع الأنابيب²¹.

2- الطريقة الكيميائية:

تستخدم في هذه الطريقة شحنات متفجرة صغيرة ترسل كمية من المواد الأكالة عالية الفاعلية بحيث تسبب تآكلاً شبه فوري بشكل دائري منتظم في الأنابيب المستعصية²².

3- الطريقة الميكانيكية:

وهي من التقنيات الحديثة التي تستخدم فيها أداة خاصة تنزل ضمن الأنابيب وتعمل على قصّها بشكل منتظم، ويساهم الشكل المنتظم للقطع في تسهيل عملية الاصطياد.

يوضح الشكل 12 أداة القطع من شركة Baker Hughes²³، ويلاحظ أن فيها قرصاً دوّاراً ناتئاً يدور بسرعة عالية ليؤمن عملية القطع، وتسمح الأذرع المرفقة بالأداة باستنادها إلى الجدار الداخلي للأنابيب التي يجري قطعها.

الشكل 12
توضيح لأداة قطع الأنابيب المستعصية



المصدر: Baker Hughes، بدون تاريخ

* كما هو الحال عند فك الأنابيب عن بعضها.

مثال: حل استعصاء تفاضلي

خلال حفر أحد الآبار في كندا* حدث ارتفاع مفاجئ في الضغط داخل البئر نتجت عنه ركلة Kick في تشكيلة الحفر†. تم رفع الكثافة النوعية‡ لسائل الحفر من 1.32 إلى 1.4 في محاولة للسيطرة على الضغط المفاجئ، لكن الضغط استمر بالارتفاع، فتم رفع الكثافة النوعية إلى 1.67، وعندها حصل استعصاء تفاضلي للأنابيب²⁴.

لحل المشكلة جرى حقن 36 متر مكعب من نפט كثافته النوعية 0.9 في الفراغ الحلقي، مما خفض الكثافة النوعية للسائل على قاع البئر إلى 1.37، وتبع ذلك حقن نفس سائل الحفر ذي الكثافة النوعية 1.67، وهذا ما جعل الضغط داخل البئر أقل من ضغط الطبقات المحفورة، وسمح للموائع الطباقية بالتدفق نحو البئر، حيث تقرر أن ارتفاع حجم سائل الحفر في الخزانات Pit Gain بنحو 5 متر مكعب يقع ضمن الحدود الآمنة للعمل.

جرت أربع محاولات لشد الأنابيب، وأتبعته بمحاولتين لتدوير الأنابيب مع الشد والطرق، حيث نجحت المحاولة الثانية في تحرير الأنابيب، وارتفع حجم سائل الحفر في الخزانات بحوالي 2.3 متر مكعب فقط خلال 18 دقيقة من العملية.

1- 3 عطب أنابيب الحفر Drillpipe Failure

يمكن تصنيف مشكلة عطب§ أنابيب الحفر إلى الأنواع التالية:

1- 3- 1 انقطاع الأنابيب نتيجة الفتل

يحصل انقطاع الأنابيب باللي أو الفتل Twist Off نتيجة كلل المعدن Fatigue أو نتيجة تطبيق عزم دوران مرتفع يتجاوز قدرة الأنابيب على التحمل. وربما لا تكون هذه الحال شائعة في الآبار العمودية، لكن الوضع يختلف في الآبار الأفقية حيث تتجاوز عزوم اللي المستخدمة أحياناً 11200 كغ قوة-متر، وهي قيمة يمكنها ثني وقطع الأنبوب إذا لم تُحسن اختيار نوعيته. وغالباً ما تتعرض الوصلات بين الأنابيب للانقطاع نتيجة تطبيق

* لم يذكر المصدر (شركة PRUITT) اسم الحقل أو البئر حفاظاً على الخصوصية.

† ركلة الأنابيب، هي دفعة مفاجئة لمجموعة الحفر نحو الأعلى تنتج غالباً عن اختراق جيب مرتفع الضغط في النطاق المحفور.

‡ الكثافة النوعية، هي النسبة بين كثافة مادة ما وكثافة الماء عند درجة حرارة 4° مئوية، وضغط جوي واحد. والكثافة النوعية تقدر بدون وحدات.

§ استخدمت تسمية عطب أنابيب الحفر كترجمة لكلمة Failure لأن الأنابيب أخفقت في تأدية المهمة المسندة إليها سواء بسبب انقطاعها أو تأكلها، أو تطبقها أو تهريبها، أو غير ذلك.

عزم لي مرتفع، ذلك أن هذه الوصلات تصمم حسب توصيات معهد البترول الأمريكي API بحيث تتحمل 80% من قدرة الأنابيب على تحمل عزم القتل.

يظهر عزم اللي الاحتكاكي Frictional Torque عندما لا يوجد انتظام في حركة مجموعة الحفر، مثل حالة تسارع (أو تباطئ) المنضدة الرحوية، وهنا تتسبب الاهتزازات الالتوائية Torsional Vibrations في دوران غير منتظم يؤدي لكل المعدن، وانقطاعه.

لتجاوز هذه المشكلة، يتم اللجوء لأنواع مختلفة من الأدوات التي تعمل على تخفيف الاهتزازات، ومنها على سبيل المثال أداة العزل التوافقي²⁵ Harmonic Isolation، (الشكل 13) وتركب قريباً من رأس الحفر، وهي أداة تشبه مثبتات الحفر، وتعمل على الحد من الاهتزازات العمودية والأفقية لمجموعة الحفر، وتتميز عن باقي الأدوات المستخدمة في هذا المجال بأنها لا تحتوي على نابض يخزن طاقة الاهتزازات، لكنها تحتوي على وصلة مفصلية ترتبط بطوق انضغاطي مطاطي مما يسمح بالتقاط الاهتزازات وتشتيتها. وتشير بعض الدراسات إلى أن استخدام هذه الأداة ساهم في رفع معدل تقدم الحفر بنسبة 20%.

الشكل 13: أداة العزل التوافقي للحد من اهتزاز مجموعة الحفر



المصدر: Frank's International، بدون تاريخ

وقد استخدمت شركة BP هذه الأداة في ضمن مقطع بئري بقطر 26 بوصة في أحد آبارها في بحر الشمال عام 2014، وتبين أن الاهتزازات منخفضة الشدة تراجعت بمعدل 15%، بينما تراجعت الاهتزازات متوسطة وعالية الشدة بمعدل 61 و 81% على التوالي²⁶.

ومن الأدوات المستخدمة في هذا المجال أيضاً أداة مقاومة الاحتكاك الانزلاقي Anti-Stick-slip Tool، التي تحد من اهتزازات الحفر. تعتمد هذه الأداة على قياس الطاقة الميكانيكية النوعية خلال عملية الحفر. ويضاف مستشعر باطني Sencor إلى مجموعة

قاع البئر يتلقى بيانات الاهتزاز ليحدد بشكل لحظي الطاقة الميكانيكية النوعية لمجموعة الحفر، وتستخدم هذه البيانات لإخماد الاهتزازات.

1- 3- 2 انفصال الأنابيب نتيجة إجهاد الشد

يحدث عندما يتجاوز إجهاد الشد Tensile قدرة الأنابيب على التحمل، وهو أمر قد يحصل عند محاولة حل استعصاء الأنابيب. يتم تحديد إجهاد الشد الأعظمي الذي يتحمله كل نوع من الأنابيب خلال عملية تصنيعه، وهي نقطة في غاية الأهمية عند تصميم مجموعة الحفر لتقدير الحمولة التي سيتعرض لها كل جزء من الأنابيب، حيث تعتبر كثافة الفولاذ عموماً 7850 كغ/المتر المكعب، وعادة ما يستخدم مُعامل أمان بحيث لا تتعرض الأنابيب لأكثر من 80-90% من حد الخضوع (اليونة أو القدرة على مقاومة إجهاد الشد).

1- 3- 3 انفجار أو تطبق الأنابيب

يحدث انفجار الأنابيب Burst نتيجة ارتفاع الضغط داخلها، وقد يحدث تطبق Collapse للأنابيب نتيجة ارتفاع الضغط خارجها²⁷، كما هو موضح في الشكلين 14 و 15. وهي حالة قليلة الحدوث، يتسبب بها إما استخدام سائل حفر بوزن نوعي مرتفع، أو فقدان الدوران تماماً، وغالباً ما تواجه حالة تطبق الأنابيب عند إجراء اختبارات الإنتاج عبر تشكيلة الحفر Drill Stem Test، لذلك يُعتمد معامل أمان بقيمة 1.125 لمواجهة احتمال تطبق المواسير، وعامل الأمان هذا هو النسبة بين قدرة المواسير على مقاومة التطبق، وبين ضغط التطبق.

الشكل 14

انفجار المواسير نتيجة الضغط الداخلي المرتفع



الشكل 15 تطبيق المواسير نتيجة الضغط الخارجي المرتفع



Myers، 2017

1- 3- 4 كلل المعدن الطبيعي

كلل المعدن Fatigue أو تعب المعدن هو ظاهرة ديناميكية تبدأ على شكل تشققات مجهرية تأخذ بالنمو بشكل مضطرد نتيجة الإجهادات المتتالية المطبقة على المعدن، أي أنها حالة موضعية قد لا تظهر عند الاستخدامات الأولى، لكن تكرار تعرض نقطة معينة من المعدن للإجهاد يؤدي إلى انقطاعه. وهي حالة تماثل ثني سلك معدني باليد لعدة مرات عند نقطة معينة حتى ينقطع، وهو ما يسمى بالإجهاد الدوري Cyclic Stress.

يعتبر كلل المعدن من أكثر الأسباب شيوعاً وراء انقطاع أنابيب الحفر، كما أن ترافق كلل المعدن مع وجود تآكل في الأنابيب يسرع من انقطاعها أكثر فأكثر. ينجم كلل المعدن في الأنابيب عن الإجهاد الدوري الناتج عن اهتزاز مجموعة الحفر، وحمولة الثني التي تظهر عند انحناء الأنابيب أو ارتكازها على جدار البئر.

1- 3- 5 الاحتكاك في البئر

وهناك عملياً سبب آخر لانقطاع الأنابيب هو ارتفاع الحرارة في جزء من الأنابيب نتيجة الاحتكاك، حيث يمكن لدرجة الحرارة أن تصل أحياناً إلى الحد الحرج للفولاذ (700°-815° مئوية) مؤدية إلى عطب الأنابيب. وقد ظهر هذا النوع من الحالات بعد استخدام المحرك العلوي Top Drive بدلاً عن الحفر الرحوي التقليدي، حيث ينتج المحرك العلوي عزم لي أعلى وسرعة دوران أكبر من المنضدة الرحوية. ساهم هذا

النوع من المحركات في زيادة قدرة منصات الحفر، لكنه في الوقت نفسه ساهم في ضغط تماسي أعلى بين مجموعة الحفر وبين جدران البئر وعند سرعة أعلى أيضاً. وتشير بعض الدراسات إلى عدة أمثلة عن هذه الحالة، منها عطب شرار* أنبوب حفر ثقيل Pin قطره الخارجي 5 بوصة، خلال وجود رأس الحفر على عمق 1981 م، ضمن بئر في مدينة فلسطين† في ولاية تكساس الأمريكية. وهذا ما تسبب بانقطاع أنبوب الحفر، وبقي جزء من وصلة الحفر فقط مع القسم الحر من الأنابيب (الشكل 16). تبين بالفحص المعدني Metallurgical أن معظم الجزء المقطوع من الوصلة كان مسطحاً، دون وجود مؤشر على تمزق بنيوي في جسم المعدن نفسه. ولوحظ أن الجزء الخارجي من الوصلة كان مصقولاً بنعومة وتظهر عليه بعض علامات الاهتراء، وتغطي سطح الوصلة طبقة سوداء متأكسدة. وبين الفحص المغناطيسي وجود صدوع ثانوية متفتتة، كما كانت قيم الصلابة Hardness مرتفعة جداً قرب الشقوق، وقريبة من القيم النظرية للصلابة في حال إسقاء‡ خليطة معدن الأنابيب.

الشكل 16: انقطاع وصلة أنبوب الحفر نتيجة الاحتكاك



2007، Hehn et al

* الشرار، الجزء الملحزن من وصلة أنبوب الحفر.
† نفس تسمية فلسطين المحتلة، لكنها مدينة في مقاطعة أندرسون ضمن ولاية تكساس.
‡ الإسقاء Quenching هي عملية لتقسية الخليطة المعدنية الفولاذية تتم برفع درجة حرارة الخليطة إلى ما فوق الحرارة الحرجة، ثم تبريدها بشكل مفاجئ، وهي ترفع صلابة المعدن لكنه يصبح قصيفاً هشاً عند تعرضه للإجهاد، لذلك يتم لاحقاً إحماءه أو إرجاعه Tempering عن طريق تسخينه إلى ما دون الحرارة الحرجة، وتركه يبرد بالتدريج.

عموماً، دلت جميع مؤشرات فحص الوصلة المعطوبة على أن المعدن قد تعرض لدرجة حرارة عالية جداً تجاوزت 835° مئوية، تسببت في هشاشة المعدن، بينما عمل سائل الحفر على تبريده، وأدى عزم الدوران إلى انقطاع الأنبوب²⁸.

1-3-6 التأثير السلبي للاهتزازات

تكرر التنويه فيما سبق إلى محاولة الحد من اهتزاز مجموعة الحفر، ذلك أنها مشكلة تعاني منها معظم الآبار، ويتضخم تأثيرها خلال الحفر في المغمورة، ربما بسبب الأعماق الأكبر، وبسبب عدم الثبات المطلق لمنصة الحفر التي تتأثر بحركة المياه. ويبدو أن الاكتشافات البترولية التي شهدتها العالم في المياه العميقة وشديدة العمق كان لها أثر في توجيه الأنظار نحو البحث عن حل أو على الأقل البحث عن طريقة لتقييم مدى تأثير الاهتزازات على عملية الحفر. وعدد هذه الاكتشافات ومكانها وحجمها ليس بالأمر البسيط إذ يتوقع لبعضها أن تساهم في تغيير خريطة إنتاج النفط في العالم، مثل الاكتشافات تحت طبقات الملح في البرازيل، أو اكتشافات النفط والغاز في الدول الأفريقية.

يمكن من خلال **الجدول 5** على سبيل المثال تبين أهمية المياه العميقة من خلال تتبع بيانات 65 اكتشافاً مرتبة حسب عمق الاكتشاف، تحققت في 23 دولة بين عامي 2015 و2019، منها 35 اكتشافاً في المياه العميقة (300-1500م) و30 اكتشافاً في المياه السحيقة (أكثر من 1500 م)، منها 42 اكتشافاً للنفط، و23 اكتشافاً للغاز.

الجدول 5: بعض الاكتشافات في المياه العميقة والسحيقة بين 2015-2019

الدولة	البئر	عمق المياه (م)	الاكتشاف
غيانا	Pluma-1	5030	نفط
ميانمار	Thalin-1A	3034	غاز
المكسيك	Nobilis-1	3000	نفط
موريتانيا	Ahmeyim-2	2800	غاز
غيانا	Ranger-1	2735	نفط
السنغال	Guembeul-1	2700	غاز
السنغال	Teranga-1	2700	غاز
موريتانيا	Tortue-1	2700	غاز
السنغال	Yakaar-1	2550	غاز
البرازيل	9-SES-187A	2533	نفط
موريتانيا	Marsouin-1	2400	غاز
تنزانيا	Mdalasini-1	2296	غاز
الولايات المتحدة	Fort Sumter	2152	نفط

الدولة	البنر	عمق المياه (م)	الاكتشاف
غيانا	Payara-2	2135	نفط
المغرب	CB-1	2135	غاز
قبرص	Calypso 1 NFW	2074	غاز
غيانا	Pacora-1	2066	نفط
قبرص	Glaucus-1	2063	غاز
غيانا	Payara-1	2029	نفط
غيانا	Yellowtail-1	1848	نفط
الولايات المتحدة	Yeti	1805	نفط
غيانا	Turbot-1	1802	نفط
غيانا	Tilapia-1	1783	نفط
غيانا	Liza-1	1743	نفط
فلسطين المحتلة	كريش شمال-1	1700	غاز
غيانا	Liza-2	1692	نفط
أنغولا	Agogo-1 NFW	1636	نفط
كولومبيا	Kronos-1	1584	غاز
الولايات المتحدة	Well No. 2	1580	نفط
غيانا	Snoek	1563	نفط
مصر	ظهر-1 X	1450	غاز
غيانا	Haimara-1	1399	غاز
أندونيسيا	Merakes-1	1372	غاز
غيانا	Jethro-1	1350	نفط
النرويج	3/12/6706	1287	غاز
النرويج	WC- 02/11/6706	1272	غاز
ماليزيا	Bestari-1 (wc)	1200	نفط
بريطانيا	b-25/204 Blackrock	1115	نفط
السنغال	SNE-2 (Appraisal)	1100	نفط
أنغولا	Ndungu-1 NFW	1076	نفط
غانا	Afina-1	1030	نفط
الصين	Lingshui 25-1-1	980	غاز
أستراليا	Isosceles-1	968	غاز
مصر	أتول-1	923	غاز
السنغال	FAN South-1	900	نفط
السنغال	SNE North-1	900	نفط
أنغولا	Afoxé-1 NFW	780	نفط
غيانا	Joe- 1	750	نفط
رومانيا	Lira-1X	700	غاز
النرويج	Owowo-3	576	نفط
نيجيريا	Owowo-3	576	نفط
بريطانيا	Zebedee	450	نفط
بريطانيا	14/20-1	450	نفط
النرويج	7324-6/1	449	نفط
الصين	LH20-2-1	390	نفط
النرويج	7220/6-2 R	387	نفط

الدولة	البئر	عمق المياه (م)	الاكتشاف
النرويج	S 17-10/660	380	نفط
النرويج	35/11-20 A	373	نفط
النرويج	6507/5-9 S	350	نفط
النرويج	Cara 36/7-4	349	نفط
النرويج	6506/11/10	342	غاز
النرويج	WC- 33/2-2 S	340	نفط
النرويج	Kayak	336	نفط
النرويج	S 18-8/34	335	نفط
كولومبيا	Boranda-2 ST	300	نفط

المصدر: إدارة الشؤون الفنية، أوابك، تتبع بيانات الاكتشافات في العالم.

ويمكن في هذا المجال النظر إلى تجربة البرازيل بعد اكتشافاتها البترولية تحت طبقات الملح في مناطق تجاوزت أعماق المياه فيها 2000 م، حيث تشكل طبقات الملح أحد أهم العوائق التي تقف في وجه التحاليل الجيوفيزيائية، وخاصة في المسوحات الزلزالية وتفسيرها. لكن التقدم الكبير في سرعة المعالجة العالية للبيانات وتقنيات تكديس القراءات Stacking والمسح الزلزالي ثلاثي الأبعاد، ساهمت في الحصول على صورة أكثر دقة للمكامن. كما ساهم التطور في تقنيات الحفر والتغليف في تشجيع العمل في مناطق من هذا النوع، حيث يعتبر الحفر خلال طبقات الملح أحد التحديات التي تواجهها الصناعة البترولية، إذ يتطلب هذا النوع من الحفر تقنيات وخطط معينة، بل ومعدات حفر خاصة²⁹.

وتظهر التحديات خاصة عند الحفر برؤوس حفر قطرها 17½ بوصة أو أكثر، حيث تكون اهتزازات مجموعة الحفر من أهم الأسباب التي تؤدي إلى عطب الأنابيب. وتشير إحدى الدراسات³⁰ إلى أن شركة Schlumberger عملت على القياس الأنفي لاهتزاز مجموعة الحفر متتبعه انتقال الموجات النبضية الناتجة عن حركة سائل الحفر والتي تنتقل إلى السطح عبر تشكيلة الحفر، حيث يتم تسجيلها عبر مستشعر خاص. وتمكنت الشركة من ربط نموذج الاهتزازات مع الأضرار المختلفة التي تتعرض لها مجموعة الحفر، ثم طورت دليلاً يوضح هذه العلاقة، دعت به باسم: مؤشر خطر الاهتزاز، يبينه الشكل 17، حيث يتم التفريق بين الاهتزازات العمودية Vib X، والاهتزازات الجانبية Vib Lat بالعلاقة مع متوسط الجذر التربيعي RMS لقوى الجاذبية G الناتجة عن اهتزاز مجموعة الحفر.

الشكل 17: دليل مؤشر خطورة اهتزاز مجموعة الحفر

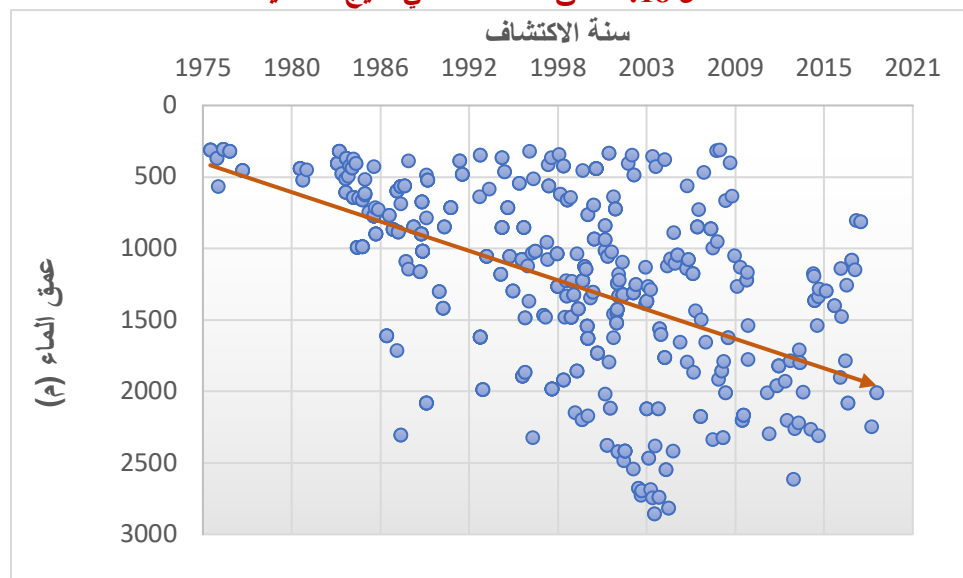
	Vib X (G rms)	Vib Lat (G rms)	Time Limit
Low	<1	<1	None
Medium	1<2	1<3	Recommended to mitigate More than 24 hours, medium risk of tool failure
High	2<4	3<6	Mandatory to mitigate More than 12 hours, high risk of tool failure
Severe	>4	>6	30 minutes (formal notification)

مهلة الاستجابة	اهتزاز عمودي (G rms)	اهتزاز جانبي (G rms)	
لا يوجد	1>	1>	منخفض
يفضل الحد من الاهتزاز 24 ساعة، احتمال متوسط لعطب الأنابيب	3>1	2>1	متوسط
يجب الحد من الاهتزاز أكثر من 12 ساعة، احتمال مرتفع لعطب الأنابيب	6>3	4>2	مرتفع
30 دقيقة (إشعار رسمي)	6<	4<	شديد

2011، Arevalo *et al*

وبينت الدراسة أنه من بين 16 حالة عطب أنابيب تمت متابعتها، كان بالإمكان تجنب 4 من كل 5 حالات لو تم اتخاذ قرار تعديل مؤشرات الحفر عند وصولها للحدود المبينة في دليل مؤشر خطورة الاهتزازات. ومما لا شك فيه أن دليل مؤشر الخطورة يحتاج لمزيد من الدراسة وتتبع عدد أكبر من الحالات حتى يمكن اعتبار بياناته قاعدة يُركن إليها، لكنه بالتأكيد يمثل خطوة هامة على طريق البحث في خطر الاهتزازات خاصة وأن عمليات الاستكشاف تتجه نحو المياه الأعمق عاماً بعد عام، وهو ما يمكن ملاحظته على سبيل المثال³¹ من أعماق الاكتشافات التي تحققت في مياه خليج المكسيك منذ عام 1975 وحتى عام 2019، كما هو مبين في الشكل 18.

الشكل 18: أعماق الاكتشافات في خليج المكسيك



2019، Hemsh

مثال: التعامل مع الاهتزازات

وضعت خطة لحفر 4572 متراً عبر تشكيلة من الصخور الملحية في بئر ضمن منطقة Green Canyon في خليج المكسيك في الولايات المتحدة*. وتعرضت الآبار التي حفرت في تلك المنطقة إلى انقطاع الأنابيب أو العطب، مما استدعى القيام بعمليات اصطلياد للأنابيب. كما شهدت عمليات الحفر انخفاضاً ملحوظاً في سرعة تقدم الحفر ROP†. تقع منطقة Green Canyon جنوب غرب ولاية نيو أورلينز. وتحتوي القواطع الموجودة في المياه العميقة على تراكيب محدبة وتشكيلات ملحية محصورة بينها، تقع على أعماق تتراوح بين 3000-5000 م. ونظراً لتعاقب تشكيلات غير متجانسة من الهاليت‡ Halite والصخور الرملية والكالسيت، فإن الحفر في هذه المنطقة يشكل تحدياً نتيجة الاهتزازات التي تظهر سواء عند اختراق الصخور الملحية أو عند الانتقال منها إلى طبقة أخرى. وقد حفرت في المنطقة سابقاً بئران شهدتا اهتزازات كارثية بعد حفر 150-600 م ضمن طبقة الملح، حيث أدت الاهتزازات إلى عطب مجموعة الحفر وانقطاع الأنابيب نتيجة الفتل. تضمنت تشكيلة الحفر رأس حفر ماسي PDC بقطر¹₈ بوصة، وقاشطاً مركزياً Concentric Reamer بقطر 22 بوصة. عند اختراق القاشط للصخور الملحية ظهر اهتزاز شديد لمجموعة الحفر يكافئ اهتزازاً جانبياً بمعدل 5-15 G rms (الشكل 17). وبعد حفر نحو 60 متراً في الصخور الملحية ازدادت شد الاهتزازات ووصلت لمرحلة استعصاء جزئي ثم حركة جزئية، أو ما يسمى ظاهرة الالتصاق والانزلاق Stick-Slip، وهي ظاهرة يتم التغلب عليها في أغلب عمليات الحفر عن طريق تخفيض الحمولة على رأس الحفر WOB بالتزامن مع رفع سرعة الدوران RPM. لكن تخفيض الحمولة إلى 13.6 طن، ورفع سرعة الدوران من 90 دورة/الدقيقة إلى 130 د/د لم يجد نفعاً. بينما أمكن الحد من الاهتزاز ومن الالتصاق والانزلاق عند سرعة دوران 120 د/د وحمولة 18 طن على رأس الحفر. وبعد حفر 100 م أخرى، تغيرت مؤشرات الحفر ثانية نتيجة تغير تركيب الطبقة المحفورة، وعند وصول القاشط إلى هذه النقطة انخفضت الحمولة على رأس الحفر مما يشير إلى أن جزءاً من هذه الحمولة توضع على القاشط نفسه، وهذا ما سبب انخفاض

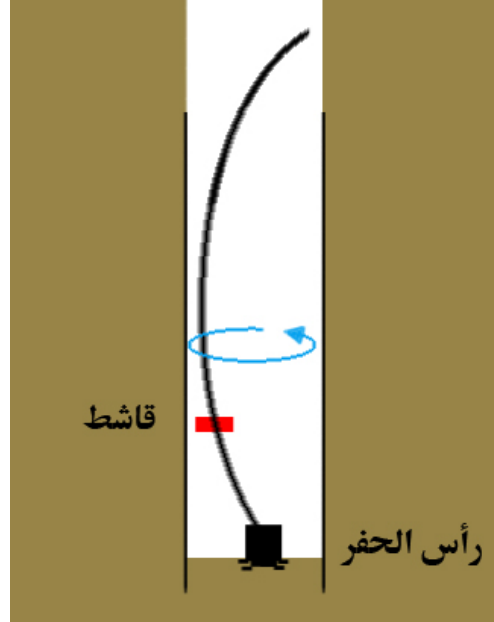
* لم توضح الورقة اسم الحقل أو البئر.

† Rate of Penetration.

‡ الصيغة المعدنية لملاح كلوريد الصوديوم المعروف باسم الملح الصخري.

سرعة الحفر. وظهرت اهتزازات جانبية قوية، كما أشارت القياسات اللحظية خلال الحفر MWD إلى ظهور حالة تدويم whirl مجموعة الحفر (الشكل 19)، حيث شكل القاشط نقطة استناد بينما كان الجزء الحر فوقه يدوم خلال تدوير المواسير.

الشكل 19: شكل تخطيطي لظاهرة تدويم مجموعة الحفر



أوابك، 2020

تم الحد من التدويم والاهتزاز الجانبي عبر المحافظة على حمولة 18 طن على رأس الحفر، مع تخفيض سرعة الدوران إلى 100 د/د³². يلاحظ من المثال أعلاه أن نافذة ظهور الاهتزازات أو تدويم مجموعة الحفر كانت نافذة ضيقة انحصرت بتغيير السرعة بمقدار ± 20 د/د، وتغيير الحملة بمقدار ± 5 طن. وبالتالي فإن هذا التغيير البسيط نسبياً في معايير الحفر ساهم في منع حدوث مشكلة كانت ستؤدي إلى انقطاع مواسير الحفر كما حدث سابقاً، ومع أن هذا التغيير أدى إلى زيادة وقت الحفر، لكن هذه الزيادة تبقى بالتأكيد أقل كلفة من انقطاع المواسير وتوقف العمل والكلفة الإضافية الناتجة عن عمليات اصطلياد المواسير.

1-3-7 التعامل مع عطب مجموعة الحفر

لا يمكن عملياً التخلص بشكل كلي من احتمال عطب مجموعة الحفر، لكن هناك بعض الإجراءات التي يمكن اتخاذها للحد من هذا النوع من المشاكل، مثل التقليل من التعرض للإجهاد المتكرر كاهتزاز المواسير مثلاً. ومن الهام أيضاً التأكد من عدم وجود بيئة أكالة خلال عملية الحفر، ويمكن هنا الاستعانة ببعض المواد الكيميائية التي تتحكم

بموضوعة سائل الحفر خاصة عند احتمال وجود غاز كبريتيد الهيدروجين H_2S في البئر. ويمكن القول إن المشاكل المرتبطة بتشكيلة الحفر تعتبر مشاكلًا مزمنة ظهرت مع أول استخدام لأنابيب الحفر، وستبقى غالباً تظهر في العديد من عمليات الحفر بحدّة تختلف من موقع لآخر. والنتائج المترتبة على هذا النوع من المشاكل هي نتائج مكلفة تتضمن ضياع الوقت عند حدوث المشكلة وعند محاولة حلها، وتشمل تكاليف إضافية عند محاولة اصطياح مجموعة الحفر في حال انقطاعها، وتكاليف هجر البئر في الحالات الصعبة التي لا يمكن حلها.

ثانياً: تهريب سائل الحفر، وتلوّثه

1-2 تعريف تهريب سائل الحفر

يعرّف تهريب سائل الحفر بأنه دخول قسم من السائل بطريقة غير مقيّدة إلى نطاقات ضمن التشكيلات الصخرية المحفورة. وهو يمثل إحدى المشاكل الخطيرة المرافقة لعمليات الحفر.

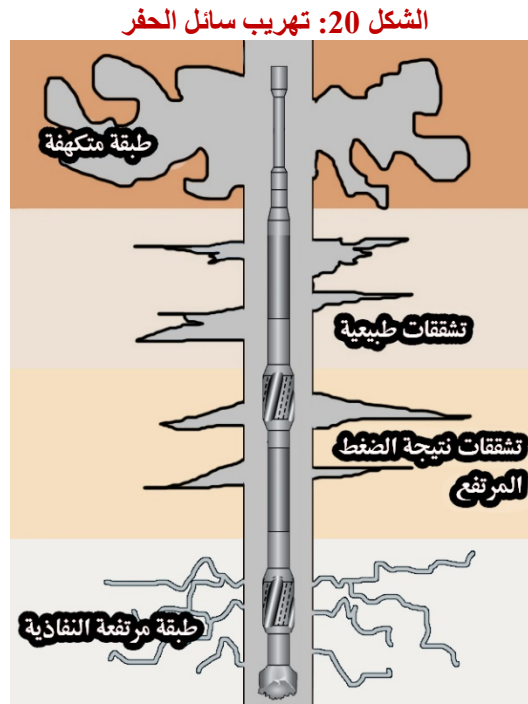
وتعرّف شركة Schlumberger تهريب سائل الحفر بأنه انخفاض أو غياب السائل العائد من البئر عبر الفراغ الحلقي عند ضخ السائل ضمن مجموعة الحفر³³. لكن التعريف قد يختلف من شركة لأخرى، فقد يعتبر ارتشاحاً إذا لم تزد الكمية المفقودة عن 20 برميلاً في الساعة، أو يعتبر فقداناً جزئياً إذا بلغ 20 برميلاً في الساعة لكن هناك قسماً منه يعود إلى السطح. بينما يكون تهريباً كلياً إذا لم يعد أي سائل إلى السطح.

ينظر إلى مخاطر الحفر في مناطق معروفة بطبقاتها المتشققة أو عالية النفاذية أو المتكيفة كأحد العوامل الهامة في اعتماد برنامج حفر معين أو تعديله أو حتى إلغائه، فعند تقدم الحفر نحو نطاقات منخفضة الضغط، يدخل قسم من سائل الحفر في الطبقة من خلال هذه النطاقات التي تدعى النطاقات السالبة أو النطاقات السارقة Thief Zone. يبين الشكل 20 مخططاً لنطاقات تهريب سائل الحفر التي توجد عادة في الآبار، وتبدو فيه إحدى الطبقات التي تشققت نتيجة الضغط المرتفع لسائل الحفر. وهنا لا مفر من استدعاء صورة التشقيق الهيدروليكي الذي يعتمد على حقن سائل التشقيق تحت ضغط مرتفع ليوجد أو يوسع الشقوق المجهرية الموجودة في الصخر. والفرق بينه وبين تهريب سائل الحفر أن التشقيق عملية يجري التحكم بها، وهي عملية مقصودة بحد ذاتها، على عكس التهريب الذي يحدث بدون تخطيط ولا يكون مطلوباً.

بطبيعة الحال ترتفع كلفة الحفر عند تهريب السائل بسبب الحاجة إلى إعداد كميات إضافية منه مع تقدم الحفر خاصة أن كلفة سائل الحفر تشكل نحو 5-15% من كلفة حفر البئر، كما أن السائل يتم تدويره أساساً وتصفيته من شوائب وفتات الحفر ليعاد ضخه في البئر، أو يتم تعديل خواصه في بعض الأحيان واستخدامه في آبار أخرى.

عملياً، لم يعد سائل الحفر مجرد مزيج من الماء والغضار كما كان في بداياته، بل بات أمام مهندسي الحفر كمّ كبير من الإضافات المتاحة لاختيار ما يناسب وضع كل بئر. وقد ساهمت الاعتبارات البيئية في السنوات الأخيرة في الحد من استخدام بعض المواد

الكيميائية التي تضاف لسوائل الحفر، بل ساهمت في منع استخدام بعض السوائل كلياً في بعض الحالات، وتحولت هندسة سوائل الحفر نتيجة الاعتبارات الاقتصادية والهندسية والبيئية إلى عملية تغطيتها مظلة من التكتم في الصناعة البترولية، وباتت تشكل سراً من أسرار الشركات العاملة في هذا المجال³⁴.



أوابك، 2020

وتظهر مشكلة تهريب سائل الحفر بشكل أكثر وضوحاً مع ازدياد أعماق الآبار المحفورة، فالضغط الهيدروستاتيكي المرتفع يدفع سائل الحفر ضمن الطبقات المخترقة.

2-2 نتائج تهريب سائل الحفر

يؤدي تهريب سائل الحفر إلى العديد من المشاكل، ومنها:

- 1- فقدان التحكم بالبئر، مما قد يؤدي إلى اندفاع البئر، إذ أن فقدان الضغط الهيدروستاتيكي في البئر يعني أن ضغط موائع المكمن سوف يتغلب على الضغط (السكوني أو الحركي) للسوائل الموجودة في البئر، مسبباً جريانها نحو البئر، أما الحالة الأسوأ فهي خروج هذه الموائع (ماء، نفط، غاز) نحو السطح وعدم التمكن من كبح جماحها، كما يشار هندسياً في بعض الأحيان إلى ما يسمى

"بالاندفاع تحت السطحي" حيث تتدفق الموائع من مكنن إلى آخر تحت الأرض دون أن تنطلق نحو السطح.

2- يظهر تتبع اندفاعات الآبار أن معظمها يحدث خلال عملية الحفر أو خلال القيام بإصلاحات على البئر، أي أن سوائل الحفر هي من ضمن السوائل الأخرى التي تتسرب خارج البئر عند حدوث الاندفاع، كما أن كمية منها تكون موجودة في الخزانات الخاصة على منصة الحفر، وهي معرضة للتسرب أيضاً بتأثير الاندفاع لو تحطمت هذه المنصة. ولما كانت هذه السوائل تحتوي على عدد كبير من الإضافات الكيميائية التي تستخدم لتعديل الخصائص الفيزيائية والكيميائية لها حسب طبيعة الطبقات التي يتم اختراقها، فإن هذه الإضافات ستؤثر بدورها على البيئة المحيطة في حال تسربها.

3- يؤدي تهريب سائل الحفر إلى تراجع قدرته على تنظيف قاع البئر أمام رأس الحفر، مما يعني ضياع جزء من زمن الحفر في طحن هذه الفتات، وهو ما يؤدي إلى نقصان عمر رأس الحفر وازدياد سرعة تآكله، وتناقص سرعة تقدم الحفر. كما أن الأحجام المختلفة والتركيب الليثولوجي المتغير لفتات الحفر حسب الطبقة المخترقة قد يؤدي إلى تغيير مواصفات سائل الحفر المتبقي في البئر إذ سيرتفع تركيز بعض الشوارد والمعادن المنحلة في السائل.

4- تعتبر المحافظة على ثبات الصخر Stabilization من المهام الرئيسية التي يؤديها سائل الحفر، حيث تستخدم إضافات خاصة للتأكد من أن الصخور لن تمتص هذا السائل، وهذه نقطة في غاية الأهمية، إذ أن امتصاص الماء من السائل في الصخور الغضارية يؤدي إلى انتفاخها Swell مما قد يسبب استعصاء تشكيلة الحفر التي تقدمت الإشارة إليها، ومن المعروف أن الصخور الغضارية هي أكثر أنواع الصخور التي تصادفها عمليات الحفر، وهي المسؤولة عن أعلى نسبة من مشاكل الحفر المتعلقة بأنواع الصخور المخترقة³⁵، إذ تقدر التكلفة غير المنتجة التي تتسبب بها هذه الصخور بحوالي 500 إلى 600 مليون دولار سنوياً.

5- يعتبر تهريب سائل الحفر من بين الأسباب التي قد تؤدي إلى الحد من إنتاجية البئر، وقد يساهم في إعطاء نتائج خاطئة عند اختبار البئر، أو عند أخذ عينات من الموائع الطبقة.

2- 3 الإجراءات الوقائية قبل حدوث تهريب سائل الحفر

مثل باقي مشاكل الحفر، يعتبر تهريب سائل الحفر مشكلة لا يمكن التخلص منها نهائياً، لكن يمكن الحد من حدوثها باتخاذ بعض الإجراءات الوقائية، ومنها الحفاظ على وزن نوعي مناسب لسائل الحفر، والحد من الضغط الناتج عن الاحتكاك (التأثير المكبسي) بين المواسير وجدران البئر خلال عمليات إنزال ورفع الأنابيب، والتأكد من التنظيف المناسب للبئر، وتجنب وجود أية معوقات للحركة ضمن الفراغ الحلقي بين الأنابيب وجدران البئر. إضافة إلى تغليف التشكيلات المتشقة والمتفككة في المناطق الانتقالية من جذع البئر، والتحديث المستمر لبيانات الضغط في مسامات التشكيلات لإيجاد منحنيات دقيقة لتدرج الضغط. وعندما تكون هناك نطاقات يتوقع لها أن تسبب تهريب سائل الحفر، يتم اللجوء سلفاً إلى استخدام مواد مانعة للتهريب.

2- 4 التعامل مع تهريب سائل الحفر

تستخدم المواد المانعة للتهريب (المواد السدّادة) * LCM عند تصميم برنامج لعلاج التهريب، وتصنف هذه المواد عموماً إلى ثلاثة أنواع رئيسية:

- 1- مواد ليفية، مثل بقايا قصب السكر، والجلود والأصواف..
 - 2- مواد قشرية، ومنها قشور بذور القطن، وأوراق السيلوفان، والميكا.
 - 3- مواد حبيبية، مثل قشور الجوز المطحون، وبذور الزيتون، والفحم، والرمال.
- تقاس فعالية برنامج علاج التهريب بقدرته على عزل الشقوق وعلى إيقاف التهريب بسبب الضغط التفاضلي، وهو في هذه الحال الفرق المرتفع بين ضغط عمود سائل الحفر، وبين الضغط في الطبقات المحفورة. ويعتبر معيار توزيع الجسيمات المستخدمة[†] PSD من بين أهم المعايير عند اختيار المواد المانعة للتهريب. يبين **الجدول 6** نتائج عدة دراسات تتعلق بتوزيع الجسيمات المستخدمة³⁶.

* Lost Circulation Material.

† Particles Size Distribution.

الجدول 6: أمثلة عن معيار توزيع الجسيمات المستخدمة.

معيار توزيع الجسيمات	نسبة التطابق الحقل مع التجارب المخبرية
$D50 \leq 3/1$ قطر مسامات التشكيلة	68%
$D90 =$ حجم مسامات التشكيلة	77%
$D90 =$ أكبر قطر للمسامات $D75 > 3/2$ أكبر قطر للمسامات $D50 \leq 3/1$ $D25 = 7/1$ متوسط قطر المسامات $D10 >$ أصغر قطر للمسامات	45%
$D50 =$ قطر المسامات	55%
$D50 \leq 10/3$ قطر مسامات التشكيلة $D90 \leq 3/1$ قطر مسامات التشكيلة	90%
المصدر: Hossain and Islam، 2018	

يلاحظ من الجدول أن أحدث المعايير يشير إلى أن $D50$ ، يجب أن تكون أكبر من أو تساوي ثلاثة أعشار قطر المسامات، و $D90$ أكبر من أو تساوي ثلث قطر مسامات التشكيلة*. وتبين العديد من اولمصادر أن استخدام قشور الجوز المطحونة على سبيل المثال يمكنه أن يكون ذو فاعلية عالية عند استخدامها كمانع للتهريب بتراكيز منخفضة، بينما لا تظهر فاعلية الفحم المطحون و كربونات الكالسيوم إلا عند استخدامها بتراكيز مرتفعة.

ومع تكرار الإشارة إلى تأثير فقدان سائل الحفر على كلفة عملية الحفر برمتها، لابد من التنويه إلى كلفة مواد المعالجة نفسها، والتي قد تبلغ أرقاماً كبيرة جداً بحسب الكميات المستخدمة. يبين **الجدول 7** أسعار بعض المواد المستخدمة لمعالجة تهريب سائل الحفر³⁷، مع ملاحظة أن هذه الأسعار تختلف من مكان لآخر بحسب الجهة المصدرة وبحسب جودة المواد.

الجدول 7: كلفة بعض مواد معالجة تهريب سائل الحفر.

المادة	دولار/الطن
بنثونايت	317
ميكا ناعمة	500
ميكا متوسطة النعومة	700
سدادة من قشور الجوز	300-200
كربونات الكالسيوم متوسطة الخشونة	313
كربونات كالسيوم خشنة	350
مواد فائقة العزل (اسم تجاري)	1200
مزيج من مواد منع التهريب	900
اسمنت	318

المصدر: Al-Hameedi *et al*، 2018

* عندما يقال بأن توزيع الجسيمات في عينة ما $D90$ يساوي 100 ميكرون مثلاً، فهذا يعني أن قطر 90% من الجسيمات يكون أقل من 100 ميكرون، أو أن نسبة الجسيمات الأقل من 100 ميكرون قطراً تساوي 90% في العينة.

وربما يكون من المجدي النظر في مثال يوضح مفهوم استخدام المواد مانعة التهريب ومدى دقة اختيارها.

مثال: حفر نطاق مرتفع الحرارة والضغط

بعد بدء برنامج حفر في حقل مرتفع الحرارة والضغط في المغمورة في بروناي، واجهت شركة Total E&P Borneo نطاقاً مستنضباً (منخفض الضغط) يقع فوق المكن، ويتبعه ارتفاع كبير في الضغط تحت المكن. وبينت التحاليل الجيوميكانيكية أن النطاق المستنضب يجب حفره بسائل وزنه النوعي 2.2 (أي ما يعادل 18.4 رطل/الغالون) للتحكم بالضغط والحفاظ على استقرار جذع البئر. لكن استنضاب الضغط خفض من قيمة منحني التشقيق، أي من قيمة الضغط الذي يمكن أن يتسبب بتشقق الطبقة المحفورة، وبينت التحاليل المكنية وجود شقوق بقطر يصل إلى 800 ميكرون. مما عني بالمجمل وجود احتمال كبير لتهريب سائل الحفر، وحدا بالشركة لإدراج خطة طوارئ في برنامج الحفر للتخفيف من المخاطر المحتملة، حيث جرى تصميم برنامج حفر يتضمن سائلاً ذا لزوجة حركية منخفضة تقل عن 55 سنتي بواز*، وذلك للمساعدة على تقليل كثافة الدوران المكافئ† ECD عند حفر المنطقة المستنضبة. وسعيًا للوصول إلى اللزوجة البلاستيكية‡ المثالية، تم استخدام نوعين من البارائيت § بأقطار حبيبات مختلفة مع استخدام مادة مستحلبة خاصة BaraMul™ IE-660** للتحكم بانسيابية سائل الحفر Rheology دون المساس بقدرته على حمل فتات الحفر. وأضيف لما سبق مواد مانعة للتهريب تم التأكد مخبرياً أنها قادرة على سد شقوق باتساع 500-1000 ميكرون.

بدأ حفر البئر بسائل وزنه النوعي 1.65 (13.8 رطل/الغالون)†† وعندما وصل الوزن النوعي إلى 1.84 (15.3 رطل/الغالون) أظهرت البيانات أن كثافة الدوران المكافئ كانت 1.97 (16.4 رطل/الغالون)، كما أن فرق الضغط التفاضلي لم يزد عن 0.13 (1.1 رطل/الغالون) مما مكن الشركة من حفر المقطع بدون تهريب لسائل الحفر‡‡.

* تبلغ اللزوجة الحركية للماء عند 20° مئوية 1 سنتي بواز.

† كثافة الدوران المكافئ Equivalent Circulating Density مصطلح يعبر عن الكثافة الفعالة التي تشمل كلاً من كثافة سائل الحفر ومعدل هبوط الضغط في الفراغ الحلقي.

†† هي مقاومة المائع للجريان.

§ كبريتات الباريوم

** تعرف باسمها التجاري فقط كسر من أسرار الشركة الصانعة.

†† للمقارنة، كثافة الماء تساوي 8.345 رطل/الغالون عند درجة حرارة 4° مئوية.

عملياً، لا تتوقف عمليات التعامل مع تهريب سائل الحفر عند استخدام قشور الجوز المطحون أو تعديل اللزوجة أو الوزن النوعي لسائل الحفر، فكثيراً ما يكون الأمر أعقد من ذلك بكثير، حتى يتم حقن الرمل أو الحصى أو الألياف Fibers أو غيرها من المواد في البئر، وقد يتم خلط البنتونايت مع الديزل وحقنه في نطاق التهريب على أمل أن ينتفخ الغضار عند تماسه مع الماء الموجود في سائل الحفر الذي تسرب من البئر، مما يعمل على سد المسامات أو الشقوق. ومن الإجراءات الأخرى المتبعة تخفيض ضغط مضخات سائل الحفر، وهو إجراء يتخذ عادة عند حدوث تهريب جزئي. وقد تُزال فتحات رأس الحفر Nozzles لتخفيض سرعة خروج سائل الحفر، وقد يتم صب جسر إسمنتي لعزل نطاق التهريب.

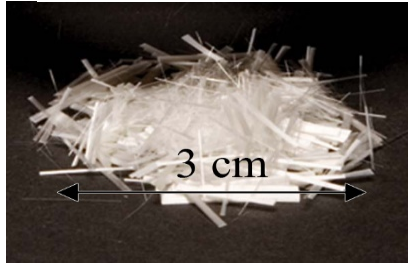
لكن بعض أو كل هذه الإجراءات قد تفشل أحياناً في إيقاف التهريب، وفي تلك الحال يعود لطاقم الحفر اتخاذ القرار بشأن متابعة الحفر الأعمى Blind Drilling دون عودة سائل الحفر إلى السطح وحتى الوصول إلى عمق يتوقع عنده وجود طبقة يمكن تثبيت مواسير التغليف عندها.

ولابد من التنويه هنا إلى أن عملية التغليف والسمنتنة (وهي مرحلة هامة جداً من عملية الحفر) يمكن لها بدورها أن تتعرض للفشل، مضيفة بذلك المزيد إلى مشاكل الحفر. وكمثال على ذلك يمكن الإشارة إلى حالة حفر بئر في حقل يجاور Bakersfield في ولاية كاليفورنيا في الولايات المتحدة الأمريكية من قبل شركة Chevron، حيث واجهت الشركة صعوبات جمّة في رفع الأسمنت إلى السطح بسبب وجود طبقات مستنضبة، وشقوق طبيعية ونطاقات من الرمال غير المترابطة Unconsolidated، وهو ما أثر بشكل سلبي على عمل الحفر ووقتها وتكاليفها. وقد حاولت الشركة استخدام الأسمنت الرغوي لحل المشكلة، لكن ذلك ترافق مع تعقيدات وتكاليف كانت الشركة بغنى عنها.

تم لاحقاً اللجوء إلى الاسمنت المعزز بالألياف CemNet، حيث تضاف للخلطة الأسمنتية ألياف خاصة غير قابلة للاشتعال، تعمل على تكوين شبكة تغلق نطاقات التهريب، وتسمح بوصول الأسمنت إلى السطح. حقن في البادية نوع خاص من الألياف الميكروية³⁹ Losseal W/O، للمساعدة على الحد من التهريب خلال قشط كعكة الحفر تحضيراً لعملية السمنتنة. ثم حقنت الألياف⁴⁰ CemNet ضمن خلطة أسمنتية منخفضة السيولة Low-rheology مما أغلق نطاقات التهريب خلال عملية إزاحة الأسمنت نحو السطح، وسمح بالقيام بعملية سمنتنة ناجحة.

وذكرت شركة Schlumberger وهي المنتجة للمواد سابقة الذكر المبينة في الشكل 21، أن استخدام هذه المكونات ساهم في توفير 3 مليون دولار على الأقل من كلفة البئر.

الشكل 21: مواد تستخدم لعزل نطاقات التهريب خلال عملية السمنتة



CemNet Fibers

المصدر: Schlumberger، بدون تاريخ



Losseal W/O Fibers

المصدر: Schlumberger، بدون تاريخ

2- 5 تلوث سائل الحفر

تصنف سوائل الحفر عموماً إلى ثلاثة أنواع رئيسية، هي:

- سوائل الحفر ذات الأساس غير المائي، وهي بدورها تقسم حسب نوع الأساس المستخدم فيها إلى ثلاثة أنواع تستند إلى: السوائل الصناعية، أو الديزل، أو الزيت المعدني.
- سوائل الحفر ذات الأساس المائي، وتصنف بدورها إلى أنواع، فمنها الرغوية (طور سائل وآخر غازي)، أو تلك الحاوية على مزيج من البارايت والبنطونايت* والبوليميرات، أو البوليميرات فقط.
- سوائل الحفر الغازية، وتكون على عدة أنواع، مثل: الغاز الجاف (كالهواء أو النتروجين مثلاً)، أو الرغوة، أو الطين المغوّز†.

ولاختيار سائل الحفر المناسب يؤخذ عدد كبير من النقاط بعين الاعتبار، مثل: الضغط الطبقي المتوقع، وخاصة في الطبقة المنتجة، وبنية الصخور ومواصفاتها الميكانيكية، والتركيب الكيميائي للطبقات التي سيخترقها البئر، ودرجات الحرارة، والنواظم والاعتبارات البيئية، ومدى توفر المعدات المناسبة، وبطبيعة الحال الاعتبارات الاقتصادية.

* سيليكات الألمنيوم.

† عبارة عن سائل حفر تحقق ضمنه كمية محددة من الغاز (عادة الهواء).

يساهم التركيب الدقيق لسائل الحفر في إنجاز عملية الحفر بشكل آمن وسريع، ودخول أي مواد أخرى من الطبقات المحفورة إلى السائل يعني عملياً تغير مواصفاته الفيزيائية أو الكيميائية وهو ما يشار له بتلوث سائل الحفر، ويعني أن السائل لن يؤدي المهام المطلوبة منه بشكل فعال.

2-5-1 مصادر تلوث سائل الحفر

يعتبر الحفاظ على تركيب سائل الحفر وتركيز المكونات الأساسية له ضرباً من الأعمال الصعبة التي تتطلب متابعة مستمرة للسائل وتفحصاً دائماً للتغيرات التي تطرأ عليه. يتعرض سائل الحفر خلال عملية الحفر إلى العديد من الملوثات، من أهمها:

- 1- الملوثات الصلبة: وهي تأتي من مصدرين رئيسيين هما: المواد التي تضاف للسائل لتعديل مواصفاته، والمواد التي تختلط فيه من الطبقات المحفورة. ومع أن المواد التي تضاف للسائل يكون لها دور محسوب بعناية لتعديل خاصية معينة، إلا أنها قد تتسبب في تغيير خاصية أخرى. لكن المصدر الرئيسي للتلوث هنا هو المواد الناتجة عن عملية الحفر إذا لم يتم التخلص منها على السطح باستخدام المعدات المخصصة لذلك وأهمها الفاصل الهزاز Shaker.
 - 2- الكالسيوم والمغنيزيوم: تؤثر شوارد (أيونات) الكالسيوم والمغنيزيوم على مواصفات سائل الحفر حتى عند التراكيز المنخفضة، مثل التأثير على أداء البوليميرات في سائل الحفر مثلاً. يوجد هذا العنصران في المياه بشكل طبيعي وخاصة في مياه البحر والمياه الطبقيّة، وترتفع نسبة الكالسيوم في سائل الحفر عند اختراق طبقات من الأنهدريت بسبب انحلال جزء من هذه الطبقات في السائل، كما ترتفع نسبة الكالسيوم عند إجراء عملية السمنتة للبئر نتيجة تماس الأسمنت مع سائل الحفر.
- ترتفع نسبة المغنيزيوم عند حفر طبقات من الغضار، ويمكن عند تراكيز منخفضة التخلص من المغنيزيوم باستخدام هيدروكسيد الصوديوم (الصود الكاوي) فيترسب المغنيزيوم على شكل هيدروكسيد المغنيزيوم $Mg(OH)_2$. لكن هذه العملية غير مجدية عند التراكيز العالية، إذ أن ترسب هيدروكسيد المغنيزيوم بكميات كبيرة سيكون له تأثير سلبي على انسيابية سائل الحفر وسوف ترتفع قوة التخرّ Gel.

3- الكربونات: قد يكون مصدرها غاز ثاني أكسيد الكربون ضمن الطبقات المحفورة، أو الاستخدام المفرط لبيكربونات الصوديوم، أو التحلل الحراري لبعض المكونات العضوية في سائل الحفر، مثل النشاء. وعند ارتفاع نسبة الكربونات (CO_3) في سائل الحفر، ترتفع السيولة ونقطة المطاوعة Yield Point وقوة التخثر.

4- وهناك تلوث بأملاح أخرى مختلفة، مثل كلوريد الصوديوم وكلوريد البوتاسيوم، وكلوريد الكالسيوم، وكلوريد المغنيزيوم، وهي كلها مركبات يمكن أن تذوب في سائل الحفر عند اختراق طبقات الصخور الملحية، خاصة في حالة استخدام سائل الحفر ذي الأساس المائي. وفي حالة سائل الحفر ذي الأساس الزيتي فإن الطور المائي من السائل قد يصل إلى مرحلة التشبع بهذه الأملاح وتزداد بالتالي سيولة سائل الحفر بسبب ارتفاع نسبة الزيت/الماء. ليس من الوارد تخفيض نسبة الكلوريد في سائل الحفر عن طريق ترسيبه، إذ أن الأملاح المترسبة قد تساهم بدورها في الإضرار بالطبقات المحفورة أو تشكل جزءاً من مشكلة التآكل. ويمكن اللجوء إلى إضافة الماء العذب إلى سائل الحفر في حال استعمال سائل حفر منخفض الكثافة، أما في حال استخدام سائل الحفر مرتفعة الكثافة، فإن إضافة الماء ومن ثم تعديل الكثافة باستخدام البارايث يعتبر أمراً غير مجدٍ اقتصادياً.

يلاحظ مما سبق أن تغير أي خاصية من خواص سائل الحفر يتبعها تغير في خاصية أو خواص أخرى، مما يعني أن الحفاظ على توازن تركيب سائل الحفر أمر ليس بالهين. إن تلوث سائل الحفر والحاجة إلى تعديل خواصه يعني رفع تكلفة الحفر من ناحية الوقت ومن ناحية الإضافات اللازمة للتعديل.

وللوقوف على التأثير المالي لسائل الحفر سواء في حال تلوثه أو تهريبه*، يمكن النظر إلى مثال⁴¹ عن كلفة تغيير سائل الحفر في أحد آبار دلتا النيجر في نيجيريا، حيث استدعت الظروف الجيولوجية والهندسية للبئر[†] أن يتم استخدام ثلاثة أنواع من سائل الحفر: سائل بدء الحفر SPUD، وسائل للمرحلة المتوسطة يحتوي على البوليمير وكلوريد البوتاسيوم، وسائل ذا أساس زيتي زائف[‡] للمرحلة النهائية من البئر. يبين

* ورد مثال سابق عن كلفة (بعض مكونات) سائل الحفر في هذه الدراسة، لكنه لم يتطرق للكلفة الكلية لسائل الحفر.

† لم يذكر المصدر اسم البئر أو موقعه بالتفصيل.

‡ Pseudo Oil Based Mud، يستخدم فيه زيت صناعي وليس من مشتقات البترول، وذلك لأغراض بيئية خاصة عند الحفر في المغورة، وهو أعلى كلفة من غيره.

الجدول 8 تكاليف السائل لكل مرحلة، حيث يلاحظ منه أن كلفة برميل سائل الحفر يمكن أن تزيد عن سعر برميل النفط نفسه.

الجدول 8: تكاليف سائل الحفر لبئر في دلتا النيجر

حجم السائل	برميل	كلفة السائل \$	كلفة البرميل الواحد \$
المرحلة السطحية	1,567	43,269	28
المرحلة المتوسطة	2,972	183,074	62
المرحلة النهائية	3,121	303,063	97

المصدر: Okoro et al، 2018

ثالثاً: المشاكل المرتبطة بعمليات الحفر

تعتبر الحفارة (منصة الحفر) ومكوناتها المختلفة، الأداة الأساسية في كل أنشطة الحفر، وقد تضمنت بداية هذه الدراسة شيئاً من التوضيح حول أقسام الحفارة ومكوناتها. تنطوي تحت مظلة عمليات الحفر Drilling Operations العديد من المشاكل، مثل اختراق النطاقات الحاوية على غاز كبريتيد الهيدروجين H_2S ، أو النطاقات الضحلة الحاملة للغاز، أو مشاكل المعدات نفسها، والطواقم، والأدوات التي قد تسقط في البئر، وعمليات الاصطياذ، والنطاقات الصخرية عالية القساوة، ومشاكل أخرى كثيرة. ويشكل التخطيط الصحيح مسبقاً عاملاً أساسياً لنجاح عمليات الحفر في الوصول إلى الهدف المتوخى من البئر، بحيث يتم التحضر للمشاكل المتوقعة سلفاً، بدل انتظار حدوثها والتعامل معها بشكل آني.

3-1 حفر النطاقات التي تحتوي غاز كبريتيد الهيدروجين

تشكل التكوينات الحاملة لغاز كبريتيد الهيدروجين واحدة من أصعب المشاكل وأكثرها خطورة على البشر والمعدات. حيث يمكن أن يتعرض الطاقم لمخاطر تصل إلى الموت حتى عند تراكيز منخفضة نسبياً من هذا الغاز. ولعل هذا ما يبرر وجود الكثير من التفاصيل والإجراءات الاحترازية المتعلقة باحتمالات تسرب هذا النوع من الغازات خلال عملية الحفر.

يبين **الجدول 9** الأعراض والتأثيرات التي يسببها التعرض لغاز كبريتيد الهيدروجين عند تراكيز مختلفة حسبما وضعته إدارة الصحة والسلامة المهنية في وزارة العمل في الولايات المتحدة الأمريكية⁴².

الجدول 9: تأثير غاز كبريتيد الهيدروجين على الإنسان

التركيز (جزء بالمليون)	الأعراض/النتائج
0.00033 - 0.00011	تركيز طبيعي
1.5 - 0.001	بداية الشعور برائحة توصف برائحة البيض الفاسد، تتحول إلى رائحة مقرفة جداً مع ارتفاع التركيز.
2.5	غثيان، حرق في العيون، صداع، أرق، تضيق في القصبات
20	تعب، فقدان الشهية، صداع، انفعال، ضعف الذاكرة، دوخة.
100 - 50	احمرار العيون، تخرش المجاري التنفسية، إقياء
100	سعال، التهاب العيون، فقدان القدرة على الشم، اضطراب التنفس، خمول، تشنج الحنجرة. تزداد شدة الأعراض بالتدريج، وقد يحدث الموت خلال 48 ساعة
150 - 100	شلل العصب الشمي

التركيز (جزء بالمليون)	الأعراض/النتائج
300-200	التهاب حاد في العيون تشنج قصبات حاد، وظهور وذمة رئوية.
700-500	ترنج، فقدان الوعي خلال 5 دقائق، ضرر فادح في العيون خلال نصف ساعة، الموت خلال ساعة.
1000-700	فقدان وعي مفاجئ، عند شهيق أو شهيقين فقط، توقف التنفس، الموت خلال دقيقة واحدة.
2000-1000	الموت الفوري*

المصدر: US Department of Labor، بدون تاريخ.

كما أن غاز كبريتيد الهيدروجين شديد القابلية للاشتعال ويمكن أن يلتهب عند تراكيز تتراوح بين 4-46%. ومن مخاطره الأخرى أنه مسبب قوي لتآكل المعدن، ويمكن بالتالي أن يؤدي إلى فقدان جزء من سماكة المعدن، وتقصفه، ويؤدي إلى إجهاد المعدن وتشققه.

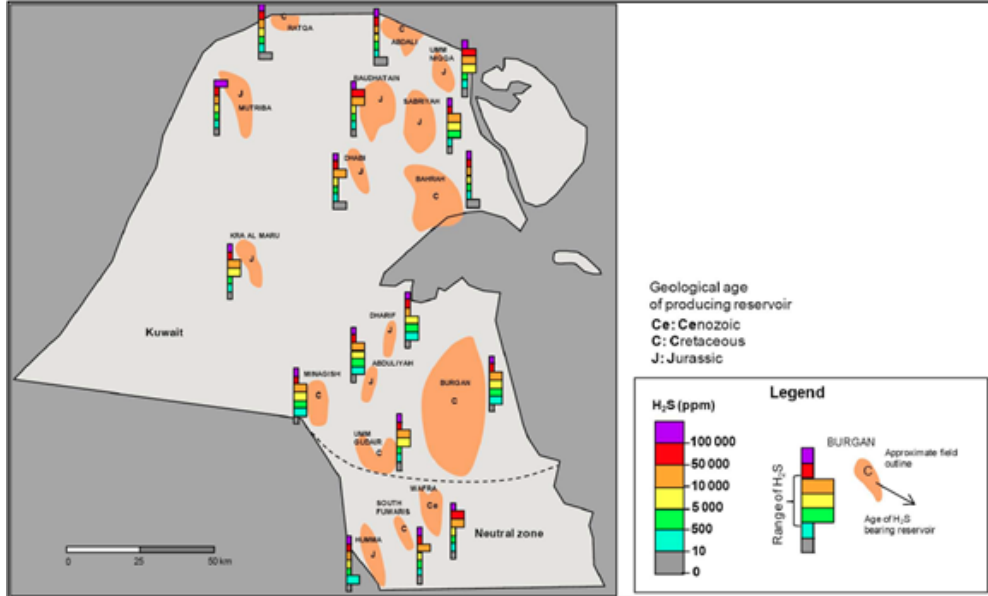
عند وضع خطة الحفر لمناطق معروفة، يمكن توقع وجود غاز كبريتيد الهيدروجين حسب المعلومات السابقة عن المنطقة، حيث يتوجب إجراء دراسة حول المعلومات الجيولوجية والجغرافية للمنطقة، بحيث تتضمن هذه الدراسة تقارير حفر الآبار المجاورة للتنبؤ بالنطاقات التي يتوقع أن يصادف فيها غاز كبريتيد الهيدروجين. ويزداد الأمر صعوبة عند حفر الآبار التنقيبية أو الاستكشافية، حيث المعلومات المتاحة شحيحة، فيتم أخذ الحيطة واعتبار وجود غاز كبريتيد الهيدروجين أمراً ممكناً عند أي عمق للحفر، مما يعني ضرورة وجود برنامج حفر يتضمن عدة خيارات لسائل الحفر لمواجهة الضغوط المتوقعة وغير المتوقعة، كما يتضمن هذا النوع من برامج الحفر عادة استخدام مواد كاسحة لغاز كبريتيد الهيدروجين Scavenger للحد من تأثيره على مجموعة الحفر، ويمكن عند التأكد من أن المنطقة تحتوي على هذا الغاز أخذ ذلك بعين الاعتبار عند اختيار نوعية مواسير الحفر والتغليف. كما لابد من تزويد الحفارة بجهاز كاشف لهذا النوع من الغاز. علاوة على ما سبق، يؤخذ الاتجاه العام للريح بعين الاعتبار عند وضع شعلة حرق الغاز.

ونظراً لخطورة غاز ثاني كبريتيد الهيدروجين، فإن بعض الحالات تستدعي إحراق الغاز بشكل فوري إذا فقدت السيطرة عليه، ومن الأمثلة على ذلك حادثة اندفاع البئر RA-484 في حقل الروضتين شمال دولة الكويت عام 2012، حيث احتوى الغاز الطبيعي المندفع من البئر على غاز ثاني كبريتيد الهيدروجين، وتضمنت معالجة الوضع إشعال الغاز المندفع لمنع الغاز السام من التأثير على البشر وباقي المخلوقات في المنطقة، بينما تم لاحقاً التعامل مع حريق البئر⁴³. يذكر هنا أن العديد من مكامن

* لغرض المقارنة فقط، فإن غاز ثاني أكسيد الكربون عند تركيز 1000-2000 جزء بالمليون يسبب الشعور بضيق التنفس فقط.

الكويت تحتوي على غاز كبريتيد الهيدروجين⁴⁴، كما هو مبين في الشكل 22، حيث تختلف التراكيز والأعمار الجيولوجية التي يوجد فيها من مكمّن لآخر.

الشكل 22: وجود غاز كبريتيد الهيدروجين في حقول دولة الكويت



المصدر: Hofmann et al، 2017

3-2 المشاكل المرتبطة بالمعدات

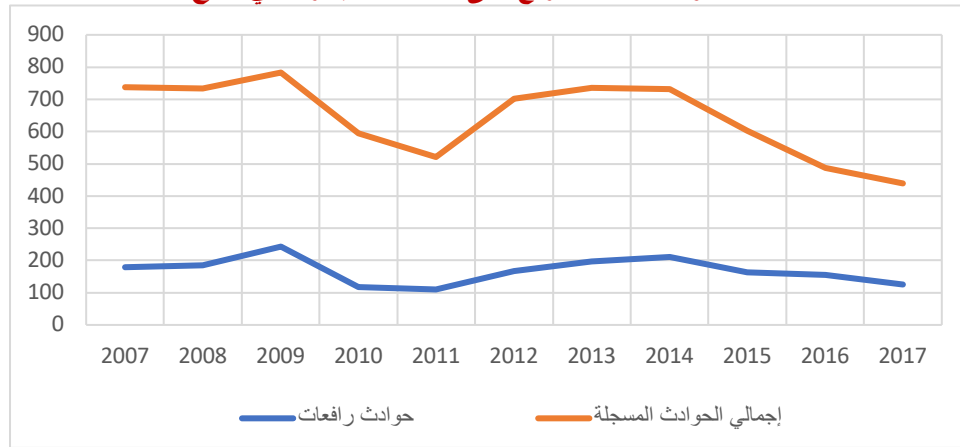
تعد سلامة معدات الحفر وصيانتها من العوامل الرئيسية في الحد من مشكلات الحفر*. لكن هذه المعدات بعينها يمكن أن تكون مصدراً للمشاكل، إذا لم تعمل بالشكل الذي صممت له، ويتم عادة النظر في النقاط التالية للحد من مشاكل المعدات:

- 1- استخدام طاقة تصميمية مناسبة للمضخات للتأكد من قدرتها على تنظيف البئر.
 - 2- وجود محرك بقوة كافية لرفع مجموعة الحفر، مع هامش احتياطي لمواجهة المشاكل المحتملة في البئر.
 - 3- وجود أنظمة تحكم ملائمة لمواجهة حالات ركلات الغاز Kick، مع ضرورة صيانة موانع الاندفاع بأنواعها المختلفة.
 - 4- وجود نظام مراقبة يسجل تغير مؤشرات الحفر بشكل منتظم.
 - 5- وجود نظام فعال للتعامل مع سائل الحفر، وصيانة المعدات.
- هناك العشرات من مشاكل المعدات، منها ما يتعلق بتعطل المعدات، وهو أمر وارد كثيراً في ضوء الظروف القاسية التي يتم العمل ضمنها. كما أن هناك مشاكل طارئة لا

* سيتم إيراد مثال يجمع تأثير المعدات والاتصالات والطاقل على حادثة تعد من الكوارث البيئية في تاريخ الصناعة البترولية.

تتعلق بالمعدات نفسها بقدر ما تتعلق بطريقة التعامل معها، أي أنها ترتبط بالخطأ البشري، مثل سقوط أحد العدد المعدنية في البئر بعد رفع المواسير، وهي حال تستدعي عملية اصطياح مكلفة، وقد تفشل عملية الاصطياح مما قد يوجب استخدام رأس حفر خاص لطحن المعدن، مع ما يرافق ذلك من ضياع للوقت. ويمكن الإشارة على سبيل المثال إلى أن الحوادث المرتبطة بمعدات الرفع Cranes وما يماثلها على المنصات البحرية، مثلت نحو 26% من إجمالي الحوادث التي تم تسجيلها في نطاق الرصيف القاري الخارجي في خليج المكسيك⁴⁵ بين عامي 2007 و2017، كما هو مبين في الشكل 23.

الشكل 23: عدد حوادث معدات الرفع على المنصات البحرية في خليج المكسيك



المصدر: تم إعداد المخطط بناء على بيانات مكتب السلامة والدعم البيئي في الولايات المتحدة الأمريكية، بدون تاريخ.

3-3 الاتصالات

تعتبر الاتصالات Communication من أهم النقاط التي تساهم في الحد من مشاكل الحفر، وتتجلى أهميتها بدءاً من لحظة التفكير بحفر البئر والاجتماعات المتتالية للتحضير لكل مستلزمات عملية الحفر، وما يتبع ذلك من تبادل للبيانات والمعلومات التي تتوالى تباعاً من تقارير الحفر اليومية عبر الاتصالات بين طاقم الحفر والمقر الرئيسي للشركة. إضافة إلى ذلك، هناك نوع آخر يعتبر من أهم أنواع الاتصالات خلال عملية الحفر، وهو إن جاز التعبير الاتصال بين الطاقم وبين البئر. هذا النوع من الاتصالات يتم عبر معدات وأجهزة المراقبة التي تخبر الطاقم بما يحدث في باطن البئر، وتنقل لهم المعلومات المتتالية التي يتم اتخاذ القرارات المناسبة بناء عليها. ومن بين هذه المعلومات الضغط، ووزن تشكيلة الحفر، وعزم اللي، ومواصفات سائل الحفر، وضغط المضخات، وسرعة تقدم رأس الحفر وكفاءته ضمن التشكيل المحفورة.

هذه المعلومات وغيرها كانت تسجل يدوياً فيما سبق، ويتم تبادلها عبر أجهزة الفاكس، أو عبر الاتصالات الهاتفية، مع ما يتبع ذلك من احتمالات الخطأ خلال نقل المعلومات. لكن التقدم التقني في مجال المعلومات الرقمية ساهم في تغيير هذه الصورة عبر مفهوم الحقول الرقمية الذكية وهي تمثل تكاملاً بين الإنسان، والتقنية، والعملية Process، يبدأ من مراقبة وقياس مؤشرات الآبار، ثم نقلها بشكل فوري ليتم تحليلها ومعالجتها من قبل فرق متعددة التخصصات تساهم في تحويل كم البيانات الهائل إلى معلومات تسهل اتخاذ القرار المناسب في الوقت المناسب، وتتحكم بسير العمليات بشكل سريع.

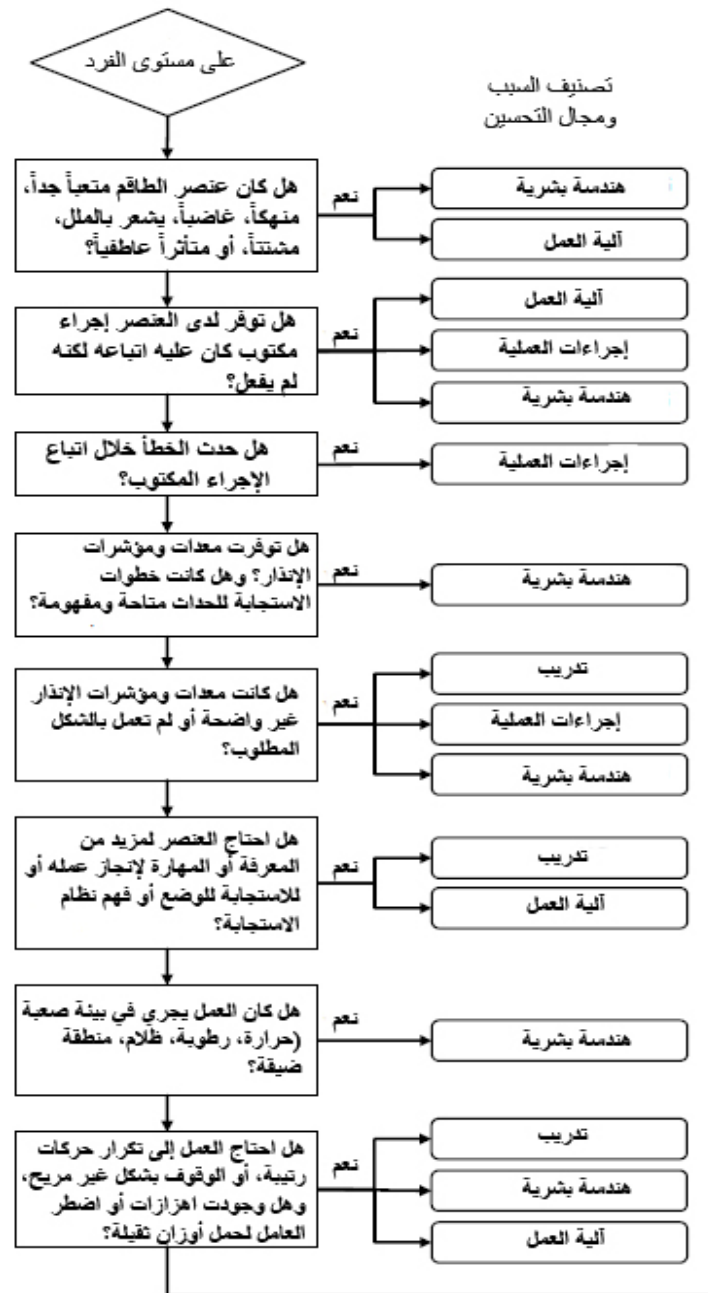
3-4 الطاقم

يعتبر الطاقم أحد أهم العناصر التي تحدد نجاح أو فشل عملية الحفر حتى عند استخدام أحدث المعدات التقنية. وتشير الإحصائيات إلى أن نحو 80% من حوادث الحفر الكبرى التي يشهدها العالم من حين لآخر، تعود لأسباب ترتبط بالأخطاء البشرية. وهذا ما يؤكد على أن موضوع الأمن والسلامة خلال عمليات الحفر يجب أن يتحول من مجرد تدريب إلى ثقافة أساسية يتم الالتزام بها بشكل ذاتي.

على الصعيد العملي، لا يوجد حتى اليوم منهاج متكامل يمكن من خلاله إجراء تقييم معقول يتحكم في مخاطر العوامل البشرية خلال عمليات الحفر. لكن هناك العديد من المحاولات التي تسعى إلى إيجاد مثل هذا النوع من التقييم عبر التحقيق في الحوادث وتحليل السبب الجذري لها، ومنها دراسة قام بها باحثان من كلية هندسة الميكانيك والنقل في جامعة الصين للهندسة البترولية. يبين الشكلان 24، 25* مخططاً لتحليل الأسباب الجذري لحادث ما على مختلف المستويات (فرد، فريق، إدارة) ومحاولة تصنيف هذا السبب ضمن فئات متميزة بحيث يصبح من الأسهل الحد من هذا السبب في المستقبل⁴⁶. تتضمن الهندسة البشرية المشار لها في المخططين طريقة التواصل مع الآلات في الموقع، وبيئة العمل نفسها، والتعامل مع الأنظمة المعقدة، والأنظمة التي لم تحدد وقوع خطأ ما، أو الأخطاء التي تم التغاضي عنها. أما آلية العمل، فتتضمن التحضير للعمل، واختيار الطاقم المناسب، وطبيعة الإشراف على الطاقم.

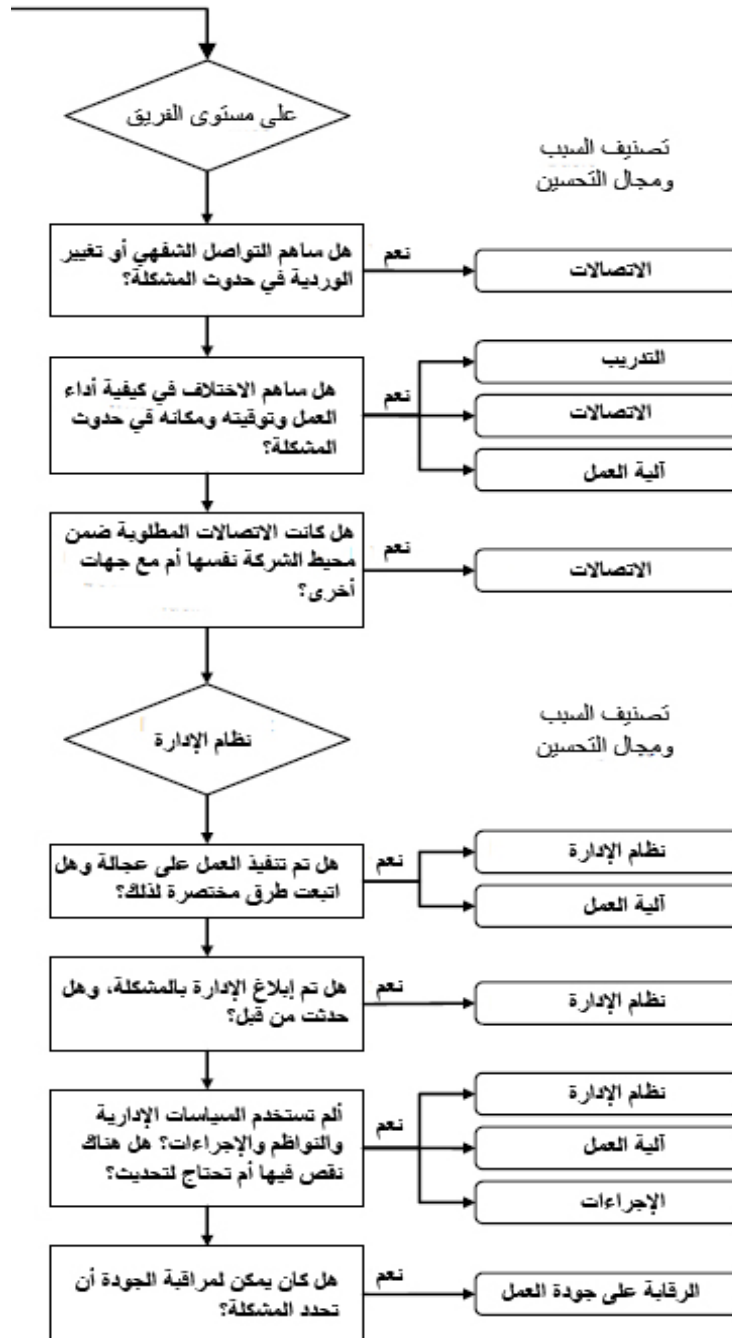
* الشكلان في الأساس ضمن مخطط واحد تم تقسيمه هنا ليكون أوضح، وعند البحث عن جذر الخطأ من المستوى الفردي وعدم الوصول إليه، يتم الانتقال إلى البحث على مستوى الفريق، ثم مستوى الإدارة.

الشكل 24: مخطط تحليل الأسباب الجذرية للحوادث على مستوى الفرد



المصدر: Ji and Zhang، 2012

الشكل 25: مخطط تحليل الأسباب الجذرية للحوادث على مستوى الفريق والإدارة



المصدر: Ji and Zhang، 2012

وخلال مساعي توصيف عدد الحوادث وأسبابها وارتباطها بالطواقم وعدد ساعات عملهم، بدأت الرابطة الدولية لمقاولي الحفر IADC بتوثيق إحصاءات الحوادث المرتبطة بالحفر منذ عام 1962، على أمل الوصول إلى أفضل معايير السلامة المهنية لطواقم الحفر وعملية الحفر إجمالاً.

يبين **الجدول 10** على سبيل المثال عدد الحوادث المضيعة للوقت LTI في عام 2018 حسب الفئات العمرية للطواقم العاملة في الصناعة البترولية في الشرق الأوسط* وفي العالم⁴⁷، حيث يلاحظ منه أن عدد هذه الحوادث يقلّ بالنسبة للمتقدمين في السن مقارنة بفئات العمر الأصغر، وهو ما يشير بجلاء إلى الدور الذي تلعبه الخبرة. كما يبين أن أكبر عدد من الحوادث كان ضمن الفئة العمرية بين 26-35 سنة، وليس ضمن الفئة الأقل عمراً (18-25 سنة) وربما يعود السبب في ذلك إلى أن الفئة الأقل عمراً يكونون عادة من المتدربين أو الذين لا تستند لهم مهام رئيسية على منصة الحفر أو في الموقع[†]. ويمكن أن يُدعم هذا الاستنتاج من خلال بيانات أخرى توضح أن نحو 37% من الحوادث المضيعة للوقت في الصناعة البترولية إجمالاً، تسبب بها أفراد تراوحت مدة خدمتهم بين سنة إلى خمس سنوات في مجال الحفر⁴⁸. ولابد عند النظر إلى هذا النوع من الجداول أن تبقى جزئية كلفة توقف الحفر ضمن منظور الأهمية، فارتفاع عدد الحوادث يعني المزيد من التوقيفات عن العمل.

الجدول 10: عدد الحوادث المضيعة للوقت في عمليات الحفر حسب الفئات العمرية عام 2018

الشرق الأوسط		إجمالي الصناعة البترولية	
الفئة العمرية	عدد الحوادث	على اليابسة	في المغمورة
18 - 25	عدد الحوادث	10	3
	النسبة من الإجمالي	33.3 %	30 %
26 - 35	عدد الحوادث	12	3
	النسبة من الإجمالي	40 %	30 %
36 - 45	عدد الحوادث	3	2
	النسبة من الإجمالي	10 %	20 %
46 - 55	عدد الحوادث	3	1
	النسبة من الإجمالي	10 %	10 %
56 - 65	عدد الحوادث	2	1
	النسبة من الإجمالي	6.7 %	10 %
	الإجمالي	30	10
	الإجمالي	334	

المصدر: IADC، 2018

* بحسب تقارير الرابطة الدولية لمقاولي الحفر، منطقة الشرق الأوسط هي البقعة الجغرافية الممتدة شرق البحر الأبيض المتوسط وخليج السويس والبحر الأحمر، وحتى الحدود الشرقية لإيران، وإلى جنوب الحدود الشمالية لتركيا متضمنة المياه الإقليمية للبحر الأسود، والحدود الشمالية لإيران متضمنة المياه الإقليمية لبحر قزوين، وإلى الجنوب من بحر العرب.

† تم استخلاص هذا الجدول من ضمن مجموعة كبيرة من البيانات عن مختلف المجموعات الدولية في العالم، وتم الاكتفاء بنموذج من الشرق الأوسط وإجمالي العالم لتوضيح الفكرة فقط، علماً أن البيانات أوضحت أن ما ينطبق على الشرق الأوسط ينطبق على باقي المجموعات الدولية. ويشار هنا إلى أن العديد من الشركات العربية تشارك بيانات الحوادث فيها مع الرابطة الدولية لمقاولي الحفر، ومنها "شركة أدنوك للحفر"، و"شركة الحفر المصرية EDC"، و"شركة الخليج العالمية للحفر GDI"، المسجلة في قطر.

ولبيان أهمية الطاقم، يمكن الإشارة إلى أن دراسة 59 حالة اندفاع للآبار حدثت في الصين بين عامي 1970 و2006، بيّنت أن أكثر من 93% من تلك الحوادث حصلت نتيجة لأخطاء بشرية⁴⁹. بينما أشارت بيانات تقرير لوزارة الداخلية الأمريكية⁵⁰ إلى أن 38% من حوادث الاندفاع التي سجلت عام 1998 في خليج المكسيك كانت نتيجة أخطاء بشرية، و37% كانت نتيجة لمشاكل في المعدات. كما أن 46% من الحوادث التي أدت إلى الموت كانت نتيجة أخطاء بشرية كذلك.

مثال: اندفاع بئر ماكوندو

يعتبر اندفاع بئر ماكوندو Macondo في خليج المكسيك في الولايات المتحدة الأمريكية أحد أكثر الكوارث لفتاً للانتباه خلال العقد الحالي، إذ استمر الاندفاع لمدة 87 يوماً قبل أن يتم التحكم بالبئر بشكل نهائي، وتراوحت تقديرات كميات النفط التي اندفعت من البئر بين 4-5 مليون برميل، إضافة إلى 266 مليون متر مكعب من الغاز، معظمها من الميثان، كما تم العثور في العينات المأخوذة من المياه القريبة من موقع الاندفاع على نسب من البنزن benzene، والتولوين toluene، وإيثيل بنزن ethylbenzene، والزيلين xylenes، بتركيز وصل إلى 78 ميكرو غرام/ لتر⁵¹.

أما الكارثة الأكبر فكانت موت 11 عنصراً من الطاقم العامل على منصة الحفر Deepwater Horizon.

بدأت عملية حفر البئر الاستكشافية في شهر شباط/ فبراير عام 2010 على بعد 66 كم جنوب غرب سواحل ولاية لويزيانا في مياه عمقها نحو 1500 م، وبلغ عمق البئر 5500 م تحت مستوى سطح البحر. كانت الخطة أن يتم حفر البئر ثم إغلاقها مؤقتاً ليتم إكمالها لاحقاً كبئر إنتاج.

تعرضت البئر مرتين لركلة غاز، الأولى عند عمق 2734 م، وقد تنبه لها الطاقم، وجرى إغلاق البئر، ورفع الوزن النوعي لسائل الحفر. أما الركلة الثانية فكانت على عمق 4055 م، وقد تنبه لها الطاقم أيضاً وجرى إغلاق البئر، لكن تشكيلة الحفر كانت مستعصية هذه المرة، فتم قطع مواسير الحفر، وجرى حفر جذع جانبي لتجاوز مشكلة الاستعصاء. وقد تكلفت الشركة العاملة على البئر BP نحو 13 مليون دولار نتيجة الوقت الضائع، ونتيجة فقدان 16 ألف برميل من سائل الحفر، إذ شهدت عملية الحفر فقدان دوران سائل الحفر ودخوله إلى الطبقة عدة مرات، وتم التعامل مع هذه الحالات بنجاح. ونتيجة للتوقفات والمشاكل وإعادة تقدير العمق النهائي للبئر، فقد رصد

الشركاء في المشروع 154.5 مليون دولار لحفر البئر، بينما كان من المخطط أن تبلغ كلفته 96.16 مليون دولار فقط.

وقد نشر مكتب تنظيم طاقة المحيطات الأمريكي التابع لوزارة الداخلية في الرابع عشر من أيلول/سبتمبر 2011، تقريراً مفصلاً عن الأسباب التي أدت إلى اندفاع البئر⁵²، حيث بين التقرير أن السبب الرئيسي للاندفاع كان سوء تنفيذ عملية السمنتة لمواسير تغليف المرحلة الإنتاجية. إذ أن تدرج الضغط بين المسامات والشقوق كان محدوداً، فتقرر استخدام خلطة إسمنتية رغوية استعمل فيها غاز النتروجين للحصول على خلطة خفيفة الوزن قدر الإمكان. وقد ترافق اختيار هذه الخلطة بعدة مخاطر، أهمها:

① عدم ثبات الخلطة الرغوية، وهذا ما جرى التأكد منه لاحقاً عبر إجراء اختبارات على عدد كبير من العينات التي ثبت أن 50% منها لم تكن ثابتة في الشروط السطحية، بينما 18.5% من العينات فقدت ثباتيتها في الشروط المكمنية.

② وجود حجم كبير من الغاز ضمن الخلطة الإسمنتية يعني عملياً أن كمية الإسمنت الفعلية كانت أقل نسبياً مما هو مطلوب، وهذا ما زاد من احتمال تلوث الاسمنت بسائل الحفر.

كان الخيار الوحيد المتاح للتخفيف من مخاطر استخدام هذا النوع من المخاطات هو إجراء اختبار دقيق لتركيب الخلطة والعناية قدر الإمكان بإجراءات عملية السمنتة. لكن ذلك لم يتحقق على أرض الواقع، فقد تم استخدام 6 ممرزات قبالة المكن، بينما كان العدد التصميمي أكبر من ذلك، وتوفرت على المنصة مجموعة من الممرزات ظن الطاقم خطأ أنها لم تكن من النوع المطلوب، فتم الاستغناء عنها. إضافة إلى أن الدراسات السابقة أشارت إلى مخاطر تشكل أفنية تمتد من رمال المكن نحو الأعلى، وتم التغاضي عنها. ولم تشتمل خلطة الإسمنت على الإضافات المناسبة التي تمنع انفصال السائل (الماء) من الخلطة، وهذا ما تسبب في فقدان كمية كبيرة من السائل بمعدل بلغ ستة أضعاف المعدل المقبول في الصناعة البترولية.

كما أن حذاء مواسير التغليف Casing Shoe تم إسناذه إلى صخور غضارية صفائحية متطبقة Laminated، بدل أن يسند إلى تكوين أكثر تماسكاً، وقد فشل حذاء المواسير في منع عودة الإسمنت من الفراغ الحلقي إلى المواسير، مع أن حذاء المواسير يعتمد عادة على الإسمنت نفسه في عزل الفراغ الحلقي وهذا ما لم يتحقق بسبب تلوث الإسمنت بسائل الحفر. ورغم احتواء حذاء المواسير على صمامي عدم رجوع مثبتين

في الطوق العائم Float Collar، إلا أن الصمامين فشلا بدورهما في منع تسرب الإسمنت من الفراغ الحلقي إما لأنهما لم يعملأ أساساً، أو لأنهما لم يقدمأ العزل المطلوب. كما لم يتم ضخ كمية كافية من سائل الإزاحة بعد إنزال الأسمنت. تسبب ما سبق ذكره في تسرب الغاز والنفط إلى البئر. وكان هناك عدد من المؤشرات على حصول هذا التسرب، منها:

① قيام الطاقم بإجراء اختبار للضغط على عازلية الإسمنت خلف مواسير التغليف الإنتاجية، وقد بين الاختبار وجود فرق في الضغط بين مواسير الحفر وبين خط قتل البئر Kill Line، وهو خط مواسير عالي الضغط يمتد من مجموعة موانع الانفجار إلى المضخات على السطح.

② تكرار الاختبار مرة ثانية والحصول على نفس النتائج، وقد عزاه أفراد الطاقم إلى ما يسمى تأثير المثانة الذي يعني أن ضغط سائل الحفر الموجود في الفراغ الحلقي ينتقل إلى مواسير الحفر (Bladder Effect)، والذي تبين خطأ لاحقاً.

بعد وصول الغاز إلى السطح اختار الطاقم تحويله إلى فاصل الغاز الخاص بسائل الحفر (MGS)، لكن كمية الغاز كانت كبيرة حيث وصل معدل اندفاع الغاز إلى 4.6 مليون م³/ي، وارتفع الضغط في المعدات إلى أكثر من الطاقة التشغيلية بحوالي 100 رطل/بوصة مربعة (psi)، وتسرب الغاز على سطح منصة الحفر وصولاً إلى مأخذ الهواء للمحركات العاملة على سطح المنصة، وتحول الأمر من تسرب للغاز إلى انفجار أودى كما سلف بحياة 11 شخصاً من الطاقم، وتسبب بتدمير منصة الحفر التي اشتعلت لست وثلثين ساعة قبل أن تغرق، لتبدأ بعدها آلاف البراميل من النفط بالتسرب إلى مياه خليج المكسيك، وقد بين التحقيق أن موانع الاندفاع (BOP) أغلقت على الفراغ الحلقي لكنها لم تتمكن من عزله، فعملت موانع الاندفاع المتغيرة (VBR) وأغلقت الفراغ، إلا أن تضرر كابل (MUX)* بسبب الحريق تسبب في إعادة فتح موانع الاندفاع، وفشلت بسبب الحريق أيضاً عملية تشغيل مانع الاندفاع الأعمى (BSR)، وفشل نظام المشاكل الكبرى الأوتوماتيكي (AMF) في تشغيل ذلك المانع، وبدورها فشلت المركبات الآلية التي يتم التحكم بها من بعد (ROV) في تشغيل مانع الاندفاع الأعمى⁵³.

* يتم التحكم بموانع الاندفاع أوتوماتيكياً عبر جهاز متعدد الإرسال يدعى Multiplexer، ويتم وصله إلى منصة الحفر عبر Mux Cable.

يؤكد هذا المثال على أن مشاكل الحفر يمكن أن تكون عملية متسلسلة سقطت خلالها الأنظمة الدفاعية للبئر، وساهم الخطأ البشري في تواتر مشكلة المعدات، كما كان للاتصالات غير الدقيقة دور فيما حصل، إذ أن شركة BP لم تنقل لشرائها كل المعلومات عن المخاطر المرافقة لعملياتها على البئر، وربما لو فعلت ذلك لكانت حصلت على رأي هندسي إضافي يساهم في الحد من تلك المخاطر.

مثال: انفجار منصة Piper Alpha في بحر الشمال

وهو مثال لا بد منه لتبيان تأثير المعدات والطاقم على مشاكل الحفر والإنتاج. فقد شهد مساء الخامس من تموز/يوليو عام 1988 مجموعة من الانفجارات المتوالية التي مزقت منصة Piper Alpha خلال عملها في بحر الشمال. اكتشف حقل Piper عام 1973 على بعد 193 كم إلى الشمال الشرقي من مدينة "أبريدن" في اسكتلندا، في مياه عمقها 144 م، وتقع مكانه على أعماق تتراوح بين 2100-2800 م تحت سطح البحر. بلغ إنتاج الحقل عام 1976 نحو 250 ألف ب/ي من النفط، انخفضت عام 1988 إلى 125 ألف ب/ي. صممت منصة الحقل للقيام بعمليات الحفر والإنتاج في وقت واحد. وخلال عمليات الصيانة الدورية أزيل صمام عدم رجوع من إحدى مضخات المتكثفات، واستبدل بسدادة عادية ريثما تتم صيانة الصمام. لكن المضخة توقفت عن العمل في وقت لاحق، وعند محاولة إعادة تشغيلها، تسربت كمية من المتكثفات واشتعلت، تبعها توقف ضاغط للغاز ثم انفجاره، ووصلت النيران إلى فاصل للنفط فانفجر بدوره، وتتابع سلسلة الانفجارات لتصل إلى خطوط نقل النفط والغاز، مدمرة معظم المنصة. تسببت الحادث في وفاة 167 فرداً من الطاقم، وتجاوزت الخسائر المادية 2 مليار جنيه إسترليني.

وبينت التحقيقات أن سبب الحادث لم يكن عطلاً فنياً فقط أو خطأ بشرياً فقط، حيث تبلورت أوجه القصور في أمور أخرى من أهمها: إجراءات التبديل ومناوبات العمل بما في ذلك خطوات التسليم والاستلام بين الورديات، وآلية إصدار تصاريح العمل العامة والخاصة، وتداول مستندات تحليل مخاطر العمل، ومدى اتباع قواعد وإجراءات السلامة المهنية والخاصة، ومدى نجاح إجراءات الطوارئ وخطة الإخلاء. علاوة عن القصور من ناحية التفقيش الأمني الدوري والتدقيق، إذ لم تكن هناك خطة مسبقة للتعامل مع الأخطار المتوقعة لحادث احتراق الغاز عالي الضغط⁵⁴.

3-5 المعدات المستعصية

تعرّف بأنها المعدات التي تسقط في البئر أو هي القسم من تشكيلة الحفر الذي يبقى في البئر بعد انقطاع الأنابيب. وهناك حالات لا تتعلق فقط بسقوط المعدات أو انقطاع الأنابيب، فعلى سبيل المثال قد يتكسر رأس الحفر أو جزء منه خلال الحفر، مخلفاً أقساماً منه في البئر عند رفع المواسير، وهي حالة قد تحصل لعدة أسباب، مثل استخدام رأس حفر غير مناسب للتشكيلة المحفورة، أو عدم كفاية سائل الحفر لتبريد وتنظيف رأس الحفر، أو وضع حمولة تزيد عن قدرة رأس الحفر، وغير ذلك من الأسباب. كما قد تسقط معدات الاصطياد نفسها في البئر وتحتاج إلى عملية اصطياد خاصة بها.

يعتبر التدريب ورفع درجة الوعي عند الطاقم من أهم الخطوات التي يجب اتخاذها للحد من هذا النوع من المشاكل، حيث تعتبر قطع الحطام التي تسقط في الآبار المسبب لعدة مشاكل، عدا عن الكلفة الاقتصادية التي تعود بها على عملية الحفر ككل، خاصة عند الحفر في المغمورة. وقد تسقط قطع من الحطام في البئر (بعد) انتهاء عملية الحفر، لكنها تبقى تشكل خطراً على عملية الإنتاج وقد تتسبب بعطب مواسير الإنتاج أو معدات الإنتاج الجوفية.

عملياً، تجري محاولة التقاط المعدات وقطع الحطام التي تسقط في البئر عبر عملية الاصطياد Fishing، وهي عملية يتم خلالها استخدام طيف واسع من معدات الاصطياد من بينها استخدام مغناطيس قوي لالتقاط القطع المعدنية، وشبكة خاصة تثبت ضمن أنبوب يحتوي على رأس طاحن كما هو مبين في الشكل 26، حيث يفتت الرأس الطاحن القطع المعدنية بينما تفتح أصابع السلة باتجاه واحد نحو الأعلى لتسمح بالتقاط الأجسام ولا تسمح بسقوطها ثانية⁵⁵.

الشكل 26: سلة اصطياد الحطام من البئر



تستهلك عملية الاصطياد وقتاً طويلاً خاصة خلال عمليات رفع وإنزال هذه المعدات في محاولة اصطياد الحطام من البئر، والذي يشار له باسم السمكة Fish بغض النظر عن نوعه. وفي حال فشلها، يستخدم رأس حفر خاصٍ يطحن قطع الحطام، أما في حال العجز نهائياً عن اصطياد الحطام، فيمكن صب جسر اسمنتي فوقه، وإمالة البئر لتجاوز منطقة الحطام إن كان ذلك اقتصادياً، أو قد يتم هجر البئر نهائياً في الحالات الصعبة.

رابعاً: السيطرة على البئر

السيطرة على البئر أو التحكم بالبئر Well Control، هي آلية تركز على منع الموائع الطبقيّة من دخول البئر، وتشمل تقدير الضغط الطبقي، ومقاومة صخور الطبقات للضغط، واستخدام مواسير التغليف وسائل الحفر لموازنة الضغط الطبقي. كما تتضمن السيطرة على البئر استخدام معدات خاصة لإيقاف تدفق موائع البئر بشكل غير مسيطر عليه، وهي صمامات خاصة تسمى موانع الاندفاع⁵⁶.

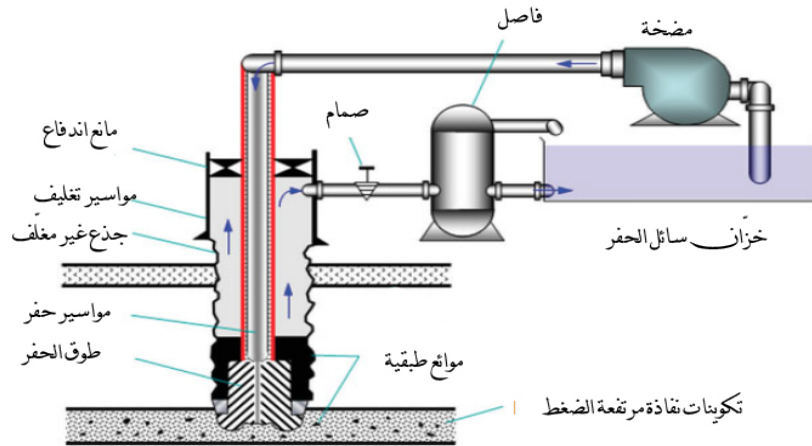
4- 1 تصنيف طرق السيطرة على البئر

يمكن تصنيف طرق السيطرة على البئر ضمن ثلاثة أنواع من التحكم:

- 1- **التحكم الرئيسي:** ويتم عبر الضغط الهيدروستاتيكي لوسائل الحفر، والذي يجب يكون أعلى بقليل من الضغط الطبقي، لكن بما لا يتسبب بتهديب السائل أو التسبب بتشقق الصخور.
- 2- **التحكم الثانوي:** ويتم عن طريق موانع الاندفاع المختلفة (مانع الاندفاع الحلقي Annular، ومانع الاندفاع المكبسي Ram). يعمل مانع الاندفاع الحلقي على عزل الفراغ الحلقي حول مواسير الحفر أو مواسير الإنتاج، ويوضع فوق مانع الاندفاع المكبسي لزيادة الأمن والقدرة على التحكم. ويستخدم نوع من الموانع المكبسية يسمى المانع الأعمى Blind لإغلاق البئر في حال عدم وجود مواسير ضمنه، كما يستخدم مانع القص Shear وهو قادر على قطع المواسير الموجودة في البئر وعزل البئر تماماً. تزود موانع الاندفاع بالطاقة عادة عبر الضغط الهيدروليكي من مُراكمات الضغط* Accumulator ويتم التحكم بها عبر صمامات يتم تشغيلها يدوياً أو إلكترونياً، كما قد توجد أجهزة تحكم أخرى يتم تشغيلها أوتوماتيكياً في حال عدم وجود أحد من الطاقم لتشغيل الموانع. ويزود رأس البئر بوصلة خاصة تقع تحت موانع الاندفاع، وذلك لتوجيه الموائع الخارجة من البئر في حال الاندفاع إلى خزان فصل خاص للتخلص من الغاز بشكل رئيسي⁵⁷، كما هو مبين الشكل 27.

* هي أجهزة لتخزين الضغط، تمثل بوسائل هيدروليكي غير قابل للانضغاط.

الشكل 27: مانع الاندفاع ومسار سائل الحفر

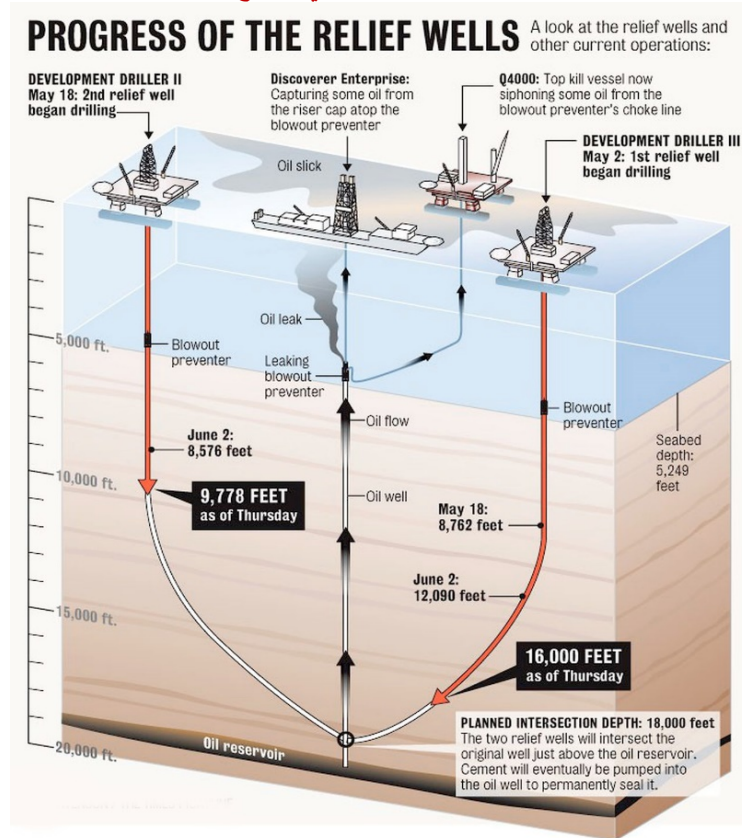


المصدر: Hossain and Al-Majed، 2015

3- التحكم الثالثي: وهو ليس تحكماً بقدر ما هو محاولة لإعادة السيطرة على البئر بعد خروجها عن السيطرة، إذ قد لا يكون سائل الحفر كافياً للتغلب على الاندفاع، وقد تخفق موانع الاندفاع في أداء مهمتها، فتبرز الحاجة إلى إجراءات أخرى مثل حقن الاسمنت في البئر وإغلاقها. كما أن التحكم الثالثي قد يتضمن حفر بئر إغاثة أو إنقاذ Relief well، بحيث تخترق جذع البئر المندفعة ويتم عبرها ضخ سائل حفر ثقيل لقتل البئر المندفعة. وهو الحل الذي تم اتباعه في إيقاف اندفاع بئر ماكوندو في خليج المكسيك. حيث جرت عدة محاولات لإيقاف الاندفاع، منها محاولة إنزال قبعة معدنية بوزن قارب 300 طن فوق فوهة البئر، ساهمت في الحد من انتشار النفط والغاز المندفعين لكنها لم توقف الاندفاع. تم إيقاف الاندفاع جزئياً وبشكل مؤقت عبر ضخ سائل حفر ثقيل باستخدام منصة خاصة، لكن النفط كان يعود للتدفق عند إيقاف ضخ سائل الحفر. تمثل الحل النهائي بحفر بئر إنقاذ اخترقت مواسير التغليف للبئر المندفعة عند عمق 5486 م، وجرى عملياً حفر بئرين كما هو مبين في **الشكل 28**، وذلك تحسباً من حدوث مشكلة ما في أحد البئرين، لكن أحدهما فقط تم إكماله⁵⁸.

ويمكن من خلال الشكل 28 كذلك ملاحظة سرعة الحفر العالية، حيث بدأ الحفر باستخدام المنصة III في 2 أيار/مايو 2010، ووصل إلى عمق 2670 م (8762 قدم) في 18 أيار/مايو، بمعدل تجاوز 166 م في اليوم، وهي سرعة عالية نسبياً مقارنة بالظروف التي تم العمل بها.

الشكل 28: حفر آبار الإنقاذ في اندفاع ماكوندو



المصدر: Drilling Formulas، 2017

خامساً: مشاكل مواسير التغليف والسمنتة

يشكل البئر صلة وصل بين المكن وبين المعدات السطحية، ويشار إلى السيطرة على نقل الهيدروكربونات من المكن نحو السطح بشكل معزول عن باقي الطبقات باسم سلامة البئر أو تكامل البئر Well Integrity. تعتبر عمليات التغليف والسمنتة حلقة هامة في سلسلة عمليات الحفر، فمواسير التغليف يمكن أن تتعرض للتآكل أو يمكن أن تهرّب الموائع عبر الوصلات غير المحكمة. ويمكن للأسمنت أن يتداعي مع مرور الوقت، أو يتقلص ويشكل شقوقاً أو يتآكل ويتساقط تاركاً جدران البئر عارية في مواجهة الموائع الطبقية.

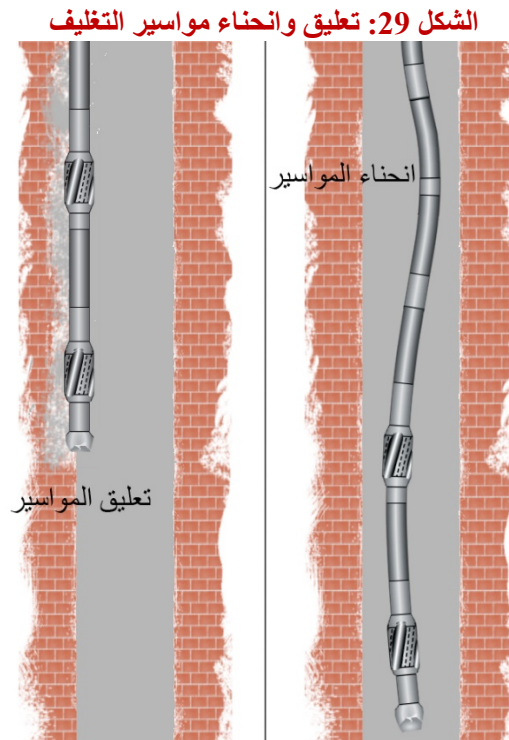
5-1 تعليق المواسير خلال تثبيتها

يمكن أن يحدث تعليق لمواسير التغليف عند إنزالها في البئر إذا لم يكن الجذع المحفور مستقيماً أو كان متضيقاً. ويحدث أحياناً بسبب الإجهاد الأفقي أن تحرك بعض الصخور

نحو جذع البئر، أو قد تنهار بعض أجزاء الجذع أو ينتفخ الغضار أو قد ترحف بعض الصخور الأسفلتية أو الملحية أيضاً خلال فترة توقف الحفر والتحضير لعملية التغليف. عند إنزال مواسير التغليف واصطدامها بجذع البئر قد تنغرس فيه، ولا بد من سحبها وإعادة إنزالها ثانية.

5-2 انحناء مواسير التغليف

يحدث عند تحميل وزن مرتفع على مواسير التغليف أن تنحني هذه المواسير، وهي مشكلة ربما تحدث في حال تعليق مواسير التغليف ومحاولة إنزالها قسراً رغم ذلك. يبين الشكل 29 تخطيطاً لحالتي التعليق والانحناء للمواسير.



المصدر: أوإبك، 2020.

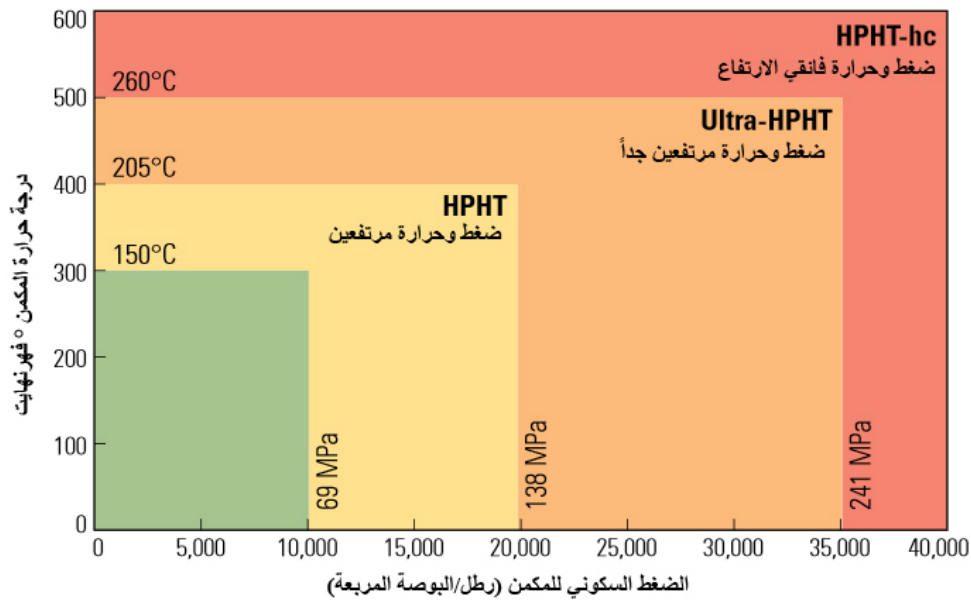
يؤدي انحناء مواسير التغليف إلى عطب وتآكل القسم المجاور لجدران البئر، ويزيد الحاجة إلى استخدام عزم ليّ مرتفع لتدوير المواسير. كما ترتفع قوى الإجهاد في معدن الأنابيب وترتفع معها فرصة ظهور الاهتزاز الأفقي. هذا في حال استخدام المواسير للتغليف فقط، لكن في بعض الحالات يمكن استخدام مواسير التغليف نفسها للحفر وهنا تبرز الحاجة إلى استخدام حمولة مرتفعة بما يناسب طبيعة الصخور التي يتم حفرها، وفي حالة الآبار العمودية قد تتسبب الحمولة في انحناء المواسير إذا لم يقدم الدعم

الجانبى المناسب لها، وهو ما يتم باستخدام ممرکزات الحفر. أما فى حالة الآبار غير العمودية (المائلة أو الأفقية)، فإن الجزء المرتکز من المواسير على جذع البئر يقدم نوعاً من الدعم لمواسير التغليف مما يسمح بوضع حمولة أكبر عليها خلال التقدم.

5-3 تأثير درجة الحرارة والضغط

تقدمت فى هذه الدراسة الإشارة إلى أن عمليات الاستكشاف تتجه نحو المياه الأعمق، أو نحو الآبار العميقة، وهو ما يعنى أن المكامن فى هذه الآبار ستكون ضمن درجات حرارة عالية وضغوط مرتفعة HPHT، إذ يبلغ متوسط تدرج حرارة القشرة الأرضية 25-30 °مئوية/كم. ويمكن لدرجة الحرارة فى هذا النوع من الآبار أن تزيد عن 150 °مئوية، ويتجاوز الضغط فيها 544-680 ضغط جوي (8000-10000 رطل/البوصة المربعة). يبين الشكل 30 تصنيف شركة Schlumberger للآبار حسب درجات الحرارة والضغط، ويلاحظ أنه يتضمن آباراً يمكن أن يزيد الضغط فيها عن 2381 ضغط جوي (35 ألف رطل/البوصة المربعة)، وتتجاوز حرارتها 260 °مئوية، وهو أمر من غير المتوقع أن يصادف فى آبار النفط والغاز، لكن بعض الآبار الجيوحرارية Geothermal يمكن أن توجد فيها هذه الظروف المتطرفة⁵⁹.

الشكل 30: تصنيف الآبار حسب درجات الحرارة والضغط



المصدر: Tony، 2016

تستدعي هذه الشروط الصعبة استخدام معدات خاصة تتحمل الحرارة والضغط. وهو ما يمكن النظر له من خلال المثال التالى:

مثال: آبار الضغط المرتفع والحرارة العالية في الهند

تصل درجة الحرارة في بعض مكامن المغمورة في حوض Krishna Godavari في الهند إلى أكثر من 215° مئوية، ويتجاوز الضغط فيها أحياناً 816 ضغط جوي. يضاف إلى ذلك تعقيد الآبار من حيث العمق والميل المرتفع وعدم تجانس الصخور وانضغاطها المرتفع، وتغير تدرج الضغط الذي لا يترك إلا مساحة ضيقة لتغير مواصفات سائل الحفر⁶⁰. تسبب حفر مجموعة آبار* ضمن الحوض المذكور في تعطل العديد من المعدات المستخدمة في البئر، مثل معدات القياس أثناء الحفر MWD، حيث تم تسجيل درجات حرارة دورانية بحدود 173° مئوية، ودرجات حرارة سكونية وصلت إلى 184° مئوية[†]، بينما كانت معظم المعدات مصممة لتحمل درجات حرارة لا تزيد عن 175° مئوية. وبسبب العمق الكبير لأحد الآبار (5585 م) فإن رفع وإنزال المواسير لاستبدال المعدات المعطوبة كان يحتاج لثلاثة أيام، وهو وقت طويل خاصة عند الحفر في المغمورة. كما تراجعت دقة قراءات أجهزة الاستشعار Sensors مع ارتفاع درجة الحرارة. وظهرت كذلك العديد من مشاكل السيطرة على البئر، مثل حالات الاستعصاء التفاضلي بسبب الضغط المرتفع وتغيراته المفاجئة من نطاق لآخر. كما برزت الحاجة إلى عدم استخدام الماء كفاصل خلال عمليات السمنتة لمنع انفصال الباريت عن سائل الحفر، علاوة على ضرورة سحب المواسير بسرعة منخفضة نسبياً لحد من ظاهرة تفرغ البئر من سائل الحفر Swabbing*.

علاوة على ما سبق، تختلف درجة حرارة المعدات أثناء الرفع والإنزال أو أثناء التوقيفات خلال عملية الحفر، وهو ما يؤدي إلى ارتفاع إجهاد الشد في المعدن بسبب التمدد والتقلص الناتجين عن الفروقات الحرارية، وفي بعض الحالات قد يؤدي حتى إلى التواء الأنابيب.

5-4 عمق تثبيت مواسير التغليف

يعتبر الاختيار الصحيح لعمق تثبيت مواسير التغليف من أهم عوامل نجاح البئر، ويرتبط هذا الاختيار بالعديد من العوامل، مثل: نوعية معدن المواسير أو ما يدعى بالتصنيف Grading، ومقاومة الركلات، ومقاومة الضغط، وسماكة معدن المواسير، والقدرة على مقاومة عوامل التآكل المختلفة، والشكل الهندسي لمسار البئر

* لم تسجل الورقة مكان الآبار بدقة ولم تعرض تسميتها.

† الحرارة الدورانية هي الحرارة المقاسة خلال دوران سائل الحفر، وهي أقل من تلك السكونية المقاسة خلال توقف الدوران.

‡ حالة تحدث عند سحب المواسير بسرعة وتؤدي (لشفط) جزء من سائل الحفر وترك قسم من الجذع مكشوفاً. وهي تشبه ما يحدث عند سحب ذراع الحقنة الطبية syringe بسرعة.

Trajectory، والعمق الحقيقي للبئر بالعلاقة مع العمق المقاس Measured، والميل والسمت، والتعرج في جذع البئر، وعزم اللي وإجهاد السحب المتوقع، ونوعية رؤوس الحفر اللازمة، ونوع سائل الحفر المستخدم ومواصفاته، وغيرها من المعايير. وعادة يتم إجراء دراسة لخواص الصخور Lithology وتقدير للضغط عند التكوينات المختلفة وصولاً إلى قاع البئر، وفي حال عدم اليقين حول هذه النقاط أو بعضها، وخاصة سماكة الطبقات المحفورة، فإن وضع برنامج التغليف قد يحتاج لبناء نماذج حاسوبية Models لاختيار أعماق نقاط التثبيت، ويتم اللجوء إلى عمليات المحاكاة الرياضية للوصول إلى النموذج الأمثل.

ينظر إلى مواسير التغليف السطحية كأهم مرحلة من مراحل التغليف، ذلك أنها تشكل جزءاً من منظومة السيطرة على البئر إذ تركز عليها موانع الانفجار وغيرها من الصمامات. تزداد مشكلة عمق تثبيت مواسير التغليف بروزاً مع ازدياد أعماق الآبار، وخاصة في حال وجود صخور ملحية يتوقع زحفها. كما تعتبر هذه المرحلة من التغليف خط الدفاع الأول ضد تلوث المياه الجوفية، وربما هذا ما استدعى وجود العديد من القوانين والنواظم في مختلف دول العالم لإلزام الشركات العاملة بأعماق محددة للتثبيت، ومنها على سبيل المثال، ولاية Idaho في الولايات المتحدة الأمريكية التي تنص صراحة على ضرورة أن تمتد مواسير التغليف إلى عمق مناسب بحيث تعزل البئر عن كل المياه الجوفية العذبة. أما في ولاية California، فإن المياه العذبة تتوضع على أعماق كبيرة تصل إلى 900 م أحياناً، وهو ما يتجاوز عمق المرحلة السطحية بكثير، لذلك تنص قوانينها على وجود مواسير تغليف وسطية Intermediate تتم سمننتها بحيث تعزل كافة النطاقات المائية والنطاقات النفطية والغازية أو تلك التي تتضمن شذوذات في الضغط. وفي ولاية Texas لا ضرورة لوجود مواسير تغليف سطحية في نطاقات المياه العذبة، بشرط أن تتم سمننت مواسير التغليف الإنتاجية إلى السطح. وتضع ولاية Arkansas المزيد من التفاصيل⁶¹ حسب عمق البئر، وحسب المنطقة ضمن الولاية*، كما هو مبين† في الجدول 11.

* هذا الجدول خاص فقط بمقاطعات: Ashley, Bradley, Calhoun, Columbia, Hempstead, Lafayette, Miller, Nevada, Ouachita, Union. بينما هناك معايير أخرى للمقاطعات الأخرى في الولاية.
† قد تبدو الأرقام في الجدول غريبة بعض الشيء، وذلك بسبب تحويل المقاييس من القدم إلى المتر.

الجدول 11: الحد الأدنى لمواسير التغليف السطحية في ولاية أركنساس

عمق مواسير المرحلة السطحية (م)	عمق البئر (م)	
	إلى	من
30.5	915	0.0
48.8	1220.0	915.3
91.5	1525.0	1220.3
152.5	1982.5	1525.3
228.8	2287.5	1982.8
305.0	2592.5	2287.8
381.3	3202.5	2592.8
457.5	<	3202.8
المصدر: AOAGC، 2019		

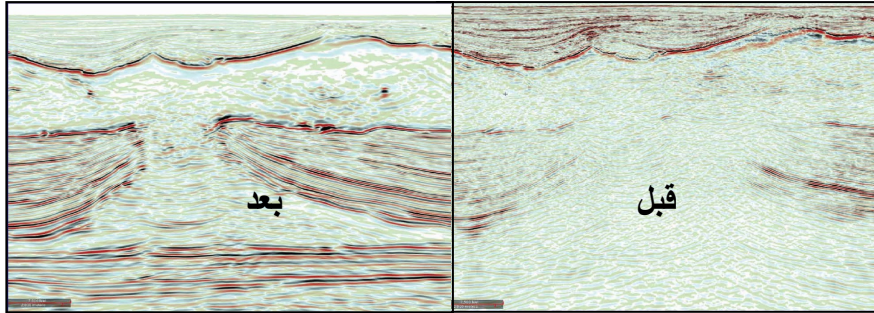
أما في British Columbia في كندا، فلا بد من وجود مواسير تغليف سطحية بطول يعادل 15% من عمق البئر. وتطلب مقاطعة Alberta أن تنزل مواسير تغليف المرحلة السطحية إلى عمق يزيد عن 25 م من عمق الطبقات المائية القابلة للاستخدام (سواء أكانت عذبة أو غير عذبة)، وتشترط كذلك أن تتم سمنتة المرحلة التالية من مواسير التغليف إلى السطح. كما تضع ضمن شروطها وجوب تثبيت مواسير تغليف وسطية إذا زاد عمق البئر عن 3600 م⁶². وترى وكالة البيئة البريطانية Environment Agency أن مواسير التغليف السطحية يجب أن تثبت ضمن تشكيلة منخفضة النفاذية تحت الطبقات الحاملة للمياه الجوفية، وتشترط سمنتة المواسير إلى السطح، مسترشدة بتوصيات معهد البترول الأمريكي API بأن مواسير التغليف السطحية يجب أن تثبت على عمق يزيد بثلاثين متراً عن عمق الطبقات المائية⁶³.

مثال: تحديات حقل Shenzi، في خليج المكسيك

اكتشف حقل Shenzi عام 2002 في القطاع 654 في خليج المكسيك في الولايات المتحدة الأمريكية من قبل شركة BHP Billiton، عبر البئر Shenzi-1 الذي حفر في مياه عمقها 1341 م، وبلغ عمقه المقاس 8109 م، حيث تم العثور على 142 م من الصخور الحاملة للهيدروكربون، منها 43 م من السماكة الفعالة. بينما عثر على 381 م من السماكة الحاملة للهيدروكربون وعلى 152 م من السماكة الفعالة في البئر Shenzi-2. قدرت المسامية الوسطية في الحقل بنحو 21%، وتراوح النفاذية بين 500-700 ميلي داسي⁶⁴. وضع الحقل على الإنتاج عام 2009، بمعدل بلغ 130 ألف ب/ي، ووصل إلى 149.5 ألف ب/ي عام 2015، وتراوح تقديرات

الاحتياطيات القابلة للإنتاج فيه بين 350-400 مليون برميل⁶⁵. كانت طبقات الملح من أولى العوائق التي واجهت الشركة خاصة عند تحديد مواقع الآبار، وأعلى الطبقات لاختيار أعماق تثبيت مواسير التغليف. ولتجاوز هذه العقبة، تم تطوير تقنية معالجة خاصة للبيانات الزلزالية من قبل الشركة في عام 2014، سمحت بالحصول على صورة عالية الدقة للقباب الملحية Diapirs، وهو ما يلاحظ من الشكل 31.

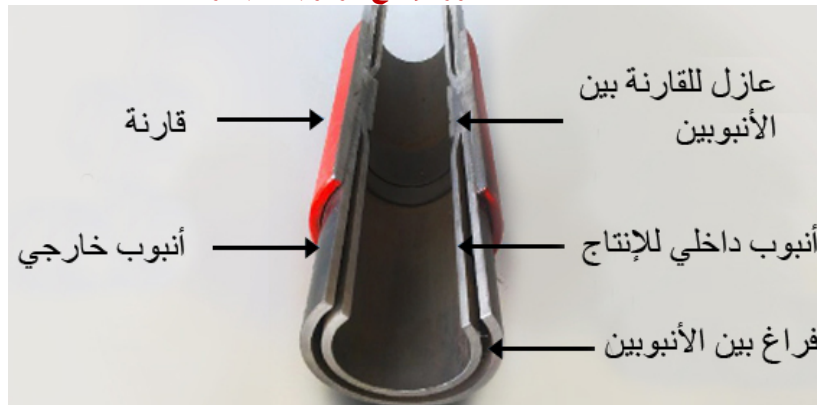
الشكل 31: القباب الملحية بعد تطوير المعالجة الزلزالية



المصدر: BHP Billiton، 2015

تمثلت أحد عوائق الحفر والتغليف في أن صخور المكنن تتوضع تحت آلاف الأمتار من الصخور الملحية، مما يبقي المجال مفتوحاً أمام زحف هذه الصخور وتدمير مواسير التغليف الإنتاجية. كما واجه طاقم العمل مشكلة أخرى تمثلت في الحرارة المرتفعة عند وضع البئر على الإنتاج، إذ أن الحرارة المرتفعة للموائع المنتجة سوف ترفع الضغط في الفراغ الحلقى وقد يتجاوز قدرة تحمل مواسير التغليف، وتم تجاوز هذه المشكلة عن طريق استخدام مواسير إنتاج مزدوجة الجدران ومفرغة⁶⁶، كما يبدو في الشكل 32، حيث تعزل هذه المواسير درجة الحرارة ضمن الأنبوب الداخلي، وتمنع انتقالها إلى الفراغ الحلقى بينها وبين مواسير الإنتاج.

الشكل 32: ماسورة إنتاج مزدوجة الجدار



المصدر: Helixoil، 2017

وقد بلغ متوسط العمق العمودي للآبار التطويرية والآبار الحقن المحفورة في الحقل زهاء 7600 م، مما عني وجود حمولة هائلة على منصة الحفر نتيجة أوزان مواسير الحفر أو التغليف، كما أن الأعماق الكبيرة للآبار كانت تعني أن التوقعات بين عملية الحفر وبين بدء عملية التغليف سوف تستهلك وقتاً طويلاً، خاصة وأن القوانين في الولايات المتحدة بعد كارثة اندفاع بئر "ماكوندو" باتت تطلب إجراء عمليات صيانة وتفتيش واختبار لموانع الاندفاع عند حفر كل بئر جديدة، وبحيث تصدق النتائج من قبل شركة مستقلة عن الشركة العاملة في حقل ما، وهذا ما كان يعني بحسب ظروف حقل Shenzi عملية تستغرق ثلاثة أسابيع على الأقل عند كل انتقال لبئر جديد.

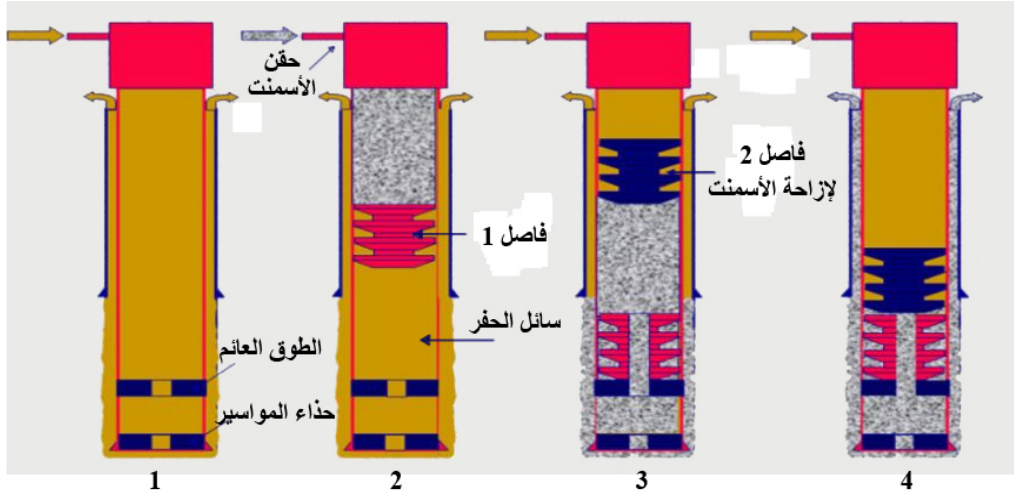
تم التغلب على هذه النقطة باستخدام سفينة حفر تحتوي على مجموعتين من موانع الاندفاع، مما وفر على الشركة وقت الانتظار عند حفر بئر جديدة. علاوة على ذلك، أثبتت سفينة الحفر هذه أنها أكثر فعالية، حيث احتوت على منصتين كانت إحدهما تعمل على حفر البئر، بينما كانت الثانية تجهز مجموعات مكونة من ثلاثة مواسير تغليف TRS، وبذلك تبدأ عملية التغليف حالما يتم إخراج مجموعة الحفر من البئر. ساهمت جميع الخطوات السابقة في التوصل إلى سرعة حفر بلغت 305 م (1000 قدم) في أقل من يومين، وهو رقم ليس من السهل الوصول إليه في ظل الحفر في المغمورة وتحت طبقات الملح. كما تم استخدام أنظمة تثقيب خاصة سمحت بإكمال مجالات بطول يزيد عن 76 م (250 قدم) دفعة واحدة مما حد من الحاجة لعمليات رفع وإنزال المعدات⁶⁷.

5- 5 مشاكل السمنتة

شهد عام 1921 تسجيل أول براءة اختراع عن طريقة لسمنتة آبار النفط⁶⁸، سجلت باسم Erle P. Halliburton، الذي أسس فيما بعد شركة Halliburton المعروفة. بعد توقف الحفر يكون جذع البئر مليئاً بسائل الحفر داخل وخارج مواسير التغليف، ويتم ضخ الأسمنت عبر هذه المواسير بكميات محسوبة بدقة بعد إنزال فاصل يعزل سائل الحفر عن الأسمنت، ثم تتم إزاحة الأسمنت إلى الفراغ بين الجدار الخارجي للمواسير وبين جذع البئر عن طريق ضخ سائل الحفر فوق فاصل آخر لدفع الأسمنت إلى الفراغ الحلقي⁶⁹، كما هو موضح تخطيطياً في الشكل 33. ولا يمكن لمواسير التغليف أداء المهمة المناطة بها دون أن تكون معزولة بشكل جيد عن تأثيرات الموائع الجوفية الموجودة في الطبقات المحفورة. ويتراوح زمن انتظار تصلب الأسمنت

Wait on Cement بين بضع ساعات وعدة أيام حسب ظروف كل بئر، كما يتم عادة اختبار المواسير والأسمنت خلفها تحت ضغط معين ولفترة تختلف من بئر لآخر. وعادة ما يتم استغلال وقت الانتظار في إجراء عمليات الصيانة وفي التحضير للمرحلة التالية من الحفر أو الإكمال أو غيرها⁷⁰.

الشكل 33: مراحل عملية السمنتة



المصدر: RCES، بدون تاريخ

5-5-1 التسريب نتيجة فشل السمنتة

إن الهدف الرئيسي من عملية السمنتة هو تشكيل غلاف عازل متماسك وغير نفوذ خلف مواسير التغليف، ومن المفترض نظرياً أن يدوم هذا الغلاف طيلة فترة حياة البئر. لكن الأسمنت الذي يضخ على شكل سائل، يمر خلال مجموعة المواسير، ثم يتلامس مع جدار البئر الذي يحتوي على كعكة الحفر أو على بقايا منها في حال قشط البئر Reaming، كما يتلامس مع الموائع الطبقيّة الموجودة في التشكيلات المحفورة، وهو بذلك يتعرض لملوثات تؤثر على جودته.

ويتعرض الأسمنت كذلك لتغيرات درجة الحرارة والضغط في تلك التشكيلات، مما يغير من ناقليته الحرارية، وهذا يسبب تصلبه بشكل غير متجانس حيث يتغير توزيع الرطوبة في الخلطة الأسمنتية المحقونة من موضع لآخر. تعتبر تغيرات درجة الحرارة والضغط من العوامل الهامة التي يجب أخذها بعين الاعتبار عند تصميم عملية السمنتة، ذلك أن مواسير التغليف والأسمنت تستجيب بشكل مختلف لهذه التغيرات من ناحية التمدد والتقلص، وهو ما يمكن أن يسبب انفصال الأسمنت عن مواسير التغليف نتيجة تشكل أقنية دقيقة بينهما، وهذه الأقنية قد تمتد لتشكّل مساراً للموائع الطبقيّة ينتج عنه

ارتفاع دائم في الضغط خلف المواسير. كما يمكن لهذه الأقمية بالتدريج أن تتصل مع بعضها مسببة تفكك الأسمنت، مما يجعل السطح الخارجي لمواسير التغليف عرضة للتآكل نتيجة تماسه مع الموائع الطبقية.

لحد من احتمال دخول موائع الطبقة إلى جذع البئر، يتم حساب كثافة الخلطة الأسمنتية بحيث يكون الضغط السكوني لها أعلى من الضغط الطبقي، لكن بما لا يصل إلى حدود تشقق الطبقة.

5- 2 مشاكل مرتبطة بسيولة الأسمنت وسائل الحفر

هناك عملياً عدة أسباب تجعل عملية السمنت غير ناجحة، ومنها عدم الإزاحة الجيدة لوسائل الحفر، وعدم تحضير الخلطة الإسمنتية بشكل صحيح، أما السبب الأكثر شيوعاً فهو عدم التخلص من كعكة الحفر بشكل مناسب قبل السمنت، مما يؤدي إلى تكون أقمية دقيقة تشكل مسارات للموائع في الفراغ الحلقي، كما تضعف من ترابط الإسمنت وتسمح بتفتت أقسام منه تتراكم على قاع البئر أو فوق مجموعة الحفر. وقد يتم في بعض الحالات إجراء عملية السمنت بدون استخدام فواصل، وهذا يؤدي إلى اختلاط جزء من وسائل الحفر مع الأسمنت سواء خلال حقن الأسمنت، أو خلال إزاحته بوسائل الحفر، مما يشكل نطاقات ضعيفة الترابط وغير متجانسة، فلا تحقق السمنت الهدف المرجو منها.

يتم حقن الأسمنت على دفعات تزاح باستخدام وسائل الحفر، مع استخدام سائل صد بين الأسمنت ووسائل الحفر يشار له باسم السائل الفاصل أو المبعاد Spacer، وهو في أغلب الأحوال محلول مائي يحتوي على منشطات التوتر السطحي من ضمن مواد أخرى، ويساهم في التخلص من كعكة الحفر مما يسمح بالتصاق الأسمنت مع جدران البئر بشكل أكثر فعالية. ويتم اختياره بعد سلسلة من التجارب المخبرية التي تتضمن قياس السيولة، وسرعة ترسب الخلطة الأسمنتية، ومعدل الارتشاح، وقابلية انضغاط الأسمنت، وزمن تصلبه.

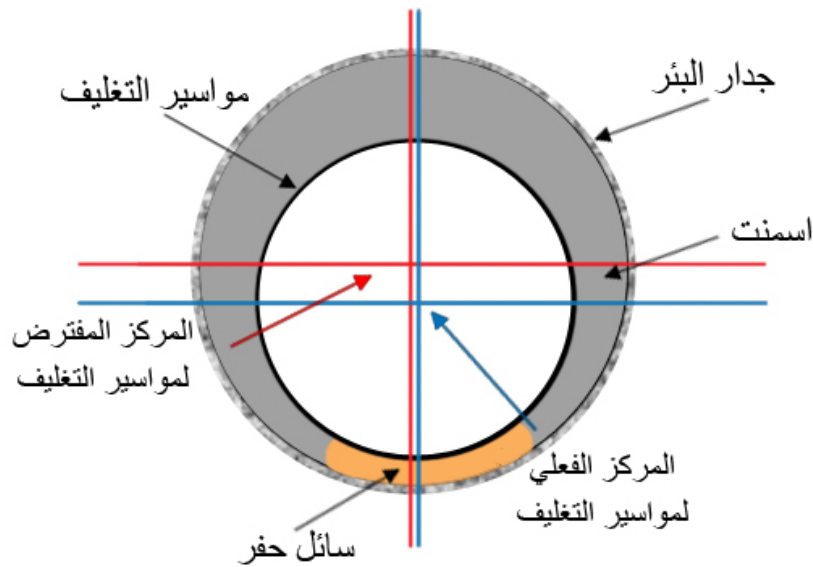
وتشكل نوعية سائل الحفر المستخدم نقطة حرجة عندما يكون سائل الحفر ذا أساس زيتي، إذ أن الزيت (عادة الديزل) قابل للانحلال مع أغلب المواد التي تستخدم في الخلطة الأسمنتية، مما يغير من خواص هذه الخلطة. ويؤدي امتزاج الأسمنت مع سائل الحفر ذي الأساس الزيتي إلى رفع

اللزوجة اللدنة للأسمنت (مقاومة الجريان)، ورفع قوة الخضوع* Yield point، وهو ما يعرض قابلية ضخ الخلطة الأسمنتية للتغير، وقد يجعلها غير قابلة للحركة أبداً. كما يسبب وجود الزيت تشكل فراغات مجهرية ضمن الأسمنت المتصلب ويقوم عملياً بتزييت حبيبات الأسفلت مما يضعف قوة ترابط الأسمنت ويؤثر على قدرة الأسمنت على العزل⁷¹. هذا النوع من التغيرات في الخلطة الأسمنتية لا يمكن تلافيه بعد تصلب الأسمنت، لذلك يُلجأ إلى اختبارات الخلطة الأسمنتية ضمن شروط مشابهة للواقع الحقلي قبل استخدامها فعلياً.

5-5-2 عدم مركزية مواسير التغليف

عندما لا تكون مواسير التغليف ممرزة بشكل دقيق في البئر Eccentric، فإن الخلطة الأسمنتية تميل للتحرك ضمن النطاق الأوسع من الفراغ الحلقي حول المواسير، ويكون فرق سرعة الخلطة بين النطاقين الواسع والضيق كبيراً، بحيث أن المنطقة الضيقة قد لا تتم سمنتتها بشكل كامل، وقد يتبقى فيها آثار من سائل الحفر تزيد المشكلة تعقيداً، كما هو موضح في الشكل 34.

الشكل 34: توضع الأسمنت في حال عدم مركزية مواسير التغليف



المصدر: أوابك، 2020

* نقطة أو قوة الخضوع، تعبر عن الإجهاد الذي تبدأ المادة عنده بالتشوه اللدن، أي تتشوه بدون العودة لشكلها الأصلي عند زوال سبب التشوه.

نظرياً يفضل ان تكون المواسير ممرضة 100%، لكن في الواقع العملي يمكن القبول بنسبة 67% فما فوق*.

في الخلاصة، يمكن أن ينتج عن عمليات السمنتة عدد كبير من المشاكل تم الإشارة إلى بعضها فيما سبق، ولعل أخطر تلك المشاكل هي فقدان التحكم بالبئر تماماً وحدوث اندفاع فيها، كما تم بيانه في مثال بئر ماكوندو في خليج المكسيك، وكما هو موضح أيضاً في المثال التالي من أستراليا.

مثال: اندفاع مونتارا- أستراليا

حدث الاندفاع في بحر "تيمور" على بعد 250 كم من الشاطئ الشمالي في غرب أستراليا، حين كانت تنتصب منصة "مونتارا" في مياه عمقها 76 م، وبلغ عمق البئر H1 التي اندفعت نحو 3000 م تحت سطح البحر. كانت البئر قد حفرت وتم تغليفها وسمنتة مواسير التغليف، وأغلقت بانتظار أن يتم وصلها إلى منشآت الإنتاج.

في الساعات الأولى من يوم الحادي والعشرين من آب/أغسطس عام 2009، حررت البئر دفعة من المتكثفات والغاز من المكنن، تم رصد انتشارها على بعد 4 كم من موقع البئر. وبعدها بساعتين اندفعت البئر واستمرت خارجة عن السيطرة لمدة خمسة وسبعين يوماً. تم إجلاء جميع أفراد الطاقم البالغ عددهم 69 عاملاً دون خسائر في الأرواح.

قدرت كميات النفط والمتكثفات المندفعة بنحو 2000 ب/ي، وشوهدت بقع زيتية توزعت ضمن مساحة 9000 كم مربع ووصل بعضها إلى الحدود الشمالية الغربية لإندونيسيا.

تم التعاقد مع منصة حفر عاملة في المياه الأندونيسية لحفر بئر إنقاذ، وتأخر عملها بسبب القوانين الأسترالية الصارمة الموضوعة للحد من دخول مخلوقات غير محلية إلى المياه الأسترالية، حيث خضعت المنصة لعملية تنظيف شاملة، كما جرى تغيير كامل كمية المياه في منطقة أثقال التوازن Ballast. توضع منصة الحفر على بعد 2 كم من البئر المندفعة، وذلك كعامل أمان بسبب الغازات المحيطة بمنطقة الاندفاع، والتي تراكمت أكثر بسبب توقف الرياح. بدأت عملية حفر بئر الإنقاذ في

* نسبة ممرضة 0% تعني أن جدار مواسير التغليف ملتصق بجدار البئر.

15 أيلول/سبتمبر، ووصلت إلى العمق المطلوب (2600 م) في 5 تشرين الأول/أكتوبر. فشلت المحاولات الثلاث الأولى في اختراق البئر، وتم العثور على قطع من أسمنت البئر المندفعة في سائل الحفر المستخدم لحفر بئر الإنقاذ. ثم نجحت المحاولة الرابعة في اختراق البئر، وكان من المتوقع أن تكفي كمية 1600 برميل من سائل الحفر الثقيل لقتل البئر المندفعة، لذلك تم تحضير كمية أكبر بلغت 4000 آلاف برميل كعامل أمان. بدأت عملية حقن سائل قتل البئر، وتراجعت غيمة الغاز المحيطة بالمنصة بشكل ملحوظ، وبدأ أن البئر تحت السيطرة. لكن الغاز عاد للاندفاع، ثم اشتعل هذه المرة مسبباً تدمير المنصة وانخفاضها نتيجة الحرارة العالية، فأعيد تحضير 4000 برميل إضافية من السائل الثقيل، وحقنت في البئر لمدة ساعة ونصف، حيث توقف اندفاع الغاز تماماً.

بينت التحقيقات اللاحقة أن النفط والغاز دخلا إلى البئر عبر حذاء المواسير $9\frac{5}{8}$ بوصة، مروراً بمواسير التغليف، أي أن حذاء المواسير فشل في منع مرور الموائع عبره. وتبين أن حذاء المواسير لم يخضع لعملية اختبار الضغط، كما أن سائل الحفر المستخدم لإزاحة الأسمنت تم ضخه بكميات أكثر من اللازم مما شكل ما يعرف باسم الحذاء الرطب Wet shoe، أي أن الأسمنت في هذه المنطقة لم يتصلب تماماً. كما تبين أن الفواصل المستخدمة لم تنجح في عزل الأسمنت وسائل الحفر عن بعضها البعض، كما فشلت الصمامات العائمة Float Valve في منع جريان الموائع عبرها خلال مواسير التغليف. وعلاوة على فشل عملية السمنتة، بينت التحقيقات وجود خطأ بشري تمثل في عدم تأكد الطاقم من أن وزن السائل الموجود في مواسير التغليف كان كافياً للتغلب على الضغط الطبقي خلال توقف عملية الحفر وإغلاق البئر⁷².

سادساً: مشاكل الحفر الموجه

يعرف الحفر الموجه بأنه التحكم بمسار البئر المرسوم مسبقاً للوصول إلى مكنٍ ما، وذلك عند إزاحة أفقية معينة وعمق عمودي حقيقي محدد. وعندما تزيد زاوية ميل مسار البئر عن 80° عن الوضع العمودي، يسمى الحفر بالحفر الأفقي⁷³. لذلك فإن الحفر الموجه ليس بالضرورة نوعاً من الحفر الأفقي، فقد يكون الحفر الموجه مائلاً على سبيل المثال، ولكن اسمه ارتبط بالحفر الأفقي لوجود تشابه بين المعدات المستخدمة في كلا النوعين من الحفر. ومن أهم تطبيقات هذا النوع من الحفر إمكانية حفر عدة آبار من نقطة واحدة، وهذا ما تبرز أهميته عند الحفر في المغمورة، حيث يكون من الأسهل والأوفر تثبيت المنصة وحفر عدة آبار من نفس المكان. كما يمكن من خلال الحفر الموجه الوصول إلى مناطق يصعب الحفر فيها بالطريقة التقليدية، كالحفر تحت المناطق المأهولة، أو الوصول إلى مكنٍ تحت جبل مثلاً. ومن تطبيقات الحفر الموجه الهامة أيضاً حفر آبار الإنقاذ، مثل حالات الاندفاع، والتي تم إيراد أمثلة عنها فيما تقدم. ويستفاد من الحفر الموجه كذلك في حفر جذوع جانبية من آبار عمودية محفورة سابقاً، ولتجاوز بعض التشكيلات التي يمكن أن تشكل خطورة على البئر، مثل التشكيلات ذات الضغط المرتفع.

يسجل تاريخ الصناعة النفطية أن أول بئر حفرت أفقياً بالشكل المتعارف عليه حالياً، كانت في ولاية تكساس الأمريكية في عام 1929، وتلتها بئر أخرى في عام 1944 في حقل Franklin المنتج للنفط الثقيل، في ولاية بنسلفانيا، لم يتجاوز عمقها الحقيقي 152 م. ولكن العالم لم يشهد إلا القليل من التطبيقات العملية للحفر الأفقي حتى مطلع الثمانينات من القرن الماضي، حيث ساهم تطوير المحركات الجوفية، وابتكار بعض معدات التوجيه في الوصول بتقنية الحفر الأفقي إلى المستوى التجاري. وفيما بين 1980 و1983، حفرت شركة Elf Aquitaine الفرنسية أربعة آبار أفقية في ثلاثة حقول أوربية جنوب غرب فرنسا، وقبالة السواحل الإيطالية. وتبعها شركة BP البريطانية متبينة فكرة الحفر الأفقي التي طبقتها في حقل Prudhoe Bay الواقع في ألاسكا، في محاولة للحد من إنتاج الغاز والمياه المرافقة للنفط⁷⁴.

ورغم التقدم التقني المتسارع في مجال الآبار الموجهة والأفقية والمائلة، إلا أن هذا النوع من الآبار يتعرض لعدد من المشاكل علاوة على تلك التي تحدث في الآبار

العمودية، فقوى الجاذبية هنا لا تتماشى مع منحى مواسير الحفر كما في حالة الآبار العمودية.

وربما تكون أكبر المصاعب في حالة الآبار الموجهة هي الحفاظ على المسار المحدد للحفر، وهو أمر يبدو أنه من الصعب تحقيقه بشكل دقيق دوماً بسبب الظروف الجيولوجية الطبيعية في الصخور المحفورة مثل تغير اتجاه ميل الطبقات، أو وجود فوالق لم تظهر بالمسح الزلزالي، أو تغير قساوة التشكيلة المخترقة بسبب تغير الظروف الترسيبية، أو وضع حمولة زائدة على رأس الحفر، هذه العوامل وغيرها تسبب تعرج البئر Tortuosity، وهذا التعرج يعني عملياً:

- زيادة زمن الحفر لأن مسار البئر المقاس يكون أطول.
 - زيادة الإجهاد على المعدات المستخدمة وبالتالي زيادة احتمال تعرضها للعطب.
 - صعوبة تغليف وإكمال البئر لاحقاً.
 - ارتفاع عزم الفتل وقوى السحب اللازمة للتحكم بمجموعة الحفر.
- ومثل كل مشاكل الحفر، فإن هذه النقاط تعني ضمناً رفع تكلفة البئر.
- ويمكن توضيح مدى الدقة اللازمة خلال عمليات الحفر الموجه والأفقي من خلال النظر إلى حالة حفر آبار أفقية في تشكيلات حاملة للنفط اللزج في دولة الكويت⁷⁵، حيث ينتشر 40-50% من النفط اللزج (107-565 سنتي بواز) ضمن مكامن لا تتجاوز سماكتها 6-9 م، مما جعل من الآبار الأفقية الحل الأمثل لاستثمار هذه المكامن سواء عبر الإنتاج التقليدي أو عبر تنصيبها هدفاً لطرق الاستخلاص المحسن الحراري بعد حفرها أفقياً. يوجد معظم النفط اللزج في الكويت في مكامن رمليّة غير متماسكة على أعماق تتراوح بين 213-245 م، وقد تجلّى تحدي الحفر والتوجيه في أحد مشاريع استثمار هذه النفوط، في:

- حفر بئر أفقية ضحلة بقطر تمييل متوسط من نقطة تمييل على عمق لا يتجاوز 30 م، وبقطر 12¼ بوصة للمرحلة السطحية.
- متوسط العمق العمودي المقاس يبلغ نحو 218 م، ويجب توقيع البئر Landing ضمن مجال أفقي لا يتجاوز 1.5 م.
- التفاوت في توجيه البئر ضمن المقطع الأفقي يجب ألا يتجاوز +/- 3 م.
- توجيه البئر ضمن المقطع الأفقي للمكمن الرملي مع الحفاظ على مؤشرات الحفر المثالية للحصول على مقطع متجانس للبئر المحفورة.

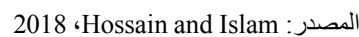
- نقطة بدء التميل KOP تقع على عمق ضحل جداً، ويجب أن تحقق ميلاً بمقدار $100/4$ م ($13/100$ قدم).
- صعوبة تثبيت مواسير التغليف للمرحلتين السطحية والإنتاجية ضمن نطاق تميل مرتفع الزاوية.
- ضحالة الحفر العمودي تعني استخدام عدد محدود من مواسير الحفر عند الوصول لنقطة التميل أي أن الحمولة اللازمة على رأس الحفر والناجمة من وزن المواسير محدودة.
- استخدام معدل ضخ منخفض لسائل الحفر بسبب عدم تماسك الطبقات المحفورة، وذلك ما سبب صعوبة تنظيف مقطع البئر. كما أن معدل الضخ المنخفض حد من فعالية المحرك العنفي الجوفي عند تميل البئر، وهذا ما استدعى تغيير المحرك الجوفي، وتغيير معدات القياس أثناء الحفر MWD.

يلاحظ مما سبق أن عملية التوجيه تحتل مرتبة متقدمة في نجاح عملية الحفر والاستثمار، فلو زاد مقدار التفاوت في التوجيه عن ثلاثة أمتار عما هو مخطط، فإن مسار البئر سيخرج من الممكن. تزخر الصناعة البترولية بعدد كبير من المعدات التي تستخدم في عملية تحديد مسار البئر، وتختلف عن بعضها البعض من حيث مبدأ تشغيلها وطريقة عملها، لكن المتطلب الأساسي الذي يجب أن تلبيه أي من هذه المعدات يتمثل في تحديدها للسمت* Azimuth، وزاوية الميل† Inclination، وعمق البئر. وهنا تقدم معدات المسح الجيروسكوبي‡ Gyroscope أحد أدق الأدوات لوصف مسار البئر واتجاهه. لكن هذا النوع من المعدات يترافق مع ارتفاع في التكاليف وصعوبة في الاستخدام، مما أتاح المجال لظهور بديل أكثر ملائمة وهو القياسات المغناطيسية خلال الحفر MMWD، حيث يتم استخدام وحدة بث مغناطيسية مع مستشعرات تشمل مقاييس مغناطيسية ثلاثية المحاور Tri-axial magnetometers لقياس السمت، ومقاييس تسارع ثلاثية المحاور كذلك Accelerometers، مركبة بشكل متعامد، وتعطي درجة الميل عن طريق قياس الجاذبية الأرضية.

* الزاوية الأفقية مقاسة من اتجاه الشمال، وباتجاه حركة عقارب الساعة.

† الزاوية العمودية أو الانحدار بالنسبة للأفق.

‡ يعتمد الجيروسكوب أو ما يسمى البوصلة الدوارة على تحديد الشمال الجغرافي وليس الشمال المغناطيسي.



6-1 التداخلات المغناطيسية نتيجة مكونات سائل الحفر

① الحقل المغنطيسي الأرضي الرئيسي المرتبط بالحديد المنصهر في نواة الأرض.

② الحقل المغناطيسي المرتبط بالمكونات المعدنية للقشرة الأرضية.

③ حقل الاضطراب الخارجي والتداخلات المغناطيسية المحلية، والمرتبطة بالحركات

في الغلاف الجوي والذي يحفز ظهور تيارات كهربائية في المغمورة وعلى اليابسة.⁷⁶

يمكن أن تنتج التداخلات المغناطيسية المحلية كذلك عن مجموعة الحفر نفسها كونها مصنوعة بمعظمها من الفولاذ، أو تظهر هذه التداخلات على هيئة تعرف باسم تأثير "الدرع المغناطيسي" Shield Effect وتنتج عن سائل الحفر الذي يحيط بمجموعة الحفر.

يمكن الحد من التداخلات الناتجة عن مجموعة الحفر عبر استخدام مواد غير مغناطيسية قريباً من المستشعرات المغناطيسية، كالعُدول عن استخدام الفولاذ واستبداله بأنواع أخرى من المعادن، لكن هذه الطريقة تبقى طريقة تجريبية تخضع لمعيار التكلفة، وقد تؤثر على أداء مجموعة الحفر. لذلك يتم اللجوء أحياناً إلى ما يعرف باسم التحاليل متعددة المراحل Multi-station Analysis، وهي تقنية تعمل على تقدير الأثر المغناطيسي لمجموعة الحفر عبر مقارنة المجال المغناطيسي الأرضي الطبيعي مع البيانات المغناطيسية المسجلة عند مراحل مختلفة للحفر، ويعتمد تغير المجال المغناطيسي على تغير اتجاه أداة القياس بالنسبة لاتجاه الحقل المغناطيسي الأرضي، مما يسمح بمعرفة اتجاه مجموعة الحفر، وإدخال التعديلات اللازمة.

أما تأثير "الدرع المغناطيسي" المرتبط بمكونات سائل الحفر، فيمكن أن ينتج عن الغضار المضاف لسائل الحفر، أو المواد المثقلة، أو الأجسام الصلبة المختلطة بسائل الحفر مثل الفتات الناتجة عن تآكل واهتراء معدن المواسير أو الخزانات أو خطوط النقل. وقد تم رصد هذا التأثير في سوائل الحفر ذات الأساس المائي أو الزيتي على حدٍ سواء، ويمكن له أن يتسبب في قراءات غير دقيقة لاتجاه الحفر، مما يبعد البئر عن الهدف النهائي المخطط لها. يمكن لتأثير الدرع المغناطيسي أن يعطي أخطاء في قراءة السمات تتراوح بين 1-2°، وقد تصل الأخطاء في بعض الحالات إلى 10°. وقد بينت دراسة 30 بئراً في بحر الشمال⁷⁷، أن تغيراً بمقدار 5° في تحديد السمات في إحدى تلك الآبار أدى إلى ابتعاد البئر عن هدفها بأكثر من 50 متراً.

وغني عن القول إن هذه المسافة قد تكون ذات أهمية فائقة في الوصول إلى المكنم المطلوب بدقة، أو في حالات أخرى مثل آبار الإنقاذ حيث يفترض أن يخترق بئر الإنقاذ جذع بئر أخرى على مسافة بضعة آلاف من الأمتار.

سابعاً: مشاكل التشقيق الهيدروليكي

التشقيق الهيدروليكي* Hydraulic Fracturing هو تقنية بزغ نجمها في مطلع الأربعينات من القرن الماضي، وتم تبنيها على نطاق تجاري منذ ذلك الحين لتطوير آبار النفط والغاز في العديد من مختلف دول العالم. وذاع صيت هذه التقنية خلال العقد المنصرم إثر تطبيقها في حقول زيت وغاز السجيل وغيرها من الحقول ذات النفاذية المنخفضة، وخاصة في الولايات المتحدة الأمريكية. ثم برز التشقيق الهيدروليكي في السنوات الأخيرة كفتح تقني سجل حضوره في الآبار الأفقية بالتزامن مع تطوير سائل تشقيق فعالة وزهيدة الكلفة، وتطور تقنيات القياس الكهربائي البئر، وهو ما ساهم في إنتاج النفط والغاز من مكامن كانت صخورها حتى الأمس القريب تعتبر صخوراً مولدة للنفط والغاز، أو صخور غطاء، أو صخوراً كتيمة.

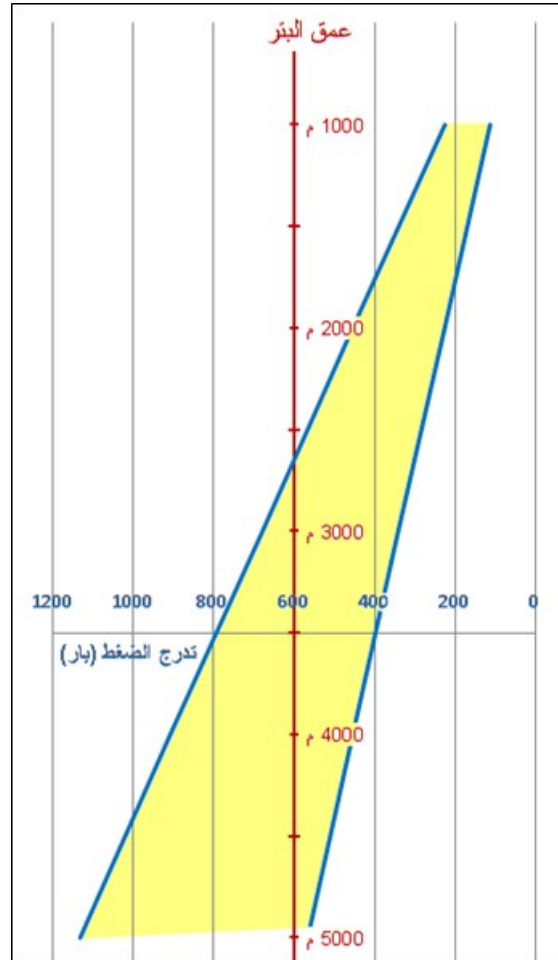
بعد حفر البئر وإكمالها وتحديد النطاقات المنتجة ضمن البئر، يتم تثقيب مواسير التغليف مقابل هذه النطاقات⁷⁸ (في حالة البئر المغلف)، ثم يجري عزل النطاق المثقب عن باقي البئر باستخدام باكر Packer، ويتم ضخ سائل بضغط مرتفع يكفي لتشقيق الصخر. وبطبيعة الحال فإن مقدار الضغط اللازم يختلف حسب نوع الصخور وعمقها وخواصها الميكانيكية، مما يستوجب إجراء عمليات محاكاة تستخدم فيها كل البيانات المتاحة في سبيل تقدير الضغط اللازم للعملية، وهو معيار من المهم تحديده بمنتهاى الدقة، إذ أن استخدام ضغط أقل من اللازم يعني أن عملية التشقيق لن تحدث، كما أن استخدام ضغط أعلى من اللازم قد يؤثر على المكنن ككل ويتسبب في تهشم صخوره وقد تكون له نتائج كارثية تصل إلى حد تداعي البئر وفقدانها.

يبين الشكل 36 مخططاً عاماً للضغط اللازم لعمليات التشقيق الهيدروليكي بالعلاقة مع العمق حسب بيانات لشركة Halliburton، وهو مخطط استرشادي لا يمكن تعميمه عملياً، فالضغط اللازم يختلف من حقلٍ لآخر ومن بئر لبئر أخرى⁷⁹. ويمكن من خلال الشكل على سبيل المثال تقدير أن الضغط اللازم لعملية تشقيق هيدروليكي على عمق 700 م سيكون أقل من 200 بار (2900 رطل/البوصة المربعة)، لكن شركة أرامكو السعودية⁸⁰ استخدمت ضغط تشقيق للمرحلة الأولى لأحد آبارها الغازية المنتجة من

* يستخدم البعض تعبير (التكسير) أو (التصديع) الهيدروليكي للإشارة إلى نفس العملية، وإن كان تعبير (التشقيق) هو الأقرب للصواب، ذلك أن هذه التقنية لا تكسر الصخر ولا تصدعه، وإنما تنشئ فيه شقوقاً دقيقة تتسع بالكاد للمواد الداعمة من حبيبات رمل أو ما شابهها، بل وغالباً ما تكون مهمتها توسيع الشقوق المجهرية الموجودة أساساً في صخور المكنن إلى قطر لا يتجاوز في معظم الأحيان 1 ميليمتر.

الصخور الكربوناتيّة منخفضة النفاذية بلغ نحو 545 بار (7900 رطل/البوصة المربعة)، لتشكيلة على عمق يقارب 670 متر.

الشكل 36: تدرج الضغط اللازم لعمليات التشقيق الهيدروليكي بالعلاقة مع العمق.



المصدر: أوإبك، 2017

7- 1 تشوّه مواسير التغليف عند التشقيق الهيدروليكي

تتبع أهمية الإشارة إلى ضغط التشقيق الهيدروليكي أعلاه من كونه أحد العوامل المحتملة لتشوّه مواسير التغليف Deformation، وخاصة في عمليات التشقيق متعددة المراحل Multi- Stage.

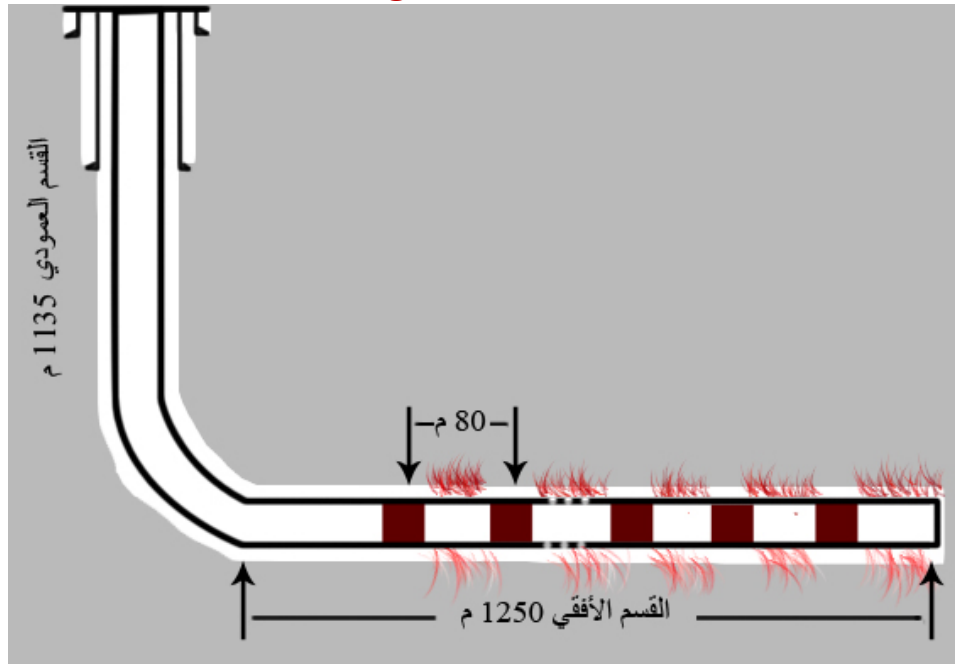
فقد ظهرت مشكلة تشوّه وعطب مواسير التغليف نتيجة حقن كميات كبيرة من المياه بضغط مرتفعة خلال هذا النوع من العمليات، حيث تنتج تعقيدات ميكانيكية مثل العطب الناتج عن إجهاد القص، وتسرب سائل التشقيق خلف مواسير التغليف مشكلاً حقلاً إجهاداً موضعياً In-situ stress يضغط على هذه المواسير. تسبب هذه الإجهادات

أحياناً تشوه وعطب مواسير التغليف، وقد تنفصل المواسير عن بعضها من منطقة الشرار أو تتعرض للتشوه نتيجة إجهاد الشد مع ما يرافق ذلك من صعوبات لاحقة في إنجاز باقي عمليات الإكمال. ويمكن توضيح ذلك من خلال المثال التالي:

مثال: تشوه مواسير التغليف في أحد الحقول الصينية

البئر X-1H* هي بئر أفقية لإنتاج غاز السجيل في غرب الصين⁸¹، بلغ عمقها المقاس 2649 م، وطول جذعها الأفقي 1250 م. تم تغليف المرحلة الإنتاجية الأفقية باستخدام مواسير من صنف P110† بقطر 139.7 ملم (5 ½ بوصة)، وسماكة 9.17 ملم. استخدمت في البئر تقنية التشقيق الهيدروليكي على 12 مرحلة بتباعد 80 م بين كل مرحلتين تفصلهما سدادات اسمنتية (الشكل 37)، حيث حقن نحو 2000 متر مكعب من سائل التشقيق في كل قسم، تحت ضغط 1000 بار (14500 رطل/البوصة المربعة)، وبلغ معدل السائل الراجع 9.8%.

الشكل 37: مخطط لمرحل تشقيق البئر X-1H



المصدر: Zhanghua et al، 2015

* لم تذكر الدراسة اسم البئر أو الحقل بشكل صريح، واكتفت باستخدام الرمز X-1. † يشير الحرف P إلى قوة تحمل الشد، والصنف P يعتبر من أقوى أنواع المواسير، أما الرقم 110 فهو يحدد قوة الخضوع اللازمة لاستطالة المعدن بمقدار 0.5% من طوله الأصلي. وهي في هذه الحالة 110 آلاف رطل/البوصة المربعة.

بعد انتهاء عملية التشقيق، وخلال حفر السدادات الأسمنتية تمهيداً لمتابعة عملية الإكمال، استعصى رأس الحفر الطاحن Milling على عمق 2331.5 م، مما أعطى مؤشراً أولياً على عطب المواسير. وأظهرت دراسة نتائج المسح الزلزالي الميكروي Microseismic المرافق لعملية التشقيق وجود عطب في مواسير التغليف ضمن قسم المرحلة الخامسة من مراحل التشقيق، وهو القسم الذي احتاج لأكبر كمية من المياه. إذ تبين وجود تراجع في الخواص الميكانيكية للصخور، وارتفاع درجة عدم التماثل في مناطق الإجهاد الموضعي، وارتفاع تأثير إجهاد القص، وظهور تشوه محوري على شكل حرف S اللاتيني في مواسير التغليف. وأدت هذه العوامل مجتمعة إلى عطب المواسير. وفي محاولة لدراسة الحل الأمثل لعدم تكرار هذه المشكلة، تم بناء نموذج لعملية التشقيق Modelling، وقد بيّن النموذج أن استخدام مواسير تغليف بسماكة أكبر وصنف ذي خواص أعلى من P110 لن يحل مشكلة التشوه المحوري للأنايب، بل من الأفضل إعادة النظر في طول المجال المثقب لكل مرحلة، مما قد يسمح بتوزيع الإجهاد على مواسير التغليف بشكل موحد.

7-2 إجهاد مواسير التغليف نتيجة تغير درجة الحرارة

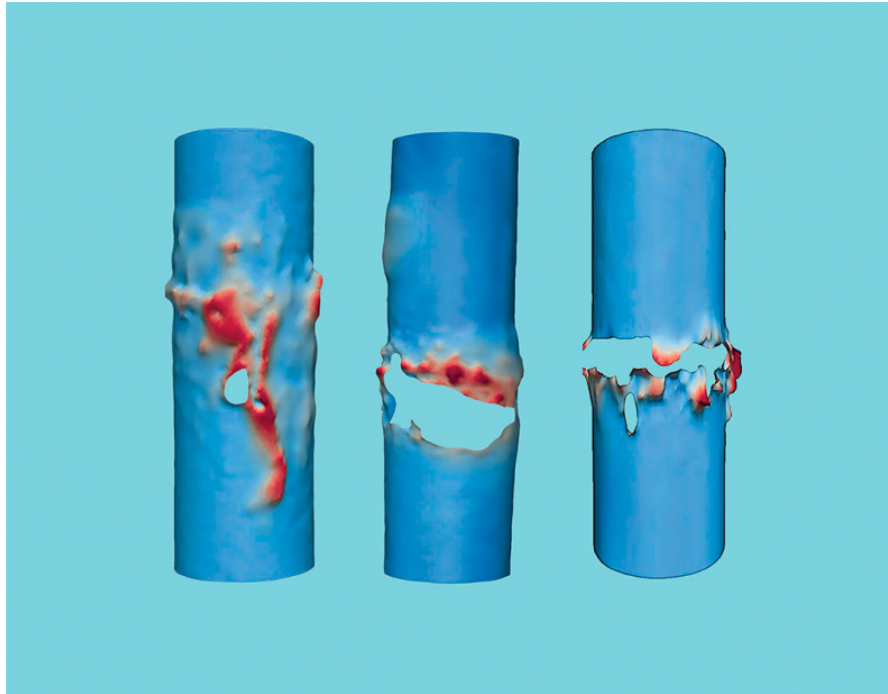
خلال ضخ سائل التشقيق الهيدروليكي بمعدلات عالية، تتناقص درجة الحرارة في قاع البئر بشكل مفاجئ، وهو ما يزيد من احتمال عطب مواسير التغليف. وفي دراسة حقلية على مجموعة من آبار غاز السجيل في الصين⁸²، تم تحليل مؤشرات سيولة سائل الحفر وتأثيرها على معامل انتقال الحرارة HTC*. حيث تم بناء نموذج يقرن تأثير الضغط والحرارة على الأسمنت المحيط بمواسير التغليف، وأجري تحليل لحساسية النموذج عند مختلف الضغوط ومعدلات الحقن ودرجات الحرارة. وبينت نتائج الدراسة أنه:

- 1- يمكن لخواص سائل التشقيق المستخدم أن تؤثر على معامل انتقال الحرارة بين السائل وبين جدار البئر، مما يؤثر بدوره على توزيع الحرارة في قاع البئر.
- 2- رفع معدل الحقن سيؤدي إلى تناقص حاد في درجة الحرارة، مما سيولد إجهاداً حرارياً في مواسير التغليف.
- 3- كلما كانت درجة حرارة المكمن أعلى، كلما كان الإجهاد المتولد في المواسير أعلى.

* Heat Transfer Coefficient

4- مع استمرار الحقن وانخفاض درجة حرارة المكنن، يتناقص الإجهاد المتولد في مواسير التغليف، ثم يعود إلى الارتفاع مع تزايد الضغط في الشقوق المتولدة. هذا التغير في قيم الإجهاد الذي تتعرض له مواسير التغليف يمكن أن يؤدي إلى كلل معدن المواسير، وما يتبع ذلك من احتمالات عطبها. وقد خلصت الدراسة إلى ضرورة تحديد معايير وخواص سائل التشقيق ودرجة حرارته وضغطه ومعدل حقنه، بما يحقق الحد الأدنى من الإجهاد الذي يمكن أن تتعرض له مواسير التغليف. عموماً، يقدر أن 20-30% من الآبار الأفقية التي تحفر لإنتاج زيت أو غاز السجيل يتعرض تكاملها لتأثيرات سلبية ناتجة عن عملية التشقيق، أما في الصين، فنحو 40% من آبار غاز السجيل تعرضت لحالات تشوه وعطب في مواسير التغليف لنفس السبب⁸³. يبين الشكل 38 مسحاً بالأمواج الصوتية Acoustic لمواسير تغليف من الداخل ظهرت فيها خروق بسبب تسريب السدادة الأسمنتية لجزء من سائل التشقيق، وهذا ما أدى إلى تآكل حاد نتيجة المواد الداعمة الموجودة في السائل.

الشكل 38: تشوه مواسير التغليف نتيجة تسريب سائل التشقيق



المصدر: Trent، 2020

7-3 مشكلة المياه في عمليات التشقيق الهيدروليكي

تنقسم هذه المشكلة إلى جزئين، هما: كمية المياه اللازمة لعملية التشقيق، والتخلص من المياه المنتجة لاحقاً.

7-3-1 كمية المياه اللازمة للتشقيق الهيدروليكي

ليس هناك عملياً رقم دقيق يمكن اعتباره ممثلاً لكمية المياه اللازمة لتشقيق بئر ما، فالوضع يختلف من بئر لبئر، وحتى في الولايات المتحدة الأمريكية وهي الرائد في مجال التشقيق الهيدروليكي، فإن الأرقام تختلف، بل وقد تتضارب التقديرات أحياناً من معهد لآخر. يمثل **الجدول 12** التقديرات الرسمية لوكالة حماية البيئة الأمريكية لكميات المياه اللازمة لتشقيق بئر واحدة حسب الولاية والحوض.⁸⁴

الجدول 12: كميات المياه اللازمة لتشقيق بئر واحدة حسب الولاية والحوض

الولاية	الحوض	تقديرات EPA برميل	تقديرات أخرى برميل
Colorado	Denver	12,835	92,207
North Dakota	-	68,065	69,947
Oklahoma	-	82,404	95,382
Pennsylvania	-	136,769	141,481
Texas	Fort Worth	123,396	143,077
Texas	Salt	99,834	127,176
Texas	Western Gulf	120,103	146,252
الوسطى		10,942	91,913

المصدر: EPA، 2016، أوابك 2017.

يلاحظ من الجدول أن أرقام التقديرات تتباين بشكل ملحوظ حسب الجهة التي تقدم بالتقدير، فالجمعية الكندية للمصادر غير التقليدية⁸⁵ تشير على سبيل المثال إلى كمية الماء اللازمة لتشقيق بئر أفقية عميقة على عدة مراحل تتراوح بين 37,800-126,000 برميل، أما في الآبار الضحلة وعند تشقيق نطاق واحد فقط، فتكون كمية الماء أقل من ذلك بكثير وربما تتراوح بين 168-840 برميل فقط. بينما ذهبت دراسة أخرى أعدت في جامعة بنسلفانيا الحكومية إلى أن عملية التشقيق للبئر العمودية تحتاج إلى ما يتراوح بين 37,800-110,880 برميل من الماء،

بينما تحتاج البئر الأفقية إلى ما يتراوح بين 151,200 - 302,400 برميل⁸⁶. ويمكن على سبيل التبسيط القول إن مرحلة التشقيق الواحدة للبئر الواحدة تحتاج وسطياً إلى أكثر من 150 ألف برميل من الماء، مع أن بعض الحالات في منظومة Eagle Ford احتاجت إلى 420 ألف برميل⁸⁷. ولابد من التأكيد على أن هذه الكمية من المياه هي لبئر واحدة فقط، بينما بلغ عدد الآبار في منظومة Eagle Ford حوالي 14 ألف بئر في أواخر عام 2015⁸⁸.

ولو تم النظر إلى كميات المياه اللازمة لعمليات التشقيق بالمقارنة مع تلك اللازمة لعمليات الحفر⁸⁹، لتبين بجلاء أن كمية المياه اللازمة لعملية الحفر تعتبر هامشية مقارنة مع كمية المياه اللازمة للتشقيق والتي تشكل معظم كمية المياه الإجمالية اللازمة لكل بئر وتتراوح بين 73% إلى 98%. يبين ما سبق أنه من الصعوبة بمكان الحصول على رقم دقيق يمثل كميات المياه المستخدمة في التشقيق الهيدروليكي، وعلى وجه العموم تعتبر كميات المياه اللازمة في عمليات إنتاج زيت وغاز السجيل أحد أهم العوائق التي تواجه الصناعة البترولية عموماً، وتبدو بشكل أكثر وضوحاً في منطقة الشرق الأوسط أو في دول شمال أفريقيا التي تفكر في دخول معترك هذه الصناعة، فحتى لو توفرت كميات المياه الهائلة اللازمة لحفر العدد الكبير من الآبار اللازمة لاستثمار مكنن سجيلي، فهناك عمليات التشقيق الهيدروليكي التي تحتاج لكميات أكبر بكثير من كميات مياه الحفر، إذ قد تصل كمية المياه اللازمة للتشقيق إلى ما بين 6-75 ضعفاً من كمية مياه الحفر، ومن المعلوم أن هذه المياه لا تتوفر بالكميات الكافية في العديد من الدول في المنطقة. كما أن آبار زيت وغاز السجيل تتراجع إنتاجيتها بسرعة كبيرة مقارنة مع الآبار المنتجة من المكامن التقليدية*، مما يعني أن الآبار غالباً ما تحتاج لعمليات إعادة تشقيق خلال فترة الإنتاج، وهذا ما يضع المزيد من العبء على مصادر المياه.

7-3- 2 المياه المنتجة بعد التشقيق الهيدروليكي

بعد انتهاء عملية التشقيق كلياً أو جزئياً ووضع البئر على الإنتاج، فإن أول ما يتم إنتاجه هو كميات من الماء، حيث تشكل المياه التي تم استخدامها في عمليات التشقيق الهيدروليكي (المياه الراجعة[†]) جزءاً من المياه المنتجة، بينما تشكل المياه المرافقة (المياه التي يتم إنتاجها مع الهيدروكربون من المكنن) الجزء الآخر. تطلق تسمية

* يبلغ متوسط تراجع معدل الإنتاج السنوي للبئر التقليدي حوالي 6% من معدل الإنتاج الأولي، أما في آبار زيت السجيل فقد يصل التراجع إلى 30% في أول سنتين، وهناك حالات تراجع فيها معدل الإنتاج بنسبة 40-50% في السنة الواحدة.

† Flowback water.

(المياه المنتجة) على كلا النوعين، وهذه المياه المنتجة ترتفع ملوحتها تدريجياً خلال الإنتاج بسبب ارتفاع نسبة المياه المرافقة، مما يزيد من صعوبة التمييز بين النوعين المنتجين من المياه. تشكل كميات المياه الراجعة ما يتراوح بين 15-75% من المياه المستخدمة في عمليات التشقيق، ورغم أن العديد من المصادر تشير إلى أن محتوى سائل التشقيق من المواد الكيميائية لا يمثل أكثر من 0.5-1% من السائل*، إلا أن كمية سائل التشقيق الكبيرة تعني بالتالي وجود كمية كبيرة من المواد الكيميائية في المياه المنتجة. ويمكن على سبيل المثال النظر إلى نتائج تحليل عينة مياه مسترجعة من بئر جرى تشقيقها في ولاية بنسلفانيا الأمريكية⁹⁰ عام 2010، ويلاحظ أن كمية المعادن المختلفة المنحلة في الماء تزيد عن 195 كغ في المتر المكعب أي ما يعادل 23 كغ في كل برميل من المياه المنتجة⁹¹ كما هو مبين في **الجدول 13**، وهو أمر لا يمكن التغاضي عنه كون بعض المواد المستخدمة في التشقيق الهيدروليكي سامة.

الجدول 13: تحليل عينة من مياه مسترجعة بعد التشقيق في ولاية بنسلفانيا

المادة	مغ / ل
ألومنيوم	3
باريوم	6,500
كاليوم	18,000
كلوريد	116,900
حديد	60
ليثيوم	150
مغنسيوم	1,300
منغنيز	5
صوديوم	48,000
سترونيوم	4,000
سلفات	130
إجمالي المواد المنحلة	195,048

المصدر: Keister، 2010، في أوابك، 2017.

كما لوحظ أن نسبة النظائر المشعة الطبيعية في المياه المنتجة مرتفعة مقارنة مع تلك الموجودة في المياه العادية⁹². ويعود سبب ذلك على الأغلب إلى أن صخور السجيل تحتوي على نسب مرتفعة من العناصر المشعة الطبيعية مقارنة مع باقي أنواع الصخور، وتنتقل هذه العناصر إلى المياه المنتجة بعد تلامسها مع صخور المكن.

* هذه نسبة عامة فهناك تقارير عن تراكيز تبلغ أضعاف هذا الرقم في بعض الحالات.

يتم عادة تخزين الماء المنتج (المياه الطبقيّة والمياه الراجعة) على السطح في منشآت تخزين قد تكون بركاً مفتوحة أو خزانات مغلقة، وهذا الماء إما أن يعاد حقنه في الآبار أو يعالج للتخلص من الملوثات ويتم تصريفه، أو يعاد استخدامه، وقد يترك أحياناً في البرك المفتوحة حتى يتبخر أو يتسرب إلى باطن الأرض. ويمكن أن تحدث تسربات على موقع البئر نتيجة للأخطاء البشرية أو تعطل المعدات أو تسريب الأنابيب، خاصة أن بعض شبكات الأنابيب تصل عدة آبار بخطوط مشتركة إلى برك التجميع. أما في الحقول التي لا تتوفر فيها منشآت سطحية للتخلص من المياه، فيجري عادة نقل المياه بالصهاريج، ويمكن لهذه الصهاريج أن تتعرض لحوادث تؤدي إلى تسريب حملاتها⁹³.

ثامناً: الآثار البيئية المرافقة لعمليات الحفر

تختلف التأثيرات البيئية المحتملة المرتبطة بمختلف مراحل إنتاج النفط والغاز حسب المرحلة، وتشمل التأثيرات المباشرة وغير المباشرة والتراكمية. وتعتمد أهمية التأثيرات على عوامل مختلفة مثل عدد وعمق الآبار، ومساحة الأرض التي تشغلها أنشطة الحفر، والمساحة التي تشغلها المنشآت السطحية على مدى عمر حقل النفط أو الغاز، وموقع الحقل ومدى ارتباطه بالموارد الطبيعية القريبة في المنطقة، مثل الحياة البرية والقرب والبعد عن المسطحات المائية من بحيرات أو ينابيع في حال الحفر على اليابسة، وما إلى ذلك من موارد أخرى. وينظر إلى الآثار البيئية المحتملة الناجمة عن أنشطة الاستكشاف (بما في ذلك المسوحات الزلزالية والحفر الاستكشافي) على أنها آثار مؤقتة وذات حجم وتأثير صغير نسبياً، ذلك أن هذه الأنشطة تشغل نطاقاً أصغر من مثيلاتها التي في مراحل التطوير والإنتاج. ترتبط معظم الآثار المحتملة خلال مرحلة الاستكشاف بشق طرق الوصول إلى المواقع الجديدة. لكن بدء عمليات الحفر يضيف بعداً آخر للآثار البيئية.

8-1 التلوث الصوتي

تعتبر المعدات الثقيلة المرافقة لعمليات الاستكشاف من أهم مصادر التلوث الصوتي (التلوث بالضجيج)، مثل الجرّافات، ومركبات نقل المعدات، وعربات المسح الزلزالي، وعمليات توليد النبضات الزلزالية سواء عبر عمليات التفجير المحدودة أو عبر المركبات المولدة للنبضات Vibroseis. إضافة إلى الأصوات الناتجة عن منصات الحفر بحد ذاتها، كما تعتبر عمليات حرق الغاز على الشعلة Flaring من أكثر مصادر

التلوث الصوتي، وهو إجراء غالباً ما يتم في حالة حفر الآبار الاستكشافية. وقد رصد "معهد غرب فريجينيا للأبحاث المائية" وصول الضجيج إلى مستوى 70-80 ديسي بل قرب مواقع حفر آبار النفط والغاز في الولاية، بينما تنص القوانين على أن لا يتجاوز مستوى الضجيج حدود 55 ديسي بل⁹⁴. ورصد مستوى الضجيج الصادر من الحفارات في مناطق أخرى عند مستوى 115 ديسي بل على مسافة تزيد عن نصف كيلومتر من موقع الحفر. وهذا النوع من التلوث الصوتي يستمر عادة لعدة أشهر خلال عملية الحفر، وفي حال العثور على اكتشاف جديد ووضع البئر على الإنتاج فسوف يظهر تلوث صوتي جديد من عمليات الإنتاج⁹⁵.

8-2 جودة الهواء

تشمل الانبعاثات المتولدة خلال مرحلة الحفر والتطوير انبعاثات محركات المركبات، ومولدات الطاقة، وانبعاثات الديزل من معدات البناء الكبيرة، وانبعاثات من تخزين وتوزيع الوقود. كما تشمل كميات مختلفة من أول أكسيد الكربون وأكاسيد النيتروجين والجسيمات الناتجة عن عمليات السفع بالرمل Blasting لتنظيف المواسير. إضافة إلى الغبار من مصادر عديدة، مثل جزيئات التربة الناتجة عن تهيئة موقع الحفر وعن حركة الشاحنات والمعدات، علاوة على جزيئات الاسمنت خلال تحضير قاعدة الحفارة أو خلال عمليات السمنتنة. وتشير أصابع الاتهام إلى حرق الغاز على الشعلة كمصدر رئيسي لتلوث الهواء بغازات أول وثاني أكسيد الكربون والميثان وغيرها من الغازات، علاوة على التسربات الضئيلة من الغاز سواء من المواسير أو عند عدم إحكام إغلاق بعض الخزانات. أما المشكلة الأخطر في هذا المجال فهي وجود المواد المشعة الطبيعية NORM* في معظم مواقع الحفر، وهي مشكلة كانت قد سجلت ضمن ملوثات المياه في مواقع الحفر، لكنها اكتشفت ضمن الهواء منذ ثمانينات القرن الماضي لأول مرة في آبار بحر الشمال.

8-3 التلوث بمواد الحفر

تستخدم العديد من المواد الكيميائية خلال عملية الحفر، وبعضها عالية السمية. كما يتشبع سائل الحفر تدريجياً ببعض المواد الخطرة الناتجة عن عملية الحفر نفسها، مثل غاز كبريتيد الهيدروجين والمواد المشعة الطبيعية. وتشمل الملوثات الأخرى طيفاً

* Naturally Occuring Radioactive Materilas.

واسعاً من المواد المختلفة مثل الديزل، والميثان، والبنزن، والتولوين، وأكاسيد النتروجين، والمركبات العطرية. يمكن أن تتسبب هذه المواد الكيميائية في أمراض الجهاز التنفسي الحادة والمزمنة، بما في ذلك الربو والتهاب الشعب الهوائية والالتهاب الرئوي وانتفاخ الرئة والوذمة الرئوية، ويمكن أن تؤثر أيضاً على الأداء العقلي، وتساهم في الاضطرابات العصبية، وارتفاع ضغط الدم وأمراض القلب. يمكن تقسيم التلوث نتيجة عمليات الحفر إلى مرحلتين: ① تسرب الموائع المختلفة خلال الحفر، ② رفع المواسير من البئر وتنظيفها، وهو أمر يؤخذ بعين الاعتبار خاصة في الآبار العميقة حيث تستخدم آلاف الأمتار من المواسير⁹⁶.

8-4: التأثير الثقافي

ربما يمكن اعتبار التأثير الثقافي نوعاً من التلوث في منطقة ما، إذ قد تتسبب عمليات الحفر في:

1. تشويه الموارد الثقافية في بعض المناطق من خلال شق الطرق وتغيير معالم المنطقة.
 2. إزالة القطع الأثرية أو تغيير مواقعها الأصلية.
 3. التأثيرات المرئية أو التلوث البصري الناتج عن قطع الأشجار مثلاً، وازدياد كميات الغبار في منطقة ما، وانتشار المعدات، وتواتر حركة الآليات في مناطق ذات طبيعة تاريخية أو ذات اعتبارات مقدسة.
- وحتى لو نجت هذه المناطق من تأثيرات عمليات الاستكشاف والحفر، فقد تواجه وجود أنابيب نقل النفط وبقاء مواقع الآبار وشجرات الميلاد في المنطقة. يبين الشكل 39 موقع عمل لشركة Chevron قرب إحدى المدن الكندية، وتظهر فيه الطرقات الجديدة والأشجار التي تم قطعها⁹⁷.

الشكل 39: موقع لشركة شيفرون في إحدى المدن الكندية



المصدر : Olson، 2018.

8-4: التأثير على الموارد البرية

تتناسب الآثار على الموارد البرية الطبيعية* مع حجم الاضطراب الذي ينتج عن عمليات الحفر، إذ يتم إزالة الغطاء النباتي والتربة السطحية لبناء منصات الآبار، وطرق الوصول إليها، ولمد خطوط الأنابيب، وغيرها من المرافق المساعدة. ويؤدي ذلك إلى فقدان موائل الحياة البرية، وانخفاض نسبة التنوع النباتي، وإمكانية زيادة عمليات الحت، ونمو الأعشاب الضارة أو الغريبة في المنطقة. وتختلف قدرة عودة انتعاش الغطاء النباتي بعد الاستصلاح المؤقت والنهائي باختلاف المنطقة، فالمراعي العشبية سوف تتعافى بشكل أسرع من الغابات على سبيل المثال. هذا التأثير على الغطاء النباتي سيتبعه بالتأكيد تأثير الحياة البرية للمخلوقات في المنطقة، سواء العاشبة التي تعتمد على النباتات لتغذيتها، أو المخلوقات اللاحمة التي تعتمد على تلك العاشبة. ولا تختلف المغمورة عن اليابسة في هذا المجال، إذ يمكن أن تحدث تأثيرات ضارة على الأسماك والحياة المائية خلال مختلف مراحل الحفر والتطوير وخاصة عند حدوث تسربات كبيرة أو اندفاعات للنفط أو الغاز، مما يتسبب في تلوث مساحات شاسعة من المياه.

* Ecological systems

8- 5: المواد الصلبة وإدارة النفايات

تشمل مخلفات الحفر السوائل الهيدروليكية ومواد تشحيم الأنابيب والزيوت المستعملة وزيت الفلاتر، ونواتج غسل المعدات، والوقود المنسكب وفتات الحفر، والحاويات والمذيبات المستهلكة أو غير المستخدمة، وعبوات الطلاء ومواد السفع الرملي، وخردة المعادن وغيرها من المواد الصلبة والنفايات. تشمل النفايات المرتبطة بسوائل الحفر العديد من مشتقات النفط، مثل الهيدروكربونات العطرية والمواد الكيميائية المنسكبة والمواد الصلبة المعلقة والمذابة والفينول والكاديوم والكروم والنحاس والرصاص والزنك والنيكل وإضافات سائل الحفر بما فيها تلك السامة أو الخطرة. وإجمالاً، تتولد كميات مختلفة من النفايات الصلبة والصناعية أثناء أنشطة الحفر والتطوير. وغالباً تكون معظم النفايات الصلبة غير خطيرة إذ تتكون من حاويات ومواد تغليف، ونفايات متنوعة مثل أغلفة وبقايا الطعام، وجذوع الأشجار المقطوعة. ويتم نقل معظم هذه المواد خارج الموقع للتخلص منها بشكل آمن. كما يمكن في المناطق الحرجية أن يتم بيع الأخشاب ذات الحجم الكبير الناتجة عن إزالة الأشجار، في حين يمكن حرق الباقي بالقرب من موقع البئر، وهو ما يخضع للقوانين البيئية التي تختلف من دولة لأخرى.

8- 6: التأثير الاجتماعي

ليست كل الآثار البيئية للحفر آثاراً سلبية، فقد تساهم أنشطة الحفر والتطوير في دعم الاقتصاد المحلي من خلال توفير فرص العمل والأموال للمقاولين المحليين، حيث يتم توليد موارد إضافية في شكل مدفوعات ضريبية لأصحاب حقوق التعدين. كما يمكن أن توجد آثار غير مباشرة نتيجة للتنمية الاقتصادية الجديدة (على سبيل المثال: وظائف جديدة في الشركات التي تقدم القوى العاملة، أو عند المتعاقدين الذين يوفرهم مواداً المشروع). واعتماداً على مصدر القوى العاملة، يمكن أن تحدث زيادات محلية في عدد السكان. يمكن أن يؤثر تطوير حقل نفط أو غاز على قيم الممتلكات، إما بشكل إيجابي من خلال زيادة تأثيرات التوظيف، أو بشكل سلبي بسبب القرب من حقل النفط أو الغاز وأي تأثيرات بيئية ضارة محتملة (ضجيج محطات الضواغط، التأثيرات بصرية، جودة الهواء، وغيرها كما تقدم). ومن الناحية السلبية قد تحدث بعض الخسائر الاقتصادية إذا تجنب السياح مثلاً القدوم إلى المنطقة، أو توقفت عمليات الصيد فيها. كما يمكن أن يساهم النمو المتزايد للسكان العابرين في زيادة بعض الأنشطة غير القانونية في منطقة المشروع.

علاوة على ما تقدم، قد يتسبب مشروع ما في زيادة الضغط على وسائل المواصلات، كما يسبب ازدحام الطرقات خاصة خلال نقل المعدات الثقيلة باستخدام آليات كبيرة، مع ما يتبع ذلك من أضرار قد تلحق بالطرقات.

وعدا احتمال تلوث المياه في المنطقة، فقد يرتفع الضغط على مصادر المياه المحلية أو يتم استخدام مياه الأنهار والبحيرات في المنطقة، وإن حفرت الشركات آباراً خاصة بها، فقد تتسبب في تغير مستوى المياه الجوفية في المنطقة مما يؤثر على السكان المحليين خاصة في المناطق التي تعتمد على مياه الآبار لغرض الشرب والري.

عملياً، تؤخذ كل النقاط السابقة في عين الاعتبار خلال التحضير لمشروع ما، ورغم كل الدقة التي تتوخاها الشركات البترولية، ومحاولتها الالتزام بالنواظم والمعايير القانونية، إلا أن المشاكل البيئية في الصناعة البترولية ليست نادرة الحدوث، وتكلفتها على الشركات قد تكون هائلة، فضمن مثال اندفاع بئر Macondo المشار له في هذه الدراسة، دفعت BP غرامة فادحة تجاوزت 40 مليار دولار توزعت على غرامات مدنية، وتكاليف مقابل تضرر الموارد الطبيعية، وتكاليف لتنظيف الساحل، وتعويضات للشركات والأفراد المتضررين من الاندفاع⁹⁸.

الخلاصة والاستنتاجات

- 1- تعتبر عملية الحفر العملية الأساسية في الصناعة البترولية، وهي ذات كلفة مرتفعة للغاية. والحفر عملية متكاملة تتناسب الفائدة المتوخاة منها طرداً مع استدامة عملية الحفر برمتها من النواحي الاقتصادية والتقنية والبيئية والاجتماعية.
- 2- كل مشكلة تمت مواجهتها في اي موقع في العالم، تفتح فرصة أمام منع/ حل نفس المشكلة في مكان آخر، وتعني عملياً تحسين كفاءة الحفر.
- 3- رغم كل التقنيات والإدارة المتقدمة للمعلومات، واستخدامها في عمليات الحفر، لكن الكثير من مشاكل الحفر لا تزال تتكرر، مثل عدم استقرار جذع البئر، وفقدان الدوران، والأنابيب العالقة، واندفاعات الغاز والنفط، ومشاكل حفر القصب الملحية، والركلات، والتدفق الراجع، وما إلى ذلك.
- 4- حاولت الدراسة تحديد ما إذا كانت المشكلة ناتجة عن خطأ بشري أو لأسباب خارجة عن الإرادة، حيث تضمنت وصفاً لعدد من مشاكل الحفر المختلفة التي تواجهها الصناعة البترولية، بعضها يمكن التنبؤ بها مسبقاً ومنع حدوثها، أو الحد من تأثيرها، والبعض الآخر يشكل حالات طارئة غير متوقعة تستوجب إجراءات لحظية للتعامل معها.
- 5- تتنوع مشاكل الحفر حسب المنشأ بين مشاكل مرتبطة بتشكيلة الحفر، أو سائل الحفر، أو عمليات الحفر نفسها، مثل عمليات الإكمال والتغليف والسمنتة، كما أن هناك مشاكل نوعية ترتبط بالحفر الموجّه والحفر الأفقي. ولكل نوع من أنواع مشاكل الحفر أسباب وطرق علاج تختلف حسب موقع البئر ونوعه وعمقه.
- 6- احتل التشقيق الهيدروليكي مكانة ملحوظة ضمن الصناعة البترولية في السنوات الماضية، ورافق تطبيقه ظهور مشاكل جديدة، وخاصة فيما يتعلق بتشوه مواسير التغليف، علاوة على تأثيراته المحتملة على المياه الجوفية.
- 7- تعتبر التأثيرات البيئية للحفر من المشاكل الهامة التي يمكن أن تظهر حتى قبل المباشرة بالحفر، وعلى الرغم من إحراز تقدم متسارع في التعامل مع العواقب قصيرة المدى، إلا أنه لا يُعرف الكثير عن التأثيرات طويلة المدى لعمليات الحفر، وهناك حاجة إلى مزيد من البحث لتقييم الآثار البيئية قبل جعل عملية الحفر مستدامة.

بعض المصطلحات المستخدمة في الدراسة

Abandoned well	بئر مهجورة
Accumulator	مراكمت. أجهزة لتخزين الضغط، تمتلئ بسائل هيدروليكي غير قابل للانضغاط.
Azimuth	السمت: الزاوية الأفقية مقاسة من اتجاه الشمال، وباتجاه حركة عقارب الساعة.
Bit	رأس الحفر (الدقاق)
Bladder Effect	تأثير المثانة: ضغط سائل الحفر الموجود في الفراغ الحلقي ينتقل إلى مواسير الحفر.
Blasting	السفع: استخدام ضاغط هواء لإطلاق الرمل أو غيره من الحبيبات الدقيقة لتنظيف الأسطح المعدنية أو تحضيرها لعملية الطلاء
Blind drilling	حفر أعمى (دون عودة سائل الحفر إلى السطح)
Blow out	انفجار موائع البئر وفقدان التحكم بالبئر
Bottomhole assembly	مجموعة قاع البئر،
Burst	انفجار الأنابيب
Capillary forces	القوى الشعرية
Casing deformation	تشوه مواسير التغليف وخاصة في عمليات التشقيق متعددة المراحل Multi- Stage
Casing shoe	حذاء مواسير التغليف
Centralizer	مركزات الحفر، تستخدم لإبقاء مجموعة الحفر ضمن مركز البئر
Collapse	تطبيق الأنابيب
Collar	طوق الحفر
Compress	انضغاط الصخر
Cuttings	فتات الحفر (فتات الصخر الناتجة عن الحفر)
Cyclic stress	الإجهاد الدوري للمعدن نتيجة الإجهادات المتتالية
Depreciation	اهتلاك، انخفاض سنوي في قيمة المعدات
Differential sticking	الالتصاق المتباين نتيجة فرق الضغط
Directional drilling	حفر موجه بزاوية معينة
Drill column	أعمدة الحفر، مواسير ثقيلة سمكة الجدران أكثر من المواسير العادية.

Drill stem	تشكيلة الحفر، تتكون من ثلاث أجزاء، هي مجموعة قاع البئر، وأعمدة الحفر، ورأس الحفر
Drill stem Test	اختبارات عبر تشكيلة الحفر
Drill string	مجموعة الحفر
Drillpipe failure	عطب أنابيب الحفر
Eccentric casing	مواسير تغليف متوضعة في مركز البئر
Fatigue	كلل (تعب) المعدن
Fishing	عملية اصطياد المواسير الساقطة في البئر
Frictional torque	عزم اللي الاحتكاكي
Gyroscope	الجيروسكوب أو البوصلة الدوارة: يعتمد على تحديد الشمال الجغرافي وليس الشمال المغناطيسي.
Hydraulic fracturing	التشقيق الهيدروليكي. يستخدم البعض تعبير (التكسير) أو (التصديع) الهيدروليكي للإشارة إلى نفس العملية، وإن كان تعبير (التشقيق) هو الأقرب للصواب، ذلك أن هذه التقنية لا تكسر الصخر ولا تصدّعه، وإنما تُنشئ فيه شقوقاً دقيقة تتسع بالكاد للمواد الداعمة من حبيبات رمل أو ما شابهها، بل وغالباً ما تكون مهمتها توسيع الشقوق المجهرية الموجودة أساساً في صخور المكنن إلى قطر لا يتجاوز في معظم الأحيان 1 ميليمتر.
Inclination	الميل: الزاوية العمودية أو الانحدار بالنسبة للأفق.
Intermediate casing	مواسير تغليف المرحلة الوسطية من البئر
International Association for Drilling Contractors (IADC)	الرابطة الدولية لمقاولي الحفر
Jars	مطارق هيدروليكية لحل الاستعصاءات في البئر
Laminated rocks	صخور صفائحية متطبقة
Load on Bit	الحمولة على رأس الحفر

Logging, Logs	قياسات كهربائية بنزيرة لمواصفات الطبقات والموائع الجوفية
Lost Circulation Material (LCM)	مواد سدادة مانعة لتهريب سائل الحفر
Mechanical sticking	الالتصاق الميكانيكي
Metallurgical	معدي (خاص بالمعدن)
Microresistivity	قياس المقاومة المجهرية
Mud	سائل الحفر (طين الحفر، الطفلة)
NPT (Non-Productive Time)	وقت ضائع غير منتج (توقف عملية الحفر مثلاً)
Pipe sticking	استعصاء الأنابيب
Propagating	استمداد البيانات (تنبؤ رياضي)
Quenching	الإسقاء هي عملية لتقسية الخليطة المعدنية الفولاذية تتم برفع درجة حرارة الخليطة إلى ما فوق الحرارة الحرجة، ثم تبريدها بشكل مفاجئ، وهي ترفع صلابة المعدن لكنه يصبح قصيفاً هشاً عند تعرضه للإجهاد، لذلك يتم لاحقاً إحماءه أو إرجاعه Tempering عن طريق تسخينه إلى ما دون الحرارة الحرجة، وتركه يبرد بالتدريج.
Reaming	قشط، تنظيف جدران البئر وجعلها متجانسة القطر
Relief well	بئر إنقاذ أو إغاثة في حال اندفاع بئر ما.
Rheology	انسيابية المائع (خاصية فيزيائية)
Rotary table	المنضدة الرحوية، تنقل الحركة من المحرك إلى مواسير الحفر
Spacer (fluid)	الفاصل أو المباعدي: يتم حقن الأسمنت على دفعات تزاوج باستخدام سائل الحفر، مع استخدام سائل صلب بين الأسمنت وسائل الحفر.
Spotting fluids	موائع مزلفة
Stabilization	ثبات الصخر
Stimulation	إحياء البئر، وضعها على الإنتاج.
Swabbing	تفرغ البئر: حالة تحدث عند سحب المواسير بسرعة وتؤدي (لشفط) جزء من سائل الحفر وترك قسم من الجذع مكشوفاً. وهي تشبه ما

	يحدث عند سحب ذراع الحقنة الطبية syringe بسرعة
Tensile	مقاومة الشد
Torque	عزم اللي (الفتل)
Torsional vibrations	اهتزازات التوائية
Trajectory	الشكل الهندسي لمسار البئر
Turbine	محرك عنفي (توربين) يعمل باستخدام سائل الحفر
Twist Off	انقطاع الأنابيب باللي أو الفتل
Unconsolidated sand	رمال غير مترابطة (مفككة)
Underbalanced drilling	الحفر مع تطبيق ضغط أقل من ضغط الطبقة المخترقة
Vibroseis	مركبات مولدة للنبضات (في المسح الزلزالي بدلاً عن التفجير)
Well control	السيطرة على البئر أو التحكم بالبئر، هي آلية تركز على منع الموائع الطباقية من دخول البئر
Well failure	عطب أو إخفاق البئر وتوقفه على العمل
Well integrity	تكامل البئر وكافة عناصره
Well Integrity	يشار إلى السيطرة على نقل الهيدروكربونات من المكمن نحو السطح بشكل معزول عن باقي الطبقات باسم سلامة البئر أو تكامل البئر.
Wellbore instability	عدم ثبات جذع البئر
Wet shoe	الحذاء الرطب: اسمنت غير متصلب نتيجة ضخ كميات كبيرة من سائل الإزاحة (سائل الحفر) وبسرعة كبيرة.
Yield point	نقطة أو قوة الخضوع، تعبر عن الإجهاد الذي تبدأ المادة عنده بالتشوه اللدن، أي تتشوه بدون العودة لشكلها الأصلي عند زوال سبب التشوه

المصادر

- ¹ Drake Well Museum and Park
<https://www.drakewell.org/shop-online/product-categories#!/Photographs/c/18238113/offset=9&sort=normal>
- ² Håvard Devold, *Oil and gas production handbook*. ABB. Edition 3.0 Oslo, August, 2013.
- ³ Davies, R.J., et al., Oil and gas wells and their integrity: *Implications for shale and unconventional resource exploitation*. Journal of Marine and Petroleum Geology. 2014. 1-16.
- ⁴ Birgit Vignes and Bernt Sigve. *Well-integrity issues offshore Norway*. IADC/SPE Drilling Conference, Florida, USA, 2008. SPE 112535.
- ⁵ تركي حمش. مبادئ التنقيب وإنتاج النفط والغاز. الملتقى الرابع والعشرون لأساسيات صناعة النفط والغاز، أوابك، الكويت، 9- 13 نيسان/ أبريل 2017.
- ⁶ Evans Akwasi GYASI. A Bayesian approach to cost estimation for offshore deep-water drilling projects. PhD Thesis, The University of Warwick, UK, 2017.
- ⁷ EIA. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. March, 2016.
- ⁸ Alberta Government. Economic Dashboard, *Wells Drilled*. Available at:
<https://economicdashboard.alberta.ca/WellsDrilled#alberta> Accessed: 12/2/2020
- ⁹ HIS Markit. *Petrodata Offshore Rig Day Rate Trends*. January, 2020. Available at:
<https://ihsmarkit.com/products/oil-gas-drilling-rigs-offshore-day-rates.html> Accessed: 12/2/2020.
- ¹⁰ Khodja, M., Canselier, J. P., Bergaya, F., Fourar, K., Khodja, M., Cohaut, N., & Benmounah, A. *Shale problems and water-based drilling fluid optimization in the Hassi Messaoud Algerian oil field*. Applied Clay Science, 49(4), 2010.

¹¹ Muniz, E. S., da Fontoura, S. A. B., & Lomba, R. F. T. *Rock-drilling fluid interaction studies on the diffusion cell*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Rio de Janeiro, Brazil, 2005.

¹² Chris Hawkes and Patrick McLellan. *Wellbore Instability in Shales: A Review of Fundamental Principles, Physicochemical Mechanisms in Mud-Shale Interaction and GRI-Funded Research*. Technical Report, 2000.

https://www.researchgate.net/publication/313915775_Wellbore_Instability_in_Shales_A_Review_of_Fundamental_Principles_Physico-chemical_Mechanisms_in_Mud-Shale_Interaction_and_GRI-Funded_Research_Part_1

¹³ Mohamed Halafawi, Lazăr Avram. *Wellbore instability prediction and performance analysis using Poroelastic modeling*. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Sciences. 2(2):93-106. July, 11, 2019.

¹⁴ McLellan, P. *Assessing the risk of wellbore instability in horizontal and inclined wells*. SPE/CIM/CANMET International Conference on Recent Advances in Horizontal Well Applications. Calgary, Canada. 1994.

¹⁵ Jun Cai, Shijun Shao, and Chao Zhang, *Wellbore Stability Analysis in the South China Sea: A Case Study*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 20- 22 September 2011. SPE 147932

¹⁶ Muhammad A. Muqem, Alexander E. Weekse, Ali A. Al-Hajji. *Stuck Pipe Best Practices – A Challenging Approach to Reducing Stuck Pipe Costs*. SPE Saudi Arabia Section, Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 8- 11 April 2012. SPE 160845.

¹⁷ Jim Karmer, Frank Acosta and Paul Thornton. *New technique combats lost circulation*. Oil and Gas Journal, 18 August 2003.

¹⁸ المرجع 16

¹⁹ DHT Specialists, Free point Indicator, [Advantages and Specifications](http://www.dhtspecialties.com/tools/others/FPI.html).
<http://www.dhtspecialties.com/tools/others/FPI.html>

- ²⁰ Nediljka Gaurina-Medjimurec and Borivoje Pasic. *Risk Due to Pipe Sticking*. In: Risk Analysis for Prevention of Hazardous Situations in Petroleum and Natural Gas Engineering. Engineering Science Reference, USA. 2014.
- ²¹ Baker Hughes. *Pipe recovery services*. Brochure, 2011.
https://public.bakerhughes.com/gom-wireline/pdf/30216.Pipe_Recovery_brochureV2_US.pdf
- ²² Schlumberger Oil Field Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/c/chemical_cutter.aspx
- ²³ Baker Hughes. Pipe Recovery. No date.
<https://www.bhge.com/upstream/well-intervention/pipe-recovery>
- ²⁴ PRUITT Optimal MPD Services. MPD Solution: *Unsticking Differentially Stuck Pipe*. 23/3/2018.
http://pruitt.com/uploads/docs/Unsticking%20Differentially%20Stuck%20Pipe_R.PDF
- ²⁵ Frank's International. *HI Tool*. Retrieved on 24/12/2019.
<https://franksinternational.com/wp-content/uploads/2018/10/HI-Tool%C2%AE-Harmonic-Isolation-Tool.pdf>
- ²⁶ Larsen, L.K. *Tools and Techniques to Minimize Shock and Vibration to the Bottom Hole Assembly*, Master's thesis, University of Stavanger, Norway. 2014.
- ²⁷ Roger Myers. *Well Construction and Cementing Practices in Shale and Salt Water Disposal Wells*. Shale Network Workshop. 2017
- ²⁸ Lucien Hehn, Michael Jellison, Kevin Wyble, R. Brett Chandler, Grant Prideco, and Jeff Shepard. *Catastrophic Drillstring Failures Caused by Downhole Friction Heating—An Increasing Trend*. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 20- 22 February 2007. SPE/IADC 105026.
- ²⁹ تركي الحمش، الاستكشاف والإنتاج في المغمورة. مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك، العدد 147، خريف 2013.
- ³⁰ Yezid Ignacio Arevalo, Yonnelybeth Medina and Andre Naslausky. *Quantifying drilling vibration challenges*. Offshore Magazine, 1/8/2011. Available at:

<https://pdfs.semanticscholar.org/9676/68ae4194aa1e59e74a12bb0cbfa2c6a9d608.pdf>

Retrieved on: 25/12/2019.

³¹ Torki Hemsh. *Current Role of Smart Fields in the Upstream Industry*. MENA'S Leading Well Intervention Conference (OWI MENA 2019). UAE, Abu Dhabi. 7- 8 October 2019

³² Okewunmi, S., Oesterberg, M., Heisig, G., and Hood, J. *Careful BHA selection and adaptive practices help drill a difficult salt section*. World Oil, July 2007. Available at: <https://www.worldoil.com/magazine/2007/july-2007/special-focus/careful-bha-selection-adaptive-practices-help-drill-difficult-salt> Retrieved on: 25/12/2019.

³³ Schlumberger, Oilfield Glossary. No date.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/lost_circulation.aspx

³⁴ تركي الحمش. *اندفاعات الآبار وآثارها البيئية*. أوابك، مجلة النفط والتعاون العربي، العدد 144، شتاء 2013.

³⁵ Boll GM, Wong S-W, Davidson CJ and Woodland DC: “*Borehole Stability in Shales*”, SPE European Petroleum Conference, Cannes, France, November 16-18, 1992. SPE 24975

³⁶ M. E. Hossain and M. R. Islam. *Drilling Engineering Problems and Solutions A Field Guide for Engineers and Students*. Scrivener Publishing LLC, 100 Cummings Center, Suite 541J, Beverly, MA 01915, USA. 2018.

³⁷ Al-Hameedi AT, Alkinani HH, Norman SD, Flori RE, Hilgedick SA. *Insights into Mud Losses Mitigation in the Rumaila Field, Iraq*. Journal of Petroleum Environmental Biotechnology, Volume 9, Issue1. 2018.

³⁸ Halliburton. *ENVIROMUL™ HT Drilling Fluid and WellSET® Treatment Prevent Losses in HPHT Reservoir with Depleted Zone*. Case Study. 17/7/2017.
https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/bar/contents/Case_Histories/web/H012609.pdf?nav=en-US_baroid_public

³⁹ Schlumberger. *Losseal Microfracture Lost circulation control treatment*.
<https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/well-cementing/lost-circulation/losseal-microfracture-lost-circulation-control>

⁴⁰Schlumberger. CemNET, Advanced loss-control fiber technology.

<https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/well-cementing/lost-circulation/cemnet-loss-control-fiber>

⁴¹ Emeka Emmanuel Okoro, Adewale Dosunmu and Sunny E.Iyuke. *Data on cost analysis of drilling mud displacement during drilling operation*. Data in Brief, Volume 19, August 2018, Pages 535-541. Available at:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235234091830581X?via%3Dihub>

Retrieved on: 22/1/2020.

⁴²US Department of Labor. Occupational Safety and Health Administration. Hydrogen Sulfide Health Hazards. Retrieved on: 8/1/2020

<https://www.osha.gov/SLTC/hydrogensulfide/hazards.html>

⁴³ Kuwait Oil Company, News and Events, KPC Board of Directors Visit Rawdatain Well, 11/5/2012.

⁴⁴ A. Hofmann, A. Al-Khamiss, R. Andriyany, H. Taqi, R. Malekzadeh and W. van Strien. *Sour Gas Occurrences in Kuwait and the Mitigation Challenge*. Presented at the SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Kuwait, 15-18 October 2017. SPE-187653-MS

⁴⁵ Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Offshore Incident Statistics, Incidents on the Outer Continental Shelf. <https://www.bsee.gov/stats-facts/offshore-incident-statistics>

⁴⁶ Chenglou Ji, Hong Zhang. *Accident Investigation and Root Cause Analysis Method*. 2012 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering. Chengdu, China. 15-18 June 2012

⁴⁷ International Association of Drilling Contractors. *IADC 2018 ISP Program Annual Report Index*. LTI SIR Industry Totals. <https://www.iadc.org/isp/iadc-2018-isp-program-annual-report-index/>

⁴⁸ International Association of Drilling Contractors. *IADC 2018 ISP Program Annual Report Index*. LTI SIR Industry Totals. <https://www.iadc.org/isp/iadc-2018-isp-program-annual-report-index/>

⁴⁹ المرجع 36

⁵⁰ L. John Chadwell, Cheryl Blundon, Cheryl Anderson, Mariella Cacho. *Incidents Associated with Oil and Gas Operations. Outer Continental Shelf 1998*. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service Engineering and Operations Division. OCS Report MMS 2000-021. Available at: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/incident-summaries/incident-histories/finalocs98-pdf.pdf>

⁵¹ Christopher M. Reddy *et al.* *Composition and fate of gas and oil released to the water column during the Deepwater Horizon oil spill*, National Academy of Sciences, USA, 2011.

⁵² The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement. *Report Regarding the Cause of the April 20, 2010 Macondo Well Blowout*. September 14, 2011. Available at: <https://journalistsresource.org/wp-content/uploads/2011/09/DWHFINAL.pdf>

⁵³ المرجع 29.

⁵⁴ The Hon Lord Cullen. *The Public Inquiry into the Piper Alpha Disaster*. Department of Energy, UK. Available online: <https://www.hse.gov.uk/offshore/piper-alpha-public-inquiry-volume1.pdf>

⁵⁵ Lake Petro Company. Junk Basket Brochure. <http://www.lakepetro.com/junk-basket/>

⁵⁶ Schlumberger. Oilfield Glossary, No date. https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/well_control.aspx

⁵⁷ M. Enamul Hossain and Abdulaziz Al-Majed. *Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering*. John Wiley & Sons, Inc. USA, 2015.

⁵⁸ Drilling Formulas. Why Directional Wells Are Drilled? 15/2/2017. Available at: <http://www.drillingformulas.com/why-directional-wells-are-drilled/> Retrieved on: 17/1/2020

⁵⁹ Tony Smithson. *HPHT Wells*. Oilfield Review (Schlumberger), 2016. Available at: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-hpht.ashx>

⁶⁰ Arpit Saxena, Sharad Chaudhary, Divyam Adarsh, Kumar Anshul, and Dipesh Nihalani, and Pratush Tewari. *Challenges in HPHT Well: A Case Study*. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, 9-11 April 2019. SPE-194633-MS

⁶¹ Arkansas Oil and Gas Commission. *General Rules*. June, 2019. Available at: www.aogc.state.ar.us

⁶² Province of Alberta. *Oil and Gas Conservation Act. Alberta Regulation 151/1971, With amendments up to and including Alberta Regulation 45/2014*. Canada, Alberta Queen's Printer, 2020.

⁶³ Environment Agency. *Review of assessment procedures for oil and gas well casing installation*. October 2012. Available on: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/291485/LIT_7311_514be9.pdf

⁶⁴ César Augusto Agüero Lozano, Sharada Rajaram, Antonio María Yagüe Cuesta, Lizbeth Judith Estrada Mallqui and Albano Camarero Torre. *Structural Modelling for Shenzi Field Development*. European Regional Conference and Exhibition, Barcelona, Spain. 2014.

⁶⁵ Offshore Technology. *Shenzi Deepwater Oil and Gas Field, Gulf of Mexico*. Available at: <https://www.offshore-technology.com/projects/shenzi/>

⁶⁶ Helixoil. *Vacuum Insulated Tubing, Flow Assurance by Dramatically Reduced Heat Flow*. Brochure, 2017. Available on: <https://www.helixoil.com/wp-content/uploads/2017/05/VIT-Brochure.pdf>

⁶⁷ BHP Billiton. *Shenzi, After six years, still the top-performing deepwater development in the Gulf of Mexico*. 2015. Available on: https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Papers_and_Articles/web/BHP-BILLITON-SHENZI.pdf?nav=en-US_completions_public

⁶⁸ American Oil and Gas Historical Society. *1920s technologies for protecting oil and natural gas production – and the environment*. Available at <https://aoghs.org/technology/cementing-oil-wells/> Accessed: 12/2/2020

- ⁶⁹ RCES Oil and Gas Ltd. *Primary Cementing*. No date. Available at: <https://www.rcesoilandgastraining.org/oil-and-gas-training-courses-nigeria/primary-cementing--cementing-1---pce> Accessed: 123/2/2020.
- ⁷⁰ Schlumberger. *Wait on Cement*. Oilfield Glossary. Available on: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wait_on_cement.aspx Accessed: 13/2/2020
- ⁷¹ Zaoyuan Li, Honghua Liu, Xiaoyang Guoa, Hongjuan Ou, Tao Gu, *Contamination of cement slurries with oil-based mud and its components in cementing operations*, J. Natural Gas Science and Engineering Vol. 29. February 2016
- ⁷² David Borthwick AO PSM. *Report of the Montara Commission of Inquiry*. Montara Commission of Inquiry, June 2010.
- ⁷³ IADC Drilling Manual. *Evolution of directional drilling since 1900*. August 2015. Available at: <https://www.iadc.org/wp-content/uploads/2015/08/preview-dd.pdf> Accessed: 18/2/2020
- ⁷⁴ Lynn D. Helms. *Horizontal Drilling*. Dakota Mineral Resources (DMR), Vol. 35, No. 1, Winter, 2008.
- ⁷⁵ Bikramjit Dutta et al. *Challenges of Drilling Horizontal Wells in Shallow Viscous Oil Formations*. SPE Viscous oil Conference and Exhibition, Kuwait, 12–14 December 2011. SPE150595.
- ⁷⁶ Benny Poedjono, Giorgio Pattarini, Sheldon Rawlins, Arild Saasen and Per Amund Amundsen. *Direction drilling measurements errors caused by drilling fluid constitutes*. Proceedings of the ASME 2016 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Busan, South Korea. June 19-24, 2016.
- ⁷⁷ Torgeir Torkildsen, Inge Edvardsen, Arild Fjogstad, Arild Saasen, Per A. Amundsen and Tor H. Omland. *Drilling Fluid affects MWD Magnetic Azimuth and Wellbore Position*. IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, U.S.A., 2-4 March 2004. IADC/SPE 87169.

⁷⁸ أو.إب.ك. التشقيق الهيدروليكي وآثاره البيئية المحتملة. الكويت، 2017.

⁷⁹ المرجع السابقة.

- ⁸⁰ Ataur R. Malik et al. *Overcoming Open Hole Multistage Acid Fracturing Challenges in Saudi Arabian Carbonate Reservoirs with Swellable Packers, Best Practices and Dynamic Evaluation*. The Saudi Aramco Journal of Technology, Summer 2016.
- ⁸¹ Zhanghua Lian, Hao Yu, Tiejun Lin and Jianhua Guo. A study on casing deformation failure during multi-stage hydraulic fracturing for the stimulated reservoir volume of horizontal shale wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* Vol. 23, 2015.
- ⁸² Xueli Guo, Jun Li, Gonghui Liu and Yang Yu. *The influence on casing stress for shale gas fracturing wells considering thermo-pressure coupling effect*. *International Journal of Petrochemical Science & Engineering*. Vol. 3, 7/3/2018.
- ⁸³ Trent Jacobs. *An Unconventional Challenge: Can Casing Failures During Hydraulic Fracturing Be Stopped?* *Journal of Petroleum Technology*. 1 January 2020. Available on: <https://pubs.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=6385> Retrieved: 3/3/2020
- ⁸⁴ EPA, *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States*, EPA-600-R-16-236Fb, December, 2016. In: التشقيق الهيروليكي وأثاره البيئية المحتملة، أوابك، 2017.
- ⁸⁵ Canadian Society for Unconventional Resources, *Understanding Hydraulic Fracturing*, Available at: www.csug.ca/images/CSUG_publications/CSUG_HydraulicFrac_Brochure.pdf.
- ⁸⁶ *Water Withdrawals for Development of Marcellus Shale Gas in Pennsylvania*, College of Agricultural Science, The Pennsylvania State University, 2010. Available at: <http://pubs.cas.psu.edu/FreePubs/pdfs/ua460.pdf>
- ⁸⁷ Chris Faulkner, *The Water Problem*, Oil & Gas Middle East, January 2014. Available at: <http://www.breitlingenergy.com/breitling-energy-ceo-chris-faulkner-featured-january-2014-issue-oil-gas-middle-east/>
- ⁸⁸ J. David Hughes, *Eagle Ford Reality Check: The Nation's Top Tight Oil Play After a Year of Low Oil Prices*, Post Carbon Institute Publications, December 2015.
- ⁸⁹ Mantell, M. (2011). *Produced water reuse and recycling challenges and opportunities across major shale plays*. Chesapeake Energy Corporation. EPA Hydraulic Fracturing Study Technical Workshop #4 Water Resources Management. March 29- 30, 2011.
- ⁹⁰ Keister, T. *Marcellus Hydrofracture flowback and produced wastewater treatment, recycle, and disposal technology*. The Science of Marcellus Shale, Lycoming College in Williamsport, PA. January 29, 2010.

⁹² U.S. Environmental Protection Agency, *Development of Rapid Radiochemical Method for Gross Alpha and Gross Beta Activity Concentration in Flowback and Produced Waters from Hydraulic Fracturing Operations*, Report No. EPA/600/R-14/107. 2014.

⁹³ المرجع 91، 78.

⁹⁴ Earth Works Organization. *Oil and Gas Noise*, 2013. Available at:

https://earthworks.org/issues/oil_and_gas_noise/

⁹⁵ المرجع 36، 49.

⁹⁶ L Shkitsa *et al.* *Means of atmospheric air pollution reduction during drilling wells*. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. International Conference on Innovative Ideas in Science. IOP Publishing, 2016. Available at:

<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/144/1/012009/pdf>

⁹⁷ Bradly Olson. *Oil Giants Use Size to Overcome Fracking Challenges*. Wall Street Journal, 20/9/2018.

⁹⁸ National Oceanic and Atmospheric Administration. *Deepwater Horizon oil spill settlements: Where the money went*. Official report, U.S. Department of Commerce. 20/4/2017. Available at: <https://www.noaa.gov/explainers/deepwater-horizon-oil-spill-settlements-where-money-went>

البحث الثاني

احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه في صناعة البتروكيماويات : الإمكانيات والتحديات

د. ياسر محمد بغدادي *

ملخص تنفيذي

بدأ تزايد الانبعاثات الملوثة للبيئة مع انطلاق الثورة الصناعية في ستينيات القرن الثامن عشر، وتحديدًا في عام 1850، وتزامن ذلك مع اكتشاف الآلة البخارية في بريطانيا، وازدهار عمليات استخراج الفحم الحجري، بالإضافة إلى التوسع في صناعات الغزل والنسيج، والحديد والصلب، وإنشاء الطرق، وبناء الجسور.

واكتسبت تقنيات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون أهميتها من كونها أحد الطرق الواعدة والفعالة لخفض نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون المنطلقة إلى الغلاف الجوي، ومن المتوقع أن تسهم في خفض كميات انبعاثاته بحلول عام 2100 بنسب تتراوح ما بين 15-55%. كما ستعمل بشكل كبير على مساعدة الدول التي تمتلك احتياطات ضخمة من الفحم الحجري الملوثة للبيئة على الاستفادة منه بطرق آمنة ونظيفة (70،71). وقد ساهمت عدة عوامل في تشجيع الشركات الكبرى حول العالم للاستثمار في مجال مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، ومنها إصدار التشريعات اللازمة، وفرض ضرائب الكربون، وإقرار الحوافز التشجيعية (73). فنجد أن الولايات المتحدة الأمريكية على سبيل المثال نجحت في حث الشركات على التوسع في تنفيذ مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون من خلال زيادة الإعفاءات الضريبية والحوافز التشجيعية. وهو ما ساعد تلك الدول في تنفيذ تعهداتها نحو خفض نسب انبعاثاتها الكربونية.

ومن العوامل المساعدة على التوسع في تنمية مشروعات احتجاز الكربون تخصيص الاستثمارات المالية اللازمة، فنجد أن الاستثمارات العالمية في مجال الطاقة النظيفة خلال العشر سنوات الأخيرة بلغت حوالي 2.5 تريليون دولار أمريكي، منها حوالي 1.8 تريليون دولار أمريكي في مجال إنتاج الطاقة الكهربائية من طاقة الرياح والطاقة

الشمسية، وكان هذا النشاط الاستثماري مدفوعاً بدعم قوي ومستدام للسياسات. في حين بلغ إجمالي الاستثمارات في مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون خلال نفس الفترة الزمنية وفقاً لبيانات وكالة الطاقة الدولية، حوالي 20 مليار دولار أمريكي فقط. مما يشير إلى محدودية الفرص الحالية للاستثمار في مجال مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه وتخزينه. كما قد يعني أن السياسات والبرامج التي تم تنفيذها في مثل هذه المشروعات كانت محدودة أو لم تكن ناجحة، مقارنة بما تم تنفيذه في مشروعات إنتاج الطاقة النظيفة.

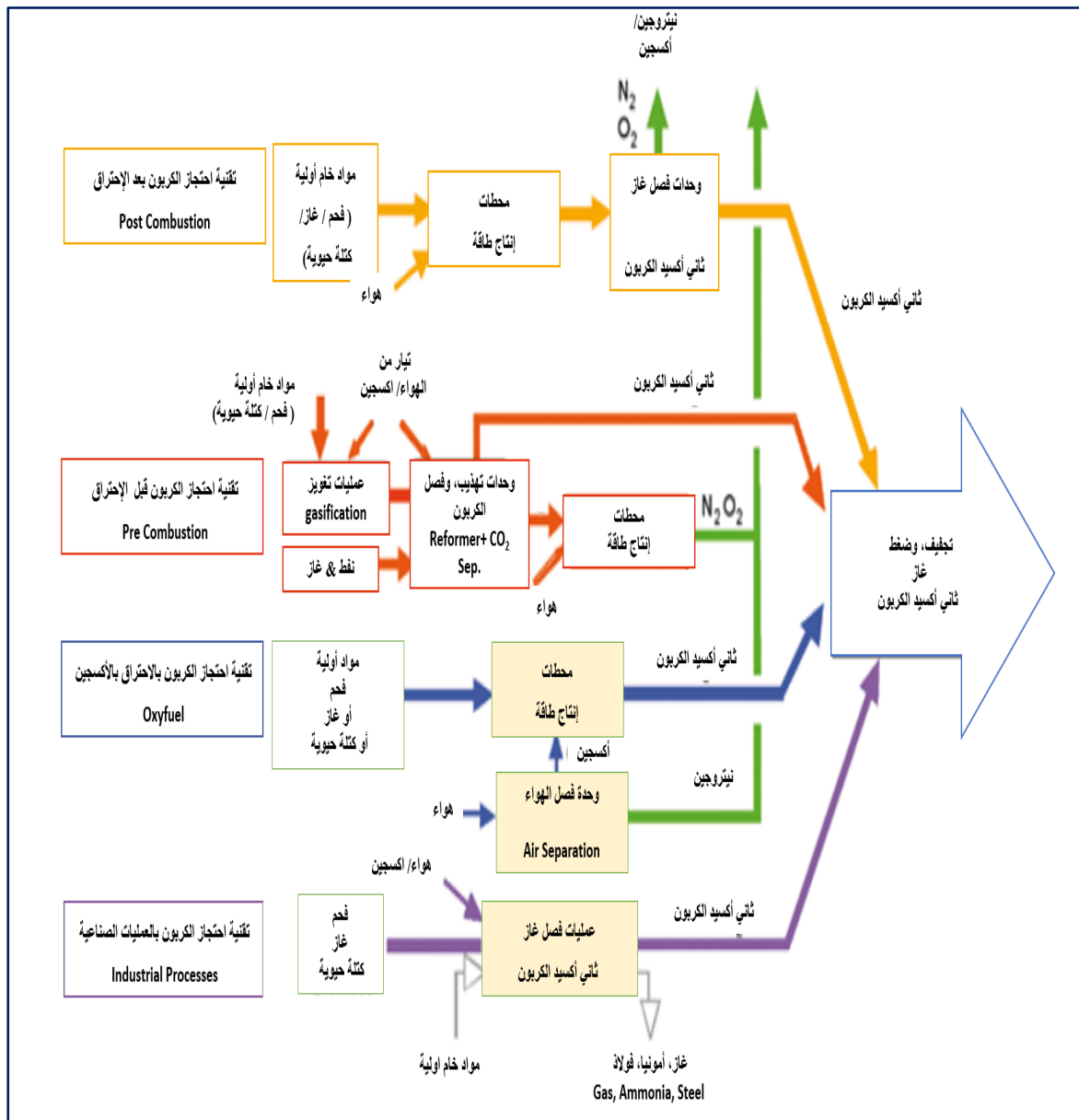
تقنيات احتجاز وفصل، ونقل، وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون

تعد تقنيات احتجاز وتخزين واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون، تقنيات حديثة نسبياً، حيث بدأ تطويرها في ثمانينيات القرن الماضي، ومعظم المشروعات القائمة في الوقت الحالي مشروعات على مستوى النطاق التجريبي في بعض الأنشطة الصناعية، كإنتاج الغاز الاصطناعي، وإنتاج الهيدروجين، واستخدمت كذلك بشكل أقل نسبياً في مشروعات تعزيز إنتاج اليوريا، والميثانول، وفي بعض الصناعات الغذائية، والمشروبات الغازية، ومازال هناك العديد من التقنيات في نطاق التطوير المستمر. بينما تم تشغيل عدد محدود للغاية من المشروعات على النطاق التجاري (70)، خاصة في مجال تعزيز استخراج النفط والغاز الطبيعي.

من جانب آخر يلزم تلك المشروعات تحديد الطريقة المناسبة لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون، فهناك عدة طرق امّنه لنقله سواءً كغاز عبر خطوط الأنابيب تحت الأرض أو فوقها، وقد تم بالفعل تشغيل عدد من الشبكات التجارية الكبيرة من خطوط الأنابيب لأكثر من 30 عام. كما يتم أيضاً نقل كميات صغيرة منه بواسطة الشاحنات أو السكك الحديدية، بينما تقوم بعض المشروعات بتسييله بالطرق المتبعة في نقل الغاز الطبيعي ونقله بواسطة الناقلات البحرية (72-74).

هناك أربع تقنيات رئيسية لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، يعتمد تصنيفها على المرحلة التي يتم فيها احتجازه، وهي تقنية احتجاز الكربون بعد الاحتراق "Post Combustion"، وتقنية احتجاز الكربون قبل الاحتراق "Pre-Combustion"، وتقنية الاحتراق بالأكسجين "Oxyfuel Combustion"، بالإضافة إلى تقنية الاحتجاز بالعمليات الصناعية "Industrial Processes"، كما هو مبين في الشكل (1) (70).

الشكل (1): تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الأربعة



المصدر: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون

تُعنى عمليات تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون بتوفير الأماكن الطبيعية كمستودعات ذات سعات تخزينية كبيرة، بصورة آمنة ومستدامة لألاف السنين. وتتنوع آليات التخزين فتشمل **التخزين الجيولوجي "المكمي"** Geological Storage، والذي يعتمد بشكل أساسي على وجود طبقات سمكية من الصخور الرسوبية، والتي يشار إليها باسم الأحواض، أو الخزانات "Basins". وتعد الأحواض ذات المستويات المنخفضة من النشاط الزلزالي الطبيعي هي الأنسب لعمليات التخزين، مقارنةً بالأحواض الموجودة في المناطق ذات النشاط الزلزالي العالي، والتي تحتاج إلى المزيد من الدراسات الفنية لتقييمها.

أما **التخزين تحت الماء Under Water Storage**، فيعتمد على تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون تحت سطح ماء البحار و/أو المحيطات على أعماق تزيد عن 1000م، لضمان ارتفاع كثافته عن كثافة المياه، وبما يضمن احتجازه تحت سطح الماء دون عودته مره أخرى إلى الغلاف الجوي (54).

كما يمكن تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في التكوينات أو التشكيلات الملحية العميقة Deep Saline Formations- DSF، التي تتميز بصخورها المسامية والنافذة، والممتلئة بالمياه المالحة، وكذلك حقول النفط والغاز المستنفدة أو الناضبة Depleting Oil and Gas Fields-DGOF، خاصة مع إمكانية توفر المعلومات الكافية عن المغلق منها والمهجور.

يمكن كذلك تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون بحقنة في طبقات الفحم غير المستغلة والتي توقف استخراج الهيدروكربونات منها بسبب استنفاد الاحتياطيات الاقتصادية كمستودعات طبيعية (81،48).

هناك خبرات دولية كبيرة مكتسبة، ودروس مستفادة من نتائج مشروعات احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في المواقع التخزينية، والتي ترتبط بشكل مباشر بمصادر إنتاجه الثابتة كمحطات توليد الكهرباء، وصناعات الحديد والصلب، والاسمنت، والصناعات البترولية. وقد مهدت مثل هذه المشروعات الطريق إلى انتشارها والتوسع فيها، كما ساهمت في تطوير التكنولوجيات المستخدمة، وخفض التكاليف الرأسمالية، وساعدت كذلك على تطوير السياسات والتشريعات، والأطر التنظيمية (61). ساهمت كذلك نتائج تلك المشروعات في دراسة سلوك غاز ثاني أكسيد الكربون داخل الخزانات الجوفية، وتقدير سعات التخزين النهائية لتلك الخزانات. وتنوعت الأغراض من تلك المشروعات ما بين التجريبي والبحثي والتجاري، ليصل عددها إلى أكثر من 154 مشروع (61). ولعل مشروع "سليبنر" * والذي بدأ تشغيله في عام 1996 في النرويج أول مشروع على مستوى العالم لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون جيولوجياً على النطاق الصناعي.

ثم بدأت بعض الشركات العالمية الرائدة في الاستفادة من المفهوم الجديد والخاص باحتجاز الكربون واستخدامه "Carbon capture Utilization-CCU"، بعد تعديل المفهوم السابق والذي كان يُعنى فقط باحتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون "Carbon Capture and Storage - CCS". حيث عملت على تقسيم استخدام غاز ثاني أكسيد الكربون إلى فئتين رئيسيتين، شملت الأولى استخدامه مباشرة في عمليات الاستخلاص المعزز للنفط والغاز الطبيعي دون تحويله، مما عزز عملية الإنتاج، وجعلها أكثر جدوى من الناحية الاقتصادية. بينما شملت الاستخدام الثاني إجراء بعض العمليات التحويلية لغاز ثاني أكسيد الكربون، باختزاله بالهيدروجين لتعزيز إنتاج بعض المنتجات ذات قيمة إضافية مثل اليوريا، أو الكحولات، بالإضافة إلى إنتاج الميثانول، والوقود الاصطناعي. أو من خلال إضافة مجموعة الكربوكسيل لإنتاج الأحماض الكربوكسيلية.

* سيتم استعراض المشروع بالتفصيل في الفصل الثاني.

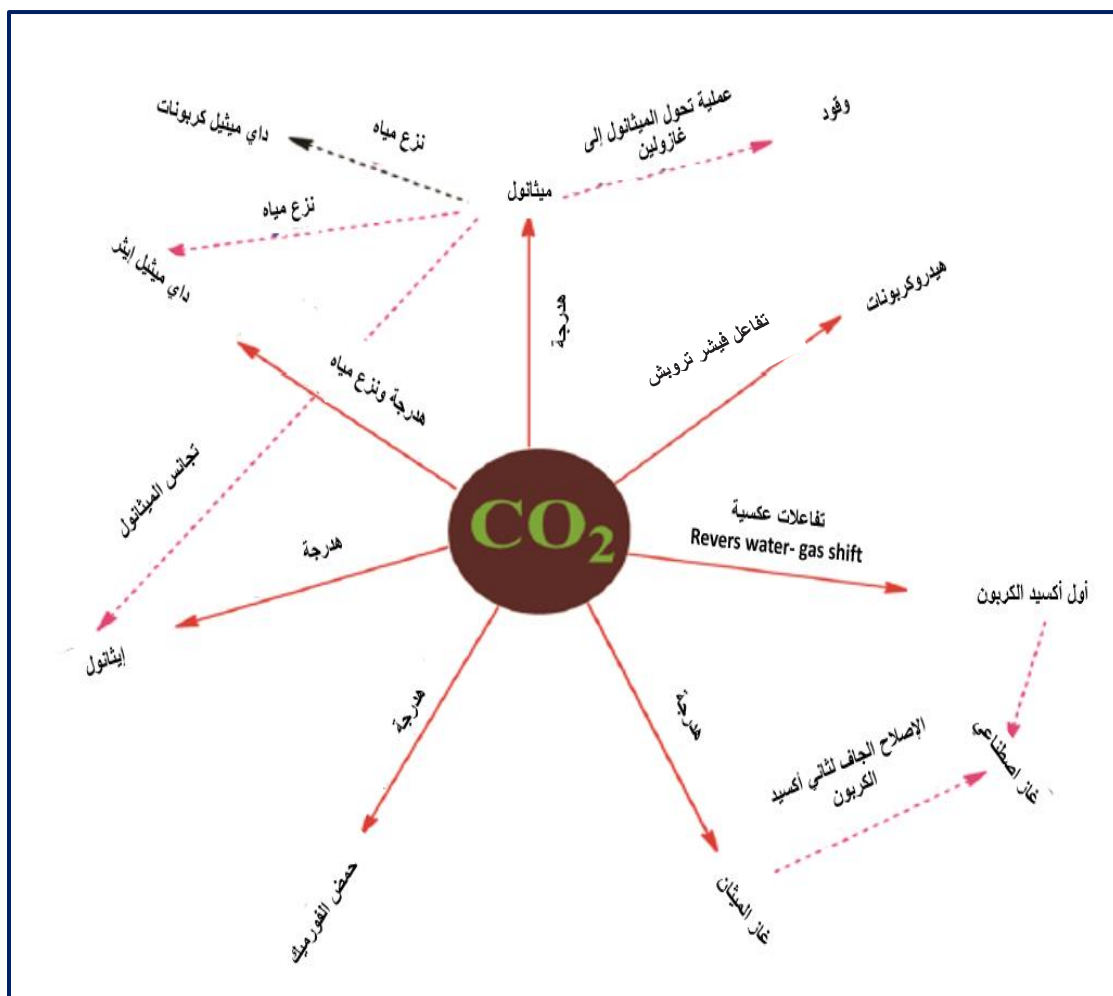
إلا ان بعض هذه المشاريع التحويلية غير ذات جدوى اقتصادية إلى حد ما في الوقت الحالي، نظراً للطبيعة الخاملة لغاز ثاني أكسيد الكربون، والتي يلزم لها استخدام طرق كثيفة الاستخدام للطاقة، بالإضافة إلى استخدام عوامل حفازة ذات نوعية فائقة الأداء لإتمام عملية التحويل. لذلك يجب أن تؤخذ في الحسبان تكلفة استخدام الطاقة عند النظر في الجدوى الاقتصادية للعملية الإنتاجية والمنتج النهائي. إلا أنه من المتوقع زيادة الاهتمام باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون في مجال إنتاج الكيماويات والبوليمرات، خاصة مع استمرار التطوير لطرق التحويل الجديدة الأكثر فاعلية، ومع استمرار انخفاض تكلفة إنتاج الطاقة الكهربائية من المصادر المتجددة.

استخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون في تعزيز إنتاج البتروكيماويات

يأتي إنتاج الأمونيا، واليوريا في مقدمة الكيماويات والتي يمكن تعزيز إنتاجها باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون كمادة خام أولية، وهي طرق معروفة ومطبقة على النطاق الصناعي، وتم تسويقها بنجاح. حيث يمكن هدرجة غاز ثاني أكسيد الكربون لإنتاج الهيدروكربونات احادية الكربون C_1 ، ومنتجات ذات طول السلسلة الأعلى، ومنها يمكن إنتاج العديد من المنتجات كإنتاج الوقود الاصطناعي، والغاز الاصطناعي "Syngas" (90)، أو لإنتاج الميثانول (MeOH). كما يمكن إنتاج حمض النيتريك، وحمض السكسينك "Succinic Acid"، وحمض الأديبيك "Adipic Acid"، وحمض الساليسيليك "Salicylic Acid"، والكربونات الحلقية "Cyclic Carbonates"، والبولي كربونات، والكابرولاكتام "Caprolactam" المستخدم في إنتاج البلاستيك، والأسمدة، والألياف الاصطناعية (91،32).

تقدر كمية غاز ثاني أكسيد الكربون المستخدمة كمادة خام أولية في عمليات التحويل الكيميائي "Chemical Conversion" لإنتاج منتجات ذات قيمة مضافة (90)،

الشكل (2): بعض استخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون في إنتاج بعض أنواع
الوقود وإضافات الوقود



المصدر (90).

وفي إطار الأنشطة البحثية والتطوير، تمكنت مجموعة من الباحثين في جامعة كاليفورنيا من اكتشاف طريقة مبتكرة يتم فيها استخدام بعض أنواع من الكائنات الحية الدقيقة المعدلة وراثياً لتحويل غاز ثاني أكسيد الكربون إلى وقود كحولي مثل الأيزوبيوتانول، و3-ميثيل 1-بيوتانول⁽⁹⁰⁾. كما تمكنت بعض الشركات من تطوير عمليات تحفيز بيولوجية لتحويل غاز ثاني أكسيد الكربون إلى هيدروكربونات مثل الميثان، والإيثان، والبروبان.

فرص تنمية مشروعات احتجاز الكربون في الدول العربية

تمتلك الدول العربية فرصاً جيدة لتنمية مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، حيث تعمل جميع محطات توليد الكهرباء بالوقود الأحفوري، بالإضافة إلى وجود عدد كبير من الصناعات الثقيلة بها كصناعات الحديد والصلب، والأسمدة، والتي تعد بمثابة مصادر ثابتة لإنتاج غاز ثاني أكسيد الكربون. حيث يسهل التكامل فيما بين تلك المصادر التي تقع ضمن نفس النطاق الجغرافي الواحد عبر إنشاء شبكة أنابيب لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون. كما تتميز معظم الدول العربية بوجود التشكيلات الجيولوجية الملائمة والمتاحة على نطاق واسع كمواقع صالحة للتخزين المستدام الآمن لعدة عقود، كحقول النفط والغاز المستنفدة والمهجورة.

هذا ويقدر إجمالي كميات غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية المنطلقة إلى الغلاف الجوي بنحو 2,2 مليار طن من غاز ثاني أكسيد الكربون طبقاً لأحدث البيانات الصادرة عن البنك الدولي لعام 2019، وهو ما يمثل حوالي 6.3 % من إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون العالمية. تتفاوت بدرجة كبيرة كميات انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية ما بين كميات كبيرة نسبياً، وكميات ضئيلة. يرجع هذا التفاوت الكبير إلى مدى التقدم الصناعي، والاجتماعي لسكانها، بالإضافة إلى زيادة النمو السكاني،

والذي ينتج عنه المزيد من حرق الوقود الأحفوري المستخدم في مختلف الأنشطة الحياتية.

وعلى الرغم من التحديات التي تواجه مشروعات احتجاز الكربون واستخدامه وتخزينه، وأهمها ارتفاع التكلفة الاستثمارية وصعوبة الحصول على التمويل اللازم في الوقت المناسب، إلا أن مثل هذه المشروعات يمكن أن تلعب دوراً هاماً في تنويع اقتصادات الدول العربية المنتجة للنفط والغاز، إذا ما تم تنظيمها بشكل جيد، ونجحت الدول في وضع السياسات المناسبة والمشجعة لذلك.

الجهود العربية لتنمية مشروعات احتجاز واستخدام الكربون

حرصت عدد من الدول العربية على المشاركة في تنفيذ وتمويل أنشطة البحث العلمي والتطوير لخفض نسب انبعاثاتها من غاز ثاني أكسيد الكربون. حيث قدمت **المملكة العربية السعودية** مبلغ 300 مليون دولار لتمويل برامج بحثية حول مستقبل الطاقة والبيئة، كما خصصت كل من **دولة قطر**، و**دولة الكويت**، و**دولة الإمارات العربية المتحدة** مبلغ 150 مليون دولار لدعم أبحاث احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون.

كما عملت بعض الدول العربية على إنشاء المراكز والمعاهد البحثية الحكومية والخاصة، المعنية بمشروعات احتجاز واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون، فأنشأت **المملكة العربية السعودية** مركز الابتكار التكنولوجي في مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية، ويختص المركز بأنشطة احتجاز الكربون وعزله، بينما لدى شركة "أرامكو" برنامج خاص بالبحث والتطوير في مجال احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه. كما يعمل مركز الطاقة في معهد **قطر** للبحوث البيئية والطاقة، التابع لجامعة حمد بن خليفة، في مجال البحوث والتطوير والابتكار في تكنولوجيا احتجاز الكربون واستخداماته، ضمن

رؤية قطر 2030 لتنويع مصادر الاقتصاد بتعظيم الاستفادة من مختلف أنواع النفايات الصناعية.

تتركز مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في عدد من الدول العربية، تشمل كل من **دولة الامارات العربية المتحدة، ومملكة البحرين، والجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية، ودولة قطر، والمملكة العربية السعودية.** كما أصبحت مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون ترتبط ارتباطاً وثيقاً بمشروعات إنتاج الهيدروجين المنخفض الكربون. وسيحتاج العالم إلى كميات كبيرة منه مستقبلاً. وقد بدأ مؤخراً افتتاح عدد من المشروعات الخاصة بإنتاج الهيدروجين الأزرق الذي يعتمد إنتاجه على تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون في عدد كبير من دول العالم، والدول العربية. حيث نجحت **المملكة العربية السعودية** في عام 2020، في إنتاج وتصدير أول شحنة في العالم من الأمونيا الزرقاء إلى اليابان، اعتماداً على إنتاج الهيدروجين الأزرق*.

يمكن أيضاً التوسع في مشروعات إنتاج الهيدروجين الأزرق بشكل أسرع من مشروعات إنتاج الهيدروجين الأخضر، خاصة مع انخفاض مخاطر توفره لوجود وفرة من أجهزة التهذيب البخاري Steam Reforming، ومفاعلات التكسير البخاري Steam Cracking في المصافي ومصانع البتروكيماويات الكافية لإنتاجه، بينما لا يوجد في الوقت الراهن ما يكفي من أجهزة التحليل المائي المطلوبة لإنتاج الهيدروجين الأخضر، فضلاً عن ضرورة التوسع في تشييد مشروعات باهظة التكاليف لإنتاج الطاقة الكهربائية من الطاقات المتجددة، ويتم تخصيصها بالكامل لإنتاج الهيدروجين. مما يتسبب في رفع تكلفة إنتاج الهيدروجين الأخضر بمقدار 4 مرات عن تكلفة إنتاج الهيدروجين الأزرق. وهو ما يمثل فرصة واعدة بالنسبة لصناعة النفط والغاز في الدول العربية، إلا أن ذلك سيتطلب مزيد من الاستثمارات المالية الضخمة مستقبلاً، خاصة في مجال إنشاء البنية التحتية، وهنا

* الهيدروجين الأزرق هو الهيدروجين الذي ينتج من لقائم أحفورية، ويرتبط إنتاجه بتقنية احتجاز ثاني أكسيد الكربون.

تأتي أهمية إقرار السياسات الحكومية الداعمة والمشجعة لتحقيق ذلك. وهناك فرصاً جيدة خلال السنوات القليلة القادمة لانطلاقة غير مسبقة لبرامج احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه وتخزينه في الدول العربية، نظراً لامتلاكها خبرات جيدة في هذا المجال، بالإضافة إلى توفر البنية التحتية المؤهلة واللازمة لنقل وتداول غاز ثاني أكسيد الكربون، فضلاً عن توفر إمكانيات وسعات لتخزينه تحت الأرض، وتوفر الاستثمارات المالية اللازمة لتنمية مثل تلك المشروعات.

يمكن التوسع في تنمية مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في عدد من الدول العربية على النطاق الإقليمي عبر إقرار وتصميم وتنفيذ السياسات المناسبة وإيجاد التدابير اللازمة للتمويل، مما يؤهل الدول العربية، وخاصة منطقة دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية لتصبح مركز عالمي لتجميع وتخزين وتداول غاز ثاني أكسيد الكربون. مع ضرورة الاستفادة من الخبرات الدولية في تنفيذ مثل تلك المشروعات المشتركة بين الدول في النطاق الإقليمي الواحد.

وانتهت الدراسة بعدد من الاستنتاجات والتوصيات، ومن أهمها:

- أثبتت تقنيات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون Carbon Capture, Utilization, and Storage CCUS جدواها الاقتصادية في عدد من التطبيقات، وانتشرت ببطء إلى حد ما، وتنوعت تلك المشاريع من حيث المستوى مابين التجاري والتجريبي، والبحثي.
- تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون ستكون أحد أهم التقنيات الواعدة التي سيتم تبنيها في العديد من القطاعات الاقتصادية مستقبلاً، خاصة في قطاع النفط والغاز، للمساهمة في جهود والتزامات الدول نحو خفض نسب انبعاثاتها، وتعظيم الإنتاجية والربحية للصناعة.

- زيادة التعاون والتنسيق بين الحكومات، والقطاع الاستثماري الخاص لتوفير التمويل اللازم لمشروعات احتجاز واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون، والمساهمة في اتخاذ القرارات النهائية للاستثمار.
- تحديد الفرص المتوافقة مع سياسات الدول العربية ومصالحها، لتشجيع الاستثمار الآمن والمشارك، وبما يتناسب مع خطط وإستراتيجيات الدول في تنويع اقتصاداتها، وتحقيق التزاماتها الدولية نحو خفض نسب انبعاثات غازات الدفيئة.
- زيادة الاستثمارات المالية في مجال إنشاء البنية التحتية، وإقرار السياسات الحكومية اللازمة والمحفزة لتحقيق ذلك.

الفصل الأول



البحث الثاني

تقنيات احتجاز ونقل، وتخزين
غاز ثاني أكسيد الكربون

الفصل الأول

تقنيات احتجاز ونقل، وتخزين

غاز ثاني أكسيد الكربون

1. تمهيد

يهيمن قطاعي إنتاج الطاقة، والصناعة على النسبة الأعلى من إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، وغازات الدفيئة بنسبة حوالي 78.4 %. وتقدر نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون العالمية الناتجة من قطاع الطاقة بحوالي 73.2%. في حين تقدر نسب الانبعاثات الناتجة من العمليات الصناعية كثيفة الاستخدام للطاقة حوالي 5.2 % منها. حيث تُنتج صناعة الأسمنت حوالي 3% من غاز ثاني أكسيد الكربون كمنتج ثانوي من عملية التحويل الكيميائي المستخدمة في إنتاج "الكلنكر"، وهو أحد مكونات الأسمنت الرئيسية، وذلك نتيجة تحول الحجر الجيري (CaCO_3) إلى كلس (CaO)، لينتج غاز ثاني أكسيد الكربون كمنتج ثانوي (27). أما في مجال صناعة الكيماويات والبتروكيماويات، فإن غاز ثاني أكسيد الكربون يُنتج بنسب تقدر بحوالي 2.2 %، كمنتج ثانوي من إنتاج بعض البتروكيماويات. أو ينتج ضمن مزيج غازات مداخن الأفران، نتيجة استخدام الوقود الأحفوري في إنتاج الطاقة اللازمة لتشغيل المعدات والأجهزة في العمليات الصناعية لإنتاج الكيماويات (27).

1.1. إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في دول العالم

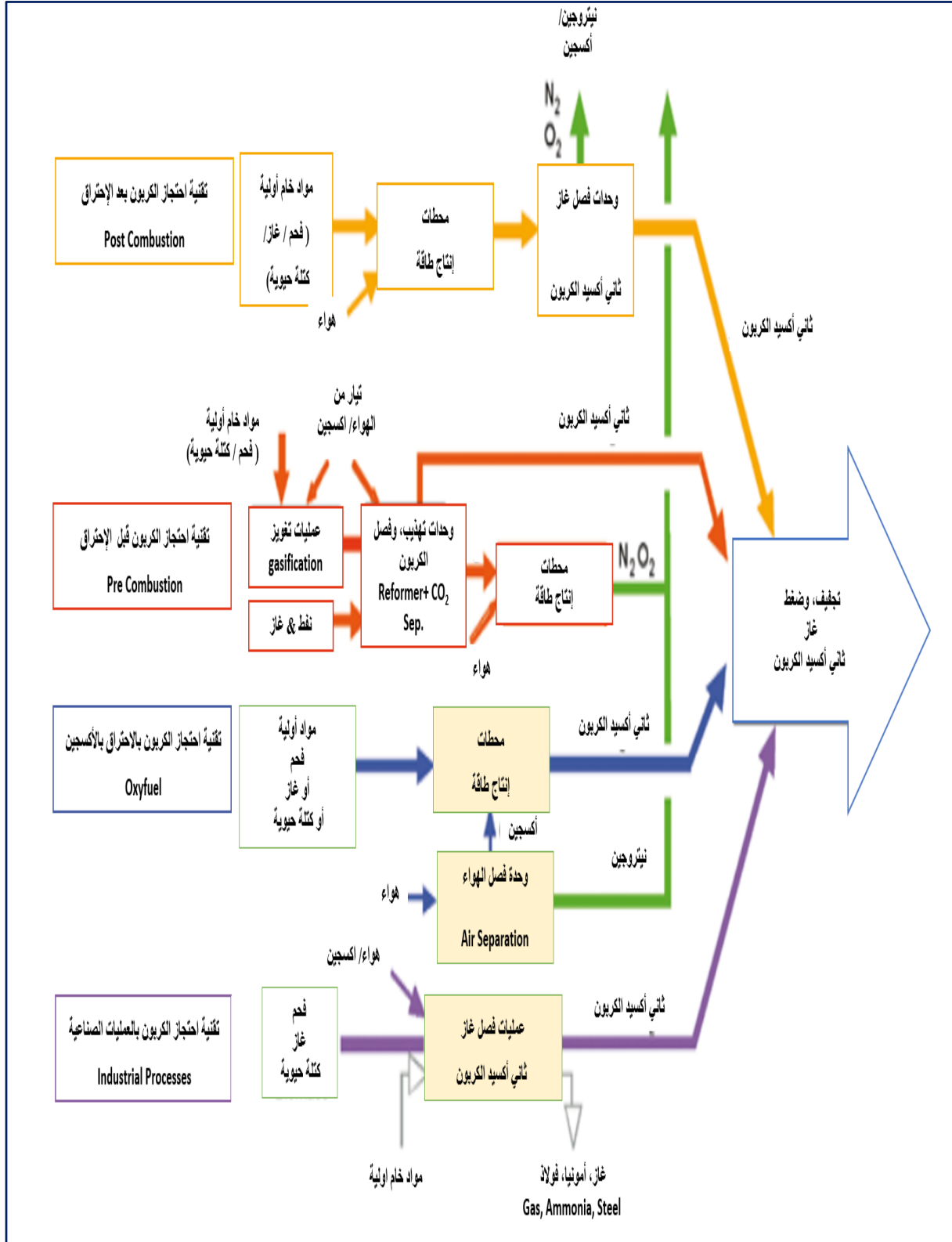
قُدِّر إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون العالمية وفقاً لأحدث البيانات الصادرة عن مشروع الكربون العالمي "Global Carbon Project" في عام 2019، بنحو 35.75 مليار طن ثاني أكسيد كربون مكافئ. تنتج دول العالم كميات مختلفة إلى حد كبير من غاز ثاني أكسيد الكربون، ويرتبط ذلك بالنمو المتسارع في كافة القطاعات. بشكل عام فإن الدول المتقدمة والدول ذات الاقتصادات الناشئة الكبرى هي الدول الأكثر إصداراً

لانبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون. وجاء ترتيب الدول الخمس الأعلى إنتاجاً لانبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون كما يلي: الصين، ثم الولايات المتحدة الأمريكية، فالهند، وروسيا، ثم اليابان.

1.1. تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون

هناك أربع تقنيات رئيسية لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، تصنف حسب المرحلة التي يتم فيها احتجازه. فإذا تم احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج غاز العادم " المداخن " الناتج عن احتراق الوقود الاحفوري المستخدم في إنتاج الطاقة، أو المستخدم كمادة أولية للإنتاج ، أطلق عليها تقنيات احتجاز الكربون بعد الاحتراق " Post Combustion "، أما إذا كانت عملية احتجاز الكربون تتم في مراحل سابقة، ولا يلزم حرقه، كعمليات فصله أثناء معالجة الغاز الطبيعي أو إنتاج الغاز الاصطناعي، أطلق عليها تقنية احتجاز الكربون قبل الاحتراق "Pre-Combustion"، أما تقنية الاحتراق بالأكسجين "Oxyfuel Combustion" فهي تقنية تعتمد على الحرق باستخدام غاز الأكسجين بدلاً من الهواء الجوي، وأخيراً تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بالعمليات الصناعية " Industrial processes "، و فيها يتم فصل غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج من الغازات الأخرى بعدد من العمليات الصناعية ، وكما هو مبين في الشكل (1)(70).

الشكل (1): مخطط يوضح أنظمة احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الأربعة



المصدر: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

1.1.1. تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بعد الاحتراق

تستخدم هذه التقنية لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج غازات مداخن المنشآت الصناعية "المصادر الثابتة" الناتج عن عمليات احتراق الوقود الأحفوري المستخدم، سواء كان الفحم، أو السوائل النفطية الخفيفة، أو الغاز الطبيعي. وهي تقنيات مجربة ومطبقة على المستوى التجاري، ومجدية اقتصادياً.

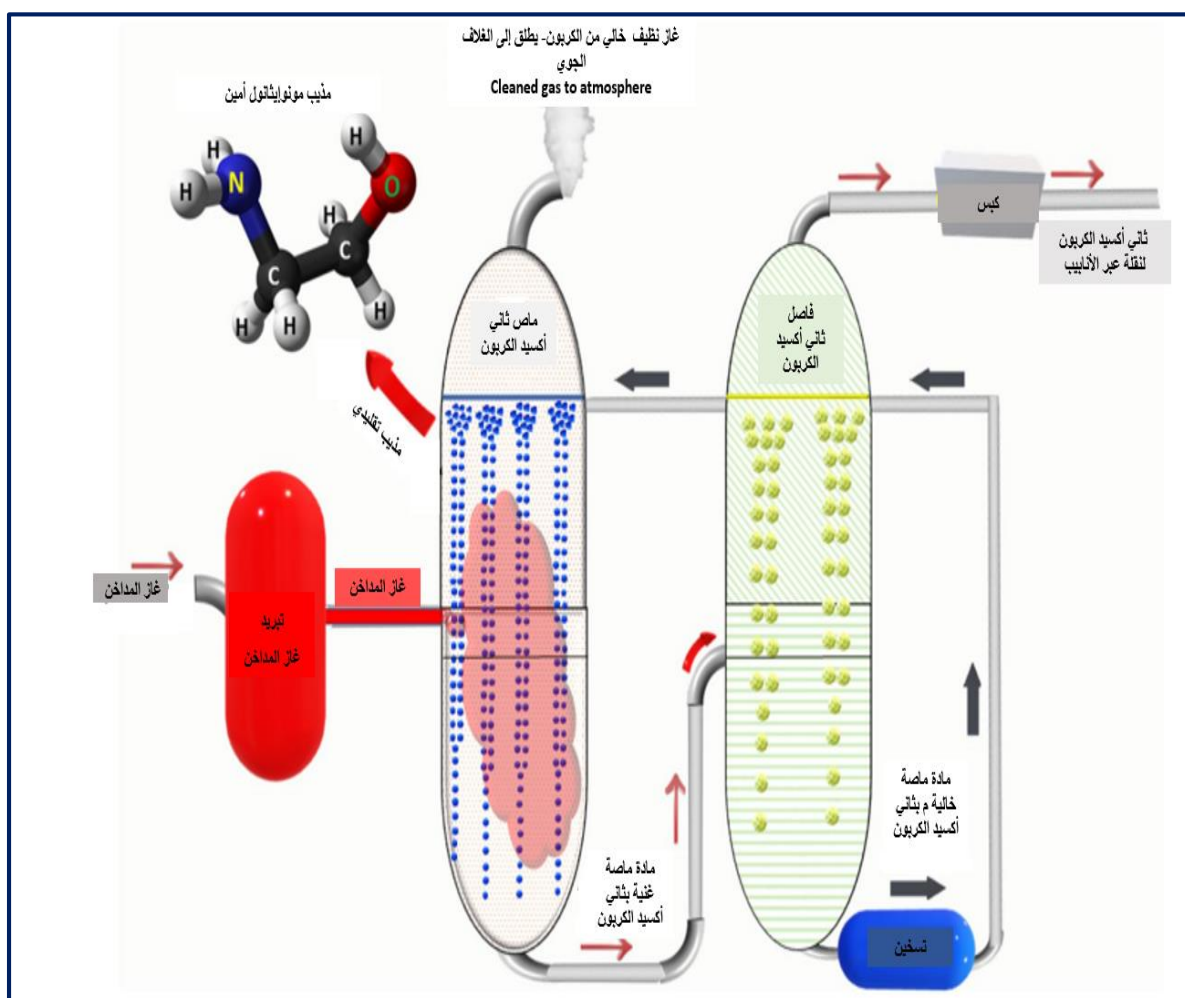
يختلف تركيز غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج في مزيج غاز عادم الإحتراق حسب النشاط الصناعي ونوع الوقود المستخدم. فتتراوح نسبته في مزيج غاز العادم الناتج من محطات إنتاج الطاقة الكهربائية التي تعمل بالفحم ما بين 12-20 %، بينما تتراوح نسبته في حال استخدام الغاز الطبيعي كوقود ما بين 3-4 %. أما في صناعة الأسمت فتتراوح نسبته في مزيج غاز العادم ما بين 14-33 %، وتصل إلى حوالي 20-44 % في صناعة الحديد والصلب (80).

تستخدم هذه التقنية بشكل كبير لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من محطات إنتاج الطاقة الكهربائية، وتساهم في خفض انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون منها بنسب تتراوح ما بين 80-90 %، لكن بشرط أن تعمل أنظمة احتجاز الكربون بنسب مرتفعة تتراوح ما بين 85-95 %. إن تطبيق هذه الطريقة في محطات إنتاج الطاقة الكهربائية يرفع من تكلفة إنتاج الكهرباء، مقارنة بمحطات إنتاج الكهرباء التي لا تحتوي على مثل هذه الأنظمة لاحتجاز الكربون. حيث تزداد تكلفة إنتاج الميغا واط / ساعة من الكهرباء بمقدار 12-36 دولار أمريكيا، وهو ما يعادل حوالي 0.012-0.036 دولار لكل كيلوواط / ساعة (70).

قبل مرحلة احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بهذه التقنية لابد من إجراء عدد من الخطوات، أولها تمرير مزيج غاز العادم عبر مفاعلات خاصة لنزع غاز النتروجين، وإزالة

الكبريت، والغبار. ثم تبدأ عملية التبريد لمنع تدهور خواص مذيبيات الامتصاص المستخدمة في المراحل اللاحقة. ثم يضخ مزيج غاز المداخن المعالج إلى مفاعل آخر يحتوي على مذيب مناسب لامتصاص غاز ثاني أكسيد الكربون. وبعد أن يتشبع المذيب المستخدم بغاز CO_2 ينشط بالحرارة لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون منه، لإعادة استخدامه مرة أخرى في مفاعل الامتصاص. ثم تتم عملية الضغط أو الكبس لتسهيل عمليات نقل غاز ثاني أكسيد الكربون بالوسائل المختلفة. يبين في **الشكل (2)** مخطط تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بعد الاحتراق.

الشكل (2): تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بعد الإحتراق



المصدر: Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review, Environmental Chemistry Letters (2021) 19:797–849, Published online: 22 November 2020.

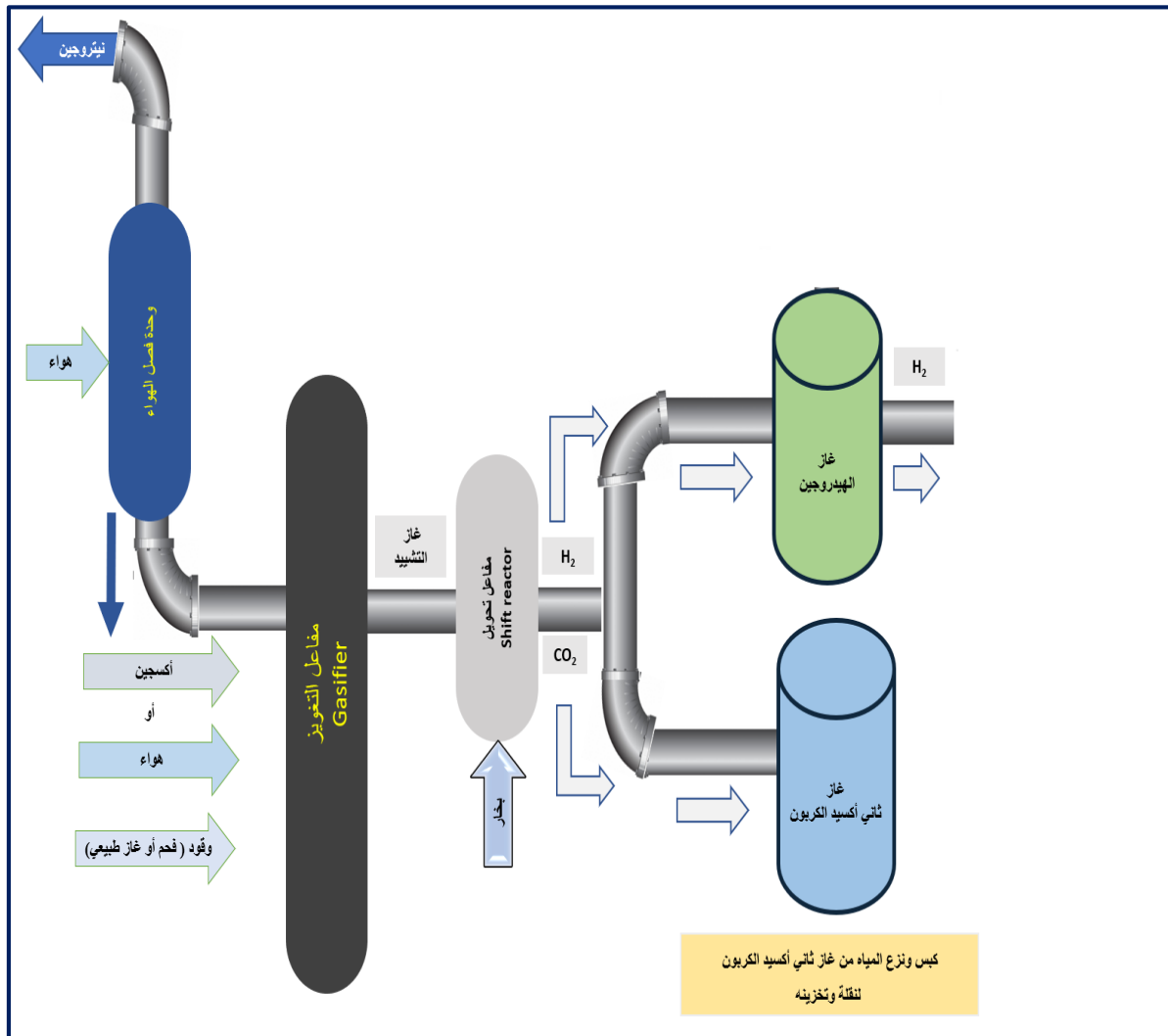
2.1.1. تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون قبل الاحتراق

تعتمد تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون قبل الاحتراق على تحويل الوقود "الصلب أو السائل أو الغازي" إلى الغاز الاصطناعي Syngas. ينتج الغاز الاصطناعي بعدة طرق، منها طريقة التغويز "Gasification" للفحم، أو بتقنية الإصلاح "التهديب" Reforming، أو بالأكسدة الجزئية "Partial Oxidation" للغاز الطبيعي. ثم يبرد الغاز الاصطناعي، ويتم تنقيته من الشوائب*، لينقل بعد ذلك إلى مفاعل التحويل "Shift Reactor"، لرفع تركيز غاز ثاني أكسيد الكربون بتفاعله مع بخار الماء لنسب تتراوح ما بين 25-40%، حتى يسهل فصله في مرحلة لاحقة (71). ثم بعد ذلك يتم ضغط أو تسيل غاز ثاني أكسيد الكربون لسهولة نقله بمختلف الطرق إلى مواقع الاستخدام.

تعد هذه التقنية لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من التقنيات الواعدة نظراً لارتباطها بإنتاج الهيدروجين الأزرق، مقارنةً بتقنية احتجاز الكربون بعد الاحتراق. وعلى الرغم من ذلك فهي بحاجة إلى المزيد من التطوير والتحسين، خاصة فيما يتعلق بخفض درجة حرارة تنشيط المذيب المستخدم لتجنب عمليات تراجع فعاليته، وانخفاض كمياته بالتبخير في درجات الحرارة المرتفعة. لذا فإنه يستخدم عدد من هذه السوائل الأيونية ذات خصائص الأداء المرتفعة في هذه التقنية. يوضح الشكل (3) تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون قبل الاحتراق.

* تشمل كبريتيد الهيدروجين، وحمض الهيدروكلوريك، والزنبق، وكبريتيد الكربونيل.

الشكل (3): تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون قبل الاحتراق



المصدر: Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review, Environmental Chemistry Letters (2021) 19:797–849, Published online: 22 November 2020.

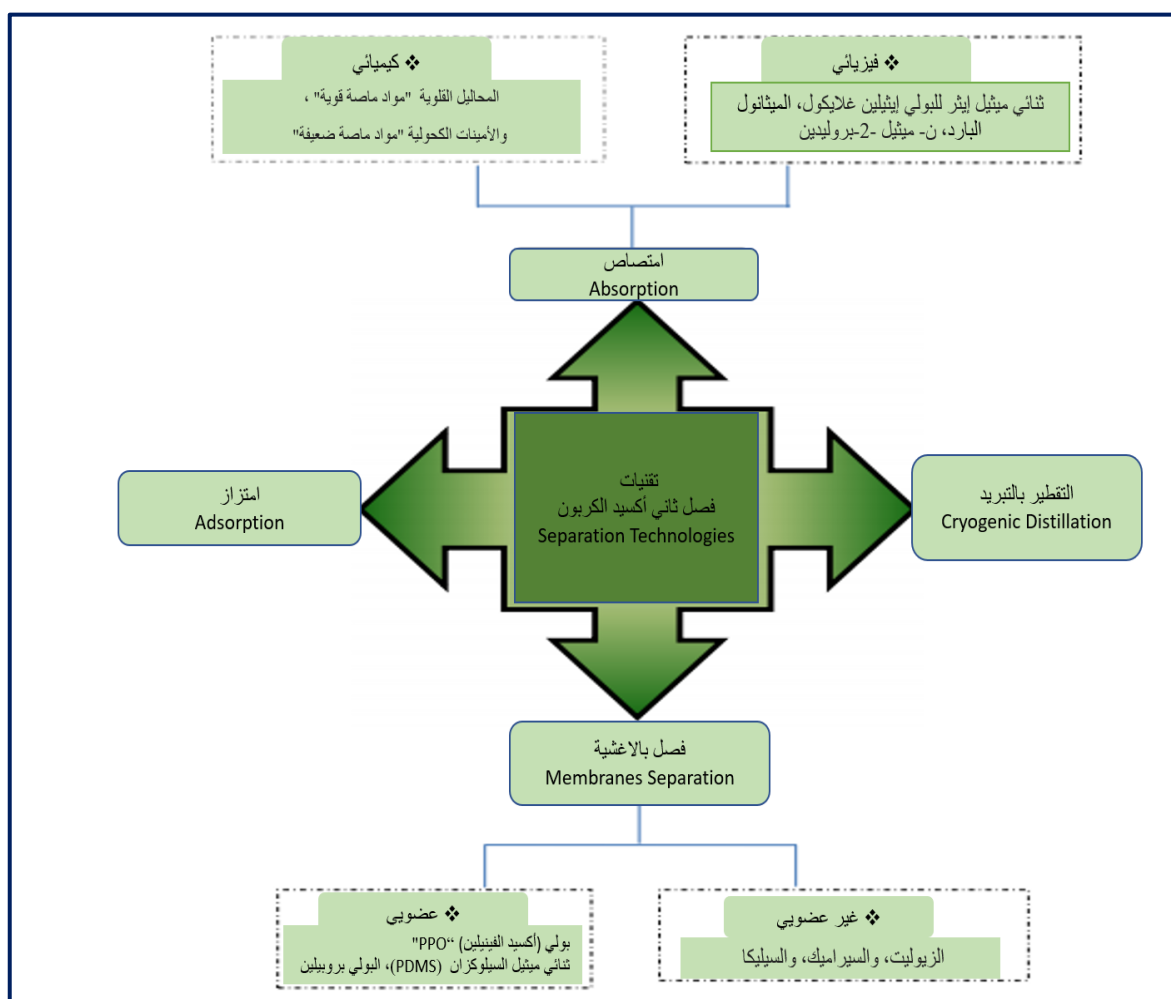
وقد استخدمت هذه التقنية منذ عقود لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون، وخفض نسبته في الغاز الطبيعي بهدف تحسين مواصفاته.

1.2.1.1. تقنيات فصل غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز قبل وبعد الاحتراق

تتعدد تقنيات أو طرق فصل غاز ثاني أكسيد الكربون سواءً بتقنيات الاحتجاز قبل الاحتراق أو بعد الاحتراق، منها ما هو مجرب ومثبت مثل: تقنيات الامتصاص الفيزيائي أو الكيميائي. أو بعدد من التقنيات الأخرى التي لاتزال تحت التحديث والتطوير مثل

الامتزاز، أو التقطير بالتبريد، أو الفصل بالأغشية. وتتميز كل تقنية بعدد من المميزات، ويعترضها بعض القيود. يبين الشكل (4) تقنيات فصل غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز قبل و/ أو بعد الاحتراق.

الشكل (4): تقنيات فصل غاز ثاني أكسيد الكربون، المحتجز قبل و/ أو بعد الاحتراق



المصدر: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Carbon dioxide capture and utilization in petrochemical industry: potentials and challenges.

يعتمد اختيار تقنية الفصل المناسبة، على عدد من المحددات، ومنها على سبيل المثال نسب تركيز غاز ثاني أكسيد الكربون في المزيج، ودرجة الحرارة، وضغط تيارات مزيج الغاز الحاوي له، سواءً كان غاز المداخن أو الغاز الطبيعي.

1.1.2.1.1. الامتصاص Absorption

هناك نوعان من تقنيات الفصل بالامتصاص، وهما الامتصاص الكيميائي، والامتصاص الفيزيائي:

1.1.1.2.1.1. الامتصاص الكيميائي Chemical Absorption

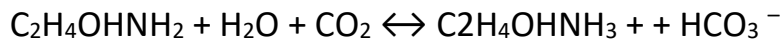
تستخدم تقنية الامتصاص الكيميائي، لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون الموجود بنسب منخفضة، في الغاز الاصطناعي الناتج من عمليات تغويز الفحم بتقنيات الاحتجاز بعد الحرق، أو من الناتج عن عمليات معالجة الغاز الطبيعي بتقنيات الاحتجاز قبل الحرق.

يعتمد الامتصاص الكيميائي بشكل رئيسي على مبدأ "التحييد" Neutralization. حيث تتفاعل المادة الكيميائية الممتصة "المذيب" مع غاز ثاني أكسيد الكربون، مكونة مركب وسطي ضعيف "Intermediate Compound"، يسهل تفكيكه بالتسخين لمكوناته الأصلية. ويشترط في مزيج غاز المداخن في هذه الحالة، أن يكون خالياً تماماً من أكاسيد الكبريت SOx، والنيتروجين NOx، لما يتسبب وجودهما في تكوين أملاح مع المذيبات المستخدمة، وهو ما يشكل صعوبة في عمليات التشغيل. كما يتسبب وجود الجزيئات الدقيقة "Particles" في تكوين الرغوة Foam، مسببة تدهور خواص المذيب المستخدم وفقدانه.

تتميز مذيبات الامتصاص الكيميائي، المستخدمة في هذه الطريقة، بالفاعلية المرتفعة "High Reactivity"، مما يسهل من تفاعلها مع غاز ثاني أكسيد الكربون. كما

تتميز بالثبات الحراري لتقليل تدهورها مع ارتفاع درجة الحرارة، بالإضافة إلى تميزها بالوفرة، وانخفاض كلفتها، ورخص ثمنها (69).

تستخدم بعض المحاليل القلوية مثل هيدروكسيد الصوديوم، وهيدروكسيد البوتاسيوم، كمذيبات ماصة قلوية قوية. وتستخدم أيضاً بعض المحاليل القلوية الضعيفة كالأمونيا المائية ($\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}$)، والأمينات الكحولية مثل أحادي الإيثانول أمين MEA، وثنائي الإيثانول أمين DEA، وثلاثي الإيثانول أمين TEA، وميثيل ثنائي الإيثانول أمين MDEA. وتعد محاليل الأمين، وخاصة أحادي الإيثانول أمين، من المذيبات الأكثر استخداماً على النطاق التجاري، نظراً لقدرتها الانتقائية الفائقة على امتصاص غاز ثاني أكسيد الكربون، وتكوين مركب كيميائي، كما في المعادلة التالية:



يعيب طريقة الفصل بالامتصاص الكيميائي، استخدامها لفصل النسب المنخفضة من غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج عادم المداخن، مما يحتم التعامل مع كميات كبيرة من غاز عادم المداخن، وهو ما يعني استخدام معدات كثيرة ومتنوعة ذات تكاليف رأسمالية كبيرة. بالإضافة إلى استهلاك كميات كبيرة من المذيبات الماصة الكيميائية، واستخدام كميات كبيرة من الطاقة اللازمة لإعادة تنشيط المذيب بالتسخين لفصل وتحرير غاز ثاني أكسيد الكربون من المذيب.

وقد يؤدي استخدام بعض من المذيبات الأمينية، إلى حدوث مشكلات تآكل "Corrosivity" لمعادن الأجهزة والمعدات المستخدمة، بالإضافة إلى إمكانية تدهور المذيب، وفقدانه بالتبخّر، مما يسهم في ارتفاع تكاليف التشغيل، وهو ما أدى إلى إغلاق بعض المشروعات القائمة على هذه التقنيات (71).

طورت شركة "شل" طريقة جديدة أطلق عليها اسم (Shell Cansolv™)، تعتمد على استخدام خليط من المذيبات الأمينية لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون، ومن مزايا الطريقة المطورة، أن الطاقة اللازمة لإعادة تنشيط المذيب المستخدم تتراوح ما بين 2.5 - 2.9 غيغا جول لكل طن ثاني أكسيد كربون، وهي طاقة أقل بكثير من الطاقة المستخدمة مع المذيبات التقليدية الأخرى، والأكثر استخداماً مثل "أحادي إيثانول أمين"، والذي يستهلك حوالي 3.5 غيغا جول لكل طن ثاني أكسيد كربون. وتناسب الطريقة الجديدة عدد من الصناعات المختلفة مثل التكرير، وتوليد الكهرباء، والتعدين، وصناعة البتروكيماويات.

2.1.1.2.1.1 الامتصاص الفيزيائي Physical Absorption

تصلح هذه التقنية لفصل التركيزات المرتفعة من غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز بعمليات الاحتجاز قبل الاحتراق، وتستخدم على نطاق تجاري لامتصاص غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من إنتاج الغاز الاصطناعي "syngas" بطرق تغويز الفحم، أو لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من معالجة الغاز الطبيعي في حالة ارتفاع نسبته عن 4 %.

تعتمد تقنية الفصل الفيزيائي على قانون هنري Henry's Law الذي ينص على أن كمية الغاز الذائب في السائل تزداد بزيادة الضغط، وانخفاض درجة الحرارة"، حيث تنتشر جزيئات غاز ثاني أكسيد الكربون بين جزيئات المذيب المستخدم. وتستخدم مجموعة متنوعة من المذيبات لهذا الغرض والتي تتميز بالانتقائية المرتفعة، مثل: "كربونات الغلايكول"، وكربونات البروبيلين، و "ن-ميثيل -2- بيروليدون" N-methyl-2-Pyrrolidone. ومن الطرق المتاحة على النطاق التجاري، كل من: طريقة "سيليكسول" Selexol Process، وفيها يستخدم مذيب "ثنائي ميثيل إيثر بولي

إيثيلين غلايكول "DMPEG، في حين يستخدم الميثانول البارد كمذيب في طريقة "ريكتيسول" Rectisol" (69).

يعيب تقنية الفصل بالامتصاص الفيزيائي استخدام وحدات فصل ذات أحجام كبيرة لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون، وهو ما يصعب من إمكانية تركيبها في المنشآت ذات المساحات الضيقة، كالمصنعات البحرية لمعالجة الغاز الطبيعي في الحقول البحرية (54،69). لذا فإنه يتم تطويرها بشكل مستمر لتطبيقها في المنشآت القائمة قدر الإمكان، وبهدف خفض تكلفة رأس المال، وكثافة الطاقة المستخدمة.

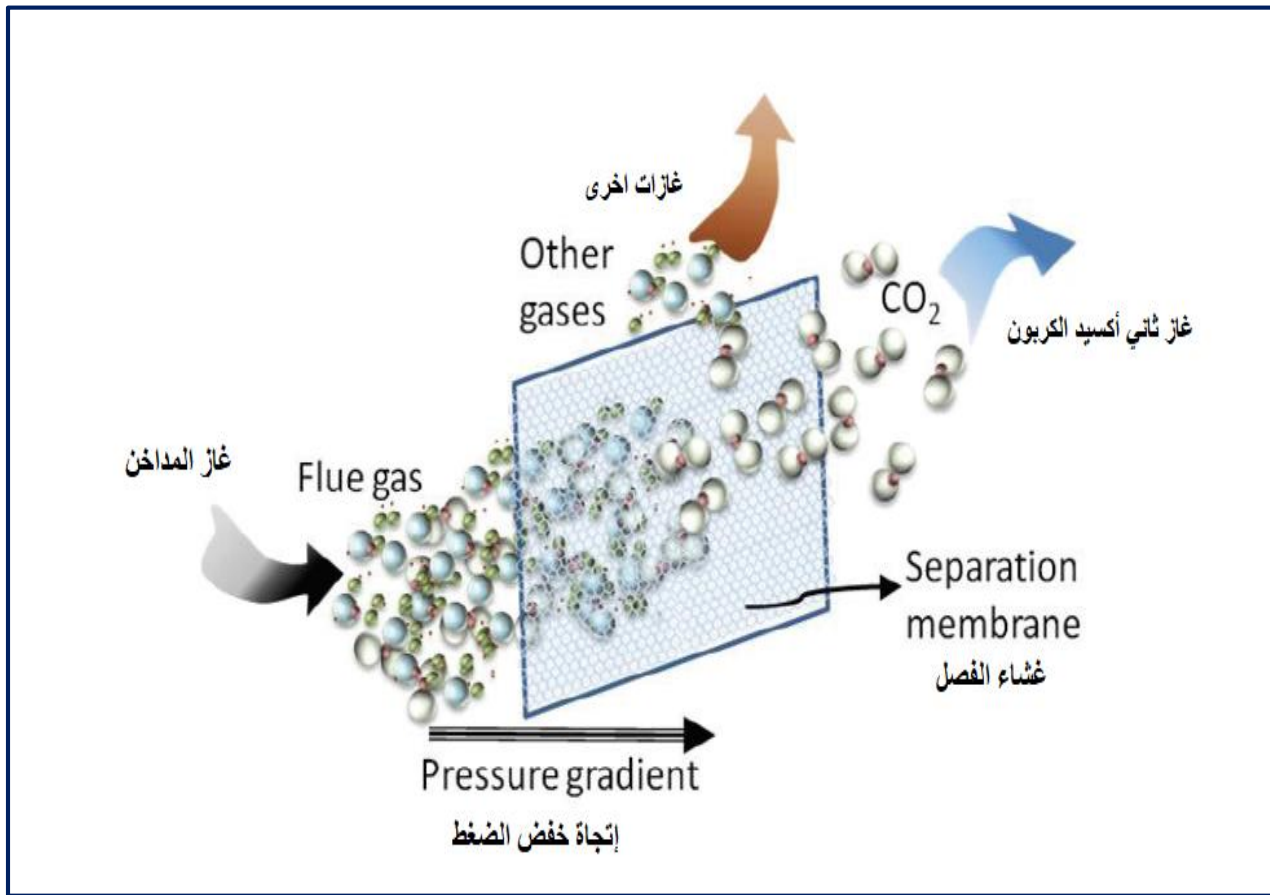
هناك عدد آخر من تقنيات فصل غاز ثاني أكسيد الكربون، والتي مازالت في طور البحث أو التجريب، والتي لم يثبت جدواها الاقتصادية لتعمم على النطاق التجاري، وتحتاج إلى مزيد من البحث والتطوير، ومنها تقنيات الفصل بالأغشية، والفصل بالتقطير بالتبريد (72).

2.1.2.1.1 الفصل بالأغشية Gas Separation Membranes

استخدمت تقنية الفصل بالأغشية على نطاق واسع لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون عن الهيدروجين H_2 / CO_2 في تقنيات الاحتجاز قبل الاحتراق، واستخدمت كذلك لفصله عن النيتروجين CO_2 / N_2 في تقنيات الاحتجاز بعد الاحتراق، بينما استخدمت في تقنيات الاحتراق بالأكسجين لفصل الأكسجين عن النيتروجين O_2 / N_2 (83). والأغشية عبارة عن مواد مسامية / شبه منفذة صغيرة الحجم، ذات فتحات جانبية تعمل كمرشحات، يمكن استخدامها لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون بشكل انتقائي عن مكونات مزيج غاز المداخن الأخرى، خاصة في حالة انخفاض نسبته (69،71). حيث تعتمد عملية فصل الغاز بالأغشية، على جذب السائل لجزيئات غاز ثاني أكسيد الكربون من جانب الغشاء، الذي يكون فيه الضغط أعلى، إلى الجانب الأقل في الضغط.

ويعمل الغشاء في هذه الحالة كحاجز فاصل لمنع الاختلاط، والسماح فقط لجزئيات غاز ثاني أكسيد الكربون بالمرور دون باقي المكونات الأخرى من مزيج غاز المداخن. يبين الشكل (5) تقنية فصل غاز ثاني أكسيد الكربون بالأغشية (79).

الشكل (5): تقنية فصل غاز ثاني أكسيد الكربون بالأغشية



المصدر: Methods, Published by the American Society of Civil Physical, Chemical, and Biological Carbon Capture and Storage Engineers, 2015

تتميز تقنيات الفصل بالأغشية بانخفاض التكلفة الرأسمالية نسبياً، لتمييزها بانخفاض تكاليف استبدال الغشاء لوحدة الفصل الرئيسية، مقارنة بطرق الفصل التقليدية والتي يتم فيها استهلاك كميات كبيرة من المذيب المستخدم كمادة ماصة. كما تتميز باستهلاك كميات أقل من الطاقة، وانخفاض البصمة الكربونية، وسهولة إجراء التعديلات، والتوسعات اللازمة في المحطات المشيدة لإنتاج الطاقة.

تستخدم أنواع متعددة من الأغشية في وحدات الفصل ولكل منها ما يميزها، وما يعيبها. حيث تستخدم الأغشية المعدنية والأغشية الكربونية لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون عن الهيدروجين في تقنيات قبل الاحتراق، والتي تتميز بالانتقائية العالية، ولكن يعيبها ارتفاع التكلفة. بينما تتميز أغشية "الألومينا" بانخفاض التكلفة، وارتفاع الثبات الكيميائي والفيزيائي، ويعيبها الانتقائية المنخفضة. وتتميز أغشية "السيليكا" بارتفاع الثبات الحراري، وانخفاض التكلفة، ولكن يعيبها انخفاض الثبات الحراري المائي "Hydrothermal Stability" (83). بينما تستخدم الأغشية البوليمرية في تقنيات احتجاز ثاني أكسيد الكربون بعد الاحتراق لفصله عن النيتروجين، وتتميز بالانتقائية المرتفعة، وانخفاض التكلفة. ويعيبها انخفاض الثبات الكيميائي والفيزيائي، بالإضافة إلى سمكها الكبير نسبياً (83).

كما تستخدم أغشية الزيوليت Zeolite Membrane، وأغشية الأطر المعدنية العضوية (MOFs) Metal-organic frameworks في تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون في مراحل قبل، وبعد الاحتراق، (78، 83). أما للفصل بين كل من غازي الأكسجين والنيتروجين بتقنيات الاحتراق بالأكسجين، فتستخدم أغشية الفلوريت Fluorite، وأغشية البيروفسكايت Perovskite (83). وعلى الرغم من مميزات تقنيات الفصل بالأغشية، إلا أنها تواجه عدد من التحديات، أبرزها: إمكانية حدوث تكثيف للمياه على الغشاء، مما يؤثر سلباً على الخواص الانتقائية والنفاذية لها. كما أن بعض أنظمة الأغشية المستخدمة تعاني من صعوبة ضبط درجات الحرارة، بالإضافة إلى إمكانية حدوث تغيير جذري في خصائص الغشاء الفاصل بسبب التذبذب في نسب الرطوبة، كما يمكن أن تمر بعض الانبعاثات الخاصة بأكاسيد النيتروجين، وأكسيد الكبريت عبر الغشاء بعد عمليات التشغيل (71).

3.1.2.1.1 الامتزاز Adsorption

تستخدم هذه التقنية بكفاءة لفصل النسب المنخفضة من غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج غاز المداخن، وهي من الطرق الواعدة. ويتطلب تطبيقها في المنشآت القائمة قدر بسيط من التعديلات، إلا أنها مازالت على مستوى النطاق التجريبي، وتحت التطوير المستمر. تتميز المواد الممتازة الجديدة المستخدمة في هذه الطريقة بالثبات الحراري، والانتقائية العالية، والقدرة المرتفعة على امتزاز غاز ثاني أكسيد الكربون، بالإضافة إلى القوة الميكانيكية الكافية لتحمل عمليات التدوير المتكرر⁽⁸⁵⁾. تتم عمليات الفصل بالامتزاز بالطرق الكيميائية، أو الفيزيائية⁽⁶⁹⁾، من خلال تمرير غاز ثاني أكسيد الكربون على المادة الصلبة الممتازة "Solid bed" حتى تتشبع. ثم يتم تنشيط المادة الممتازة بتخفيض الضغط، ورفع درجة الحرارة "بالتسخين"، والغسيل بالسوائل لإعادة نزع وتحرير غاز ثاني أكسيد الكربون منها⁽⁵⁴⁾.

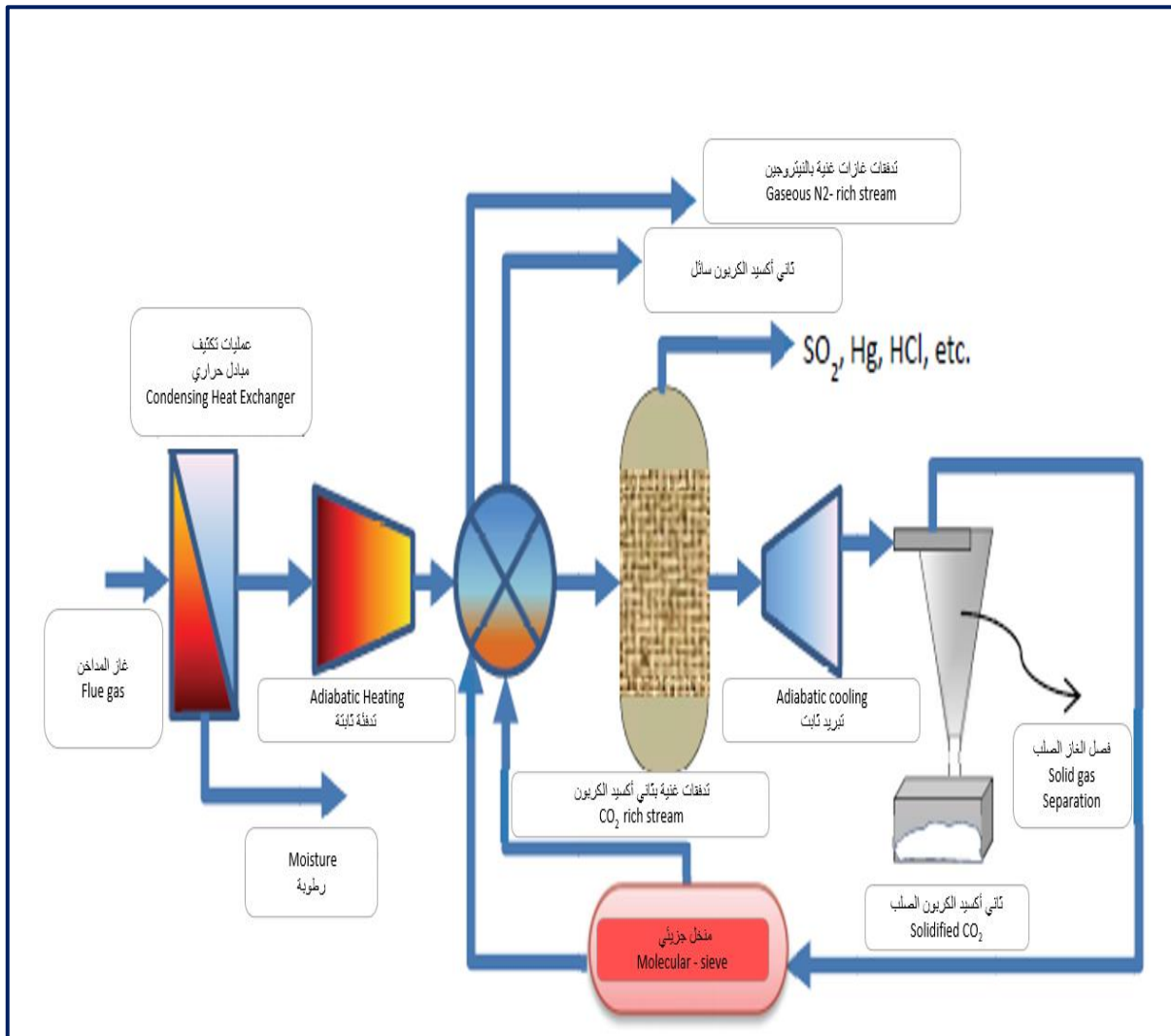
ويستخدم لهذا الغرض عدد كبير ومتنوع من المواد الممتازة، مثل ألياف الكربون المتجانسة "Carbon Fiber Monolithic Adsorbents"، ومركبات راتنج الالياف الفينولية للكربون النشط "Activated Carbon Fiber-Phenolic Resin Composites"، ومميزات الميلامين- فورمالدهايد عالية المسامية، ومميزات الأمين، والأنثراسيت المنشط بالبخار، والكربون المنشط، وزركون الليثيوم "Lithium Zirconate"، وسيليكات الليثيوم، والألومينا، والأكاسيد المعدنية، والزيوليت⁽⁶⁹⁾.

4.1.2.1.1 التقطير بالتبريد Cryogenic Distillation

تستخدم هذه التقنية لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون الذي تصل نسبته لنحو 90 % من خليط غاز عادم المداخن⁽⁶⁹⁾. وتعتمد هذه العملية على تكثيف غاز ثاني أكسيد الكربون، وتحويله إلى سائل عند درجات منخفضة جداً (أقل من -73.3 °م)، ليسهل

فصله عن باقي مكونات المزيج التي تكون في الحالة الغازية (69). وتتميز هذه الطريقة بإمكانية فصل نسب مرتفعة من غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج غاز المداخن. بينما يعيبها استهلاك كميات كبيرة من الطاقة اللازمة لعمليات التبريد، وضرورة استخدام ضغوط مرتفعة لإتمام عمليات التسييل. يبين الشكل (6) تقنية فصل غاز ثاني أكسيد الكربون بالتقطير بالتبريد.

الشكل (6): تقنية فصل غاز ثاني أكسيد الكربون بالتقطير بالتبريد



3.1.1. تقنية احتجاز ثاني أكسيد الكربون بالاحتراق بالأكسجين Oxy-combustion

يختلف عمل هذه التقنية عن تقنية احتجاز ثاني أكسيد الكربون بعد الاحتراق، في استخدام الأكسجين في عمليات الحرق بدلاً من الهواء الجوي، ويكون غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج عن هذه التقنية ذو درجة نقاوة عالية، وبتراكيزات مرتفعة. حيث يسهم استخدام الأكسجين عالي النقاوة في التخلص من غاز النيتروجين من مزيج غاز المداخن، ويتيح فصل 100% من غاز ثاني أكسيد الكربون. وهو ما يعني استخدام معدات أقل حجماً، وأصغر عدداً، مما يسهم بشكل كبير في خفض التكلفة الرأسمالية للمشروع. إلا أنه على النقيض فإن إضافة وحدات لفصل الأكسجين من الهواء الجوي اللازم لعمليات الاحتراق ذات التكلفة الرأسمالية المرتفعة"، يؤدي إلى زيادة تكاليف التشغيل لهذه التقنية (54). هذا وما زالت التقنية على النطاق التجريبي، وتحت التطوير المستمر (70).

4.1.1. تقنية احتجاز ثاني أكسيد الكربون بالعمليات الصناعية

استخدمت تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بالعمليات الصناعية منذ أكثر من 80 عام، وكان يتم إطلاق معظمه في الهواء الجوي، نظراً لعدم وجود أية حوافز تشجيعية، أو شروط لتخزينه. وتستخدم هذه التقنية في مشروعات استخلاص غاز ثاني أكسيد الكربون من الغاز الطبيعي، وإنتاج الغاز الاصطناعي لإنتاج الأمونيا، والكحوليات، والوقود الاصطناعي (70).

2.1. نقل غاز ثاني أكسيد الكربون

بمجرد الانتهاء من عمليات احتجاز وفصل غاز ثاني أكسيد الكربون، يتم نقله مباشرة للتخزين في الموقع المناسب، أو للاستخدام في الأغراض الصناعية. وفي واقع الأمر فإنه يتم نقل غاز ثاني أكسيد الكربون في مناطق كثيرة من العالم، ومن غير المتوقع أن

تكون عمليات النقل عائقاً أمام انتشار مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه تخزينه حول العالم.

يحدد كل مشروع لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون طريقة النقل الأنسب له، طبقاً للغرض النهائي من احتجازه. فهناك عدة طرق آمنة لنقله سواءً كغاز عبر خطوط الأنابيب تحت الأرض أو فوقها، وقد تم بالفعل تشغيل عدد كبير من شبكات خطوط الأنابيب التجارية لأكثر من 30 عام، كما يمكن أيضاً نقل كميات صغيرة منه بواسطة الشاحنات أو السكك الحديدية، بينما تقوم بعض المشروعات بتسييله ونقله بواسطة الناقلات البحرية^(72،74).

1.2.1. النقل بواسطة خطوط الأنابيب

تعد خطوط الأنابيب ذات الضغط العالي هي الطريقة المفضلة لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون بين مواقع الاحتجاز والتخزين، نظراً لكونها الوسيلة الأقل كلفة، والأكثر اماناً لمعظم المشاريع العاملة في هذا المجال. فضلاً عن أن التقنيات المستخدمة في نقل غاز ثاني أكسيد الكربون عبر خطوط الأنابيب هي نفسها المستخدمة على نطاق واسع لنقل الغاز الطبيعي، والنفط، والسوائل الأخرى حول العالم. يبلغ طول شبكة الأنابيب لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون حول العالم حوالي 6500 كم، تقع معظمها في الولايات المتحدة الأمريكية، التي يوجد بها حوالي 50 خط، تنقل حوالي 68 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون سنوياً، يستخدم معظمها في عمليات الاستخلاص المعزز للنفط.

يتم ضغط غاز ثاني أكسيد الكربون ليتحول من الطور الغازي "Gas Phase" إلى الطور الكثيف "Dense Phase"، حتى يسهل نقله عبر شبكات الأنابيب، وفيها تكون صفاته من حيث الكثافة كالسائل، ولكن لزوجته كالغاز، وهي الحالة الأكثر كفاءة للنقل

عبر خطوط الأنابيب. وتهدف عملية الضغط هذه إلى خفض حجم غاز ثاني أكسيد الكربون بشكل كبير، مما يسمح باستخدام أنابيب ذات أقطار أصغر (74).

عندما يخضع بناء خطوط أنابيب نقل غاز ثاني أكسيد الكربون في بعض الدول مثل ألمانيا، لقوانين شديدة التقييد يتم اللجوء إلى طريقة النقل بواسطة الناقلات البحرية، ويعد هو الخيار الأكثر مرونة في مثل تلك الحالات (74).

2.2.1. النقل بواسطة الناقلات البحرية

ينقل غاز ثاني أكسيد الكربون بعد تسييله بواسطة الناقلات البحرية منذ أكثر من 20 عام، ويتم بالفعل شحنه على نطاق ضيق في أوروبا، حيث تنقل السفن حوالي 1000 طن من غاز ثاني أكسيد الكربون عالي الجودة من مصادر إنتاجه إلى نقاط التوزيع الساحلية لاستخدامه في بعض الصناعات الغذائية.

تبلغ السعة القصوى الحالية للناقلات البحرية المخصصة لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون المسال حوالي 3600 م³، وهو ما يعادل حوالي 1770 طن. ومع التطورات المتلاحقة لمفهوم احتجاز ونقل واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون فإن قدرة النقل البحري تحتاج إلى زيادة كبيرة، كما تتطلب مزيد من الابتكار في تصميم الخزانات وأنظمة المناولة (76).

3.1. تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون

يقصد بتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون توفير أماكن طبيعية كمستودعات ذات سعات كبيرة لتخزينه بصورة آمنة ومستدامة يمكن أن تصل لآلاف السنين.

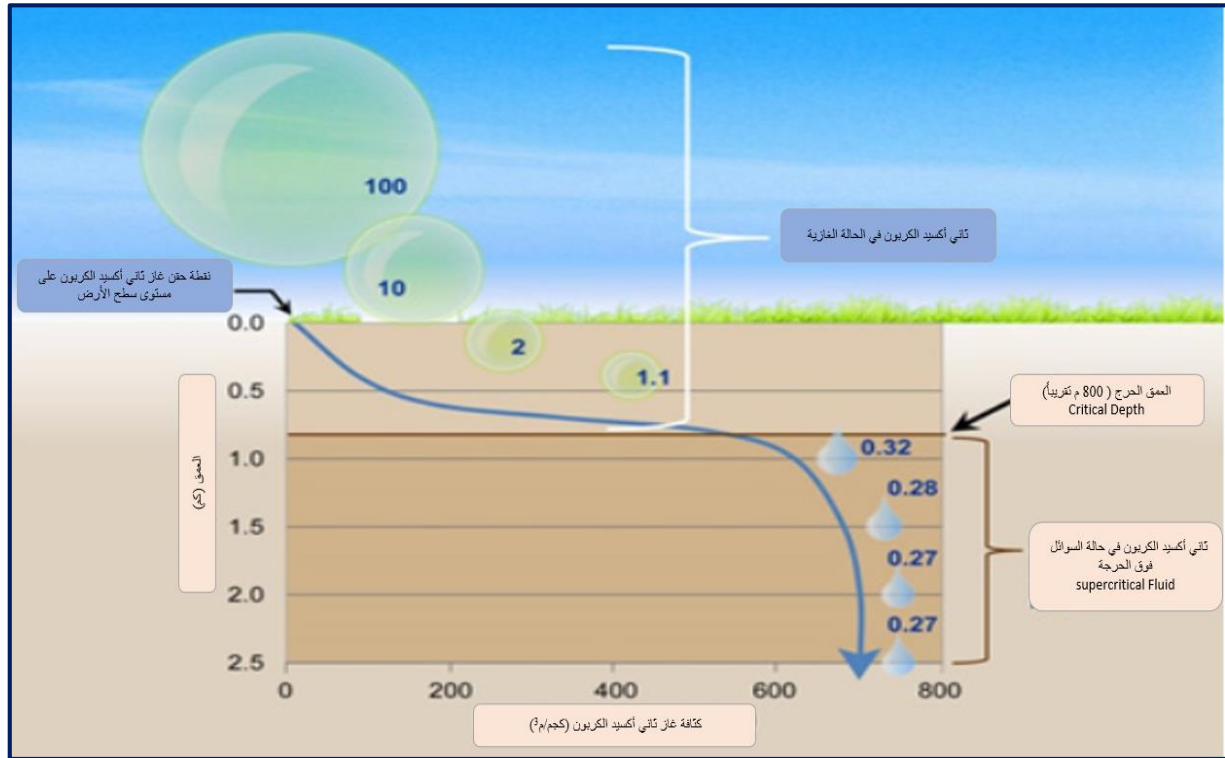
1.3.1. التخزين الجيولوجي "المكمني" Geological Storage

يتطلب بشكل أساسي التخزين الجيولوجي لغاز ثاني أكسيد الكربون وجود سلاسل سمكية من الصخور الرسوبية، ويشار إليها باسم الأحواض، أو الخزانات "Basins".

ويجب أن تتوفر صفات خاصة بتلك الاحواض من حيث العمق، لتمتد لأكثر من 1000م تحت سطح الارض، حتى تكون مؤهلة من حيث السعات التخزينية المناسبة. ويشترط كذلك أن يشتمل التسلسل الرسوبي للخزان على طبقات تحتوي على مكنم مناسب (48). كما يجب أن تتوفر بعض الشروط الضرورية والهامة الأخرى لضمان عمليات التخزين الأمن والمستدام، ومنها: ألا تكون درجات الحرارة تحت مستوى الأرض أعلى من 35°م/كم، وعدم وجود تصدعات أو تشققات في الأحواض أو في المناطق المحيطة بها، لتجنب مخاطر التسرب المحتمل لغاز ثاني أكسيد الكربون، مع ضرورة مراعاة الضغوط، حيث أن الضغط الزائد الناتج عن التخزين قد يسبب مشاكل تسرب أو تشقق للطبقات المحيطة بالخزان (48).

تعتمد آلية التخزين الجيولوجي على حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في التكوينات الجيولوجية المسامية، التي تقع على بعد كيلومترات تحت سطح الأرض، تحت ضغط عالي ودرجات حرارة مرتفعة، بحيث يكون فيها غاز ثاني أكسيد الكربون في الحالة السائلة أو فوق الحرجة، وهي الحالة التي يكون فيها الغاز ذو خصائص متوسطة بين الحالتين الغازية والسائلة. ويقل حجم غاز ثاني أكسيد الكربون بزيادة حقنة على أعماق تحت سطح الأرض، ويحول من الحالة الغازية إلى ما قبل السائلة، كما هو مبين في الشكل (7).

الشكل (7): رسم توضيحي لتأثير زيادة الضغط على تغير الحالة لغاز ثاني أكسيد الكربون

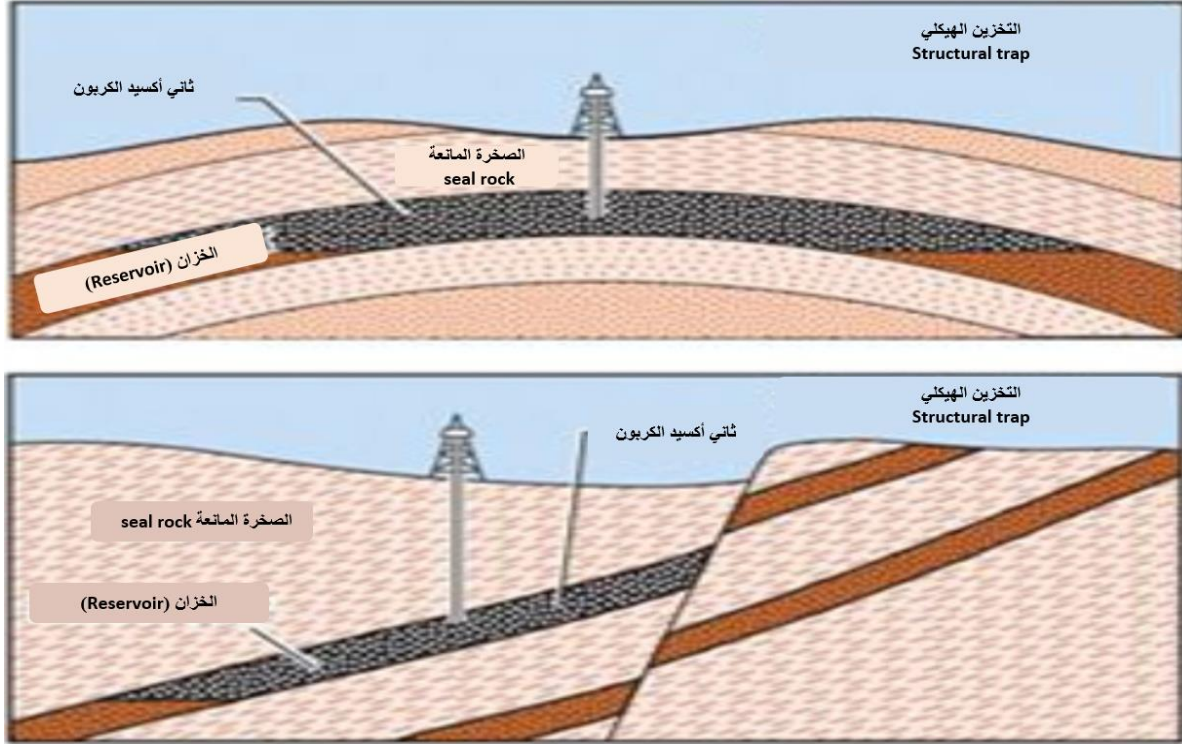


* توضيح الأرقام الزرقاء، حجم ثاني أكسيد الكربون عند كل عمق مقارنة بحجم 100 على السطح.
المصدر: <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>

تعد الأحواض الموجودة في المناطق ذات المستويات المنخفضة من النشاط الزلزالي مواتية لعمليات التخزين، بينما تتطلب الأحواض الموجودة في المناطق الزلزالية عالية النشاط مزيد من الدراسات. بمجرد حقن غاز ثاني أكسيد الكربون يتحرك إلى أعلى حتى يصل إلى طبقة من الصخور غير النفاذة، يطلق عليها اسم "صخرة الغطاء" Cap Rock، تغطي موقع التخزين، وتعمل على احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون في التكوين الجيولوجي، ولا يمكن للغاز أن يخترقها. تعرف هذه الآلية للتخزين باسم **التخزين الهيكلي** Structural Storage، وهي نفس الآلية التي سمحت بتخزين وبقاء الوقود الأحفوري من النفط أو الغاز الطبيعي تحت الأرض لملايين السنين بشكل آمن، مما يعطي

الثقة بإمكانية تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون بأمان، ولفترات زمنية طويلة. يبين الشكل (8) آلية التخزين الهيكلي لغاز ثاني أكسيد الكربون.

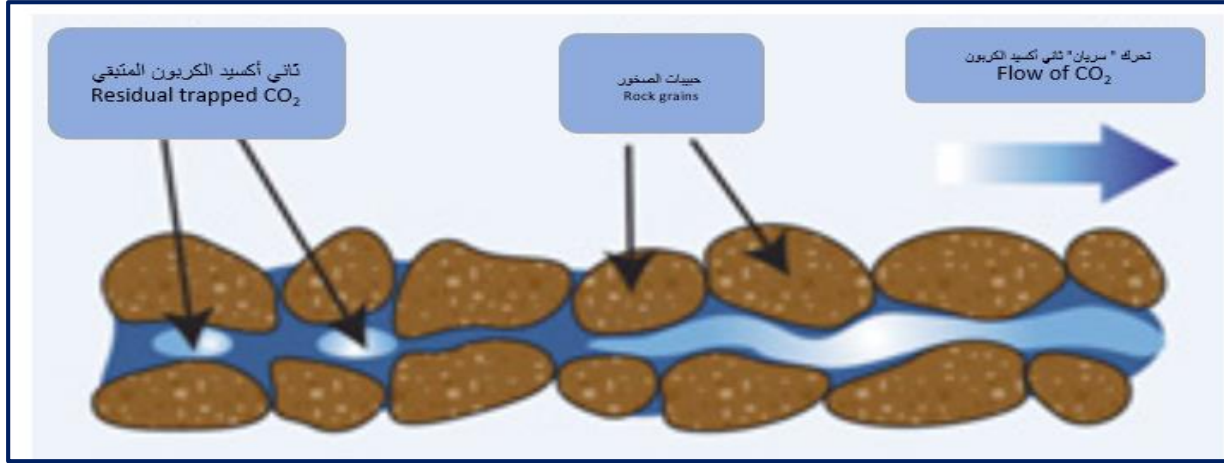
شكل (8): آلية التخزين الهيكلي لغاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>

في حال تحرك غاز ثاني أكسيد الكربون إلى أعلى باتجاه صخرة الغطاء بعد حقنه داخل موقع التخزين الجيولوجي، يتبقى منه جزء في مسام أو حبيبات طبقة من الصخور المجهرية، ويكون محاصراً بإحكام في مسامها، وهو ما يعرف بآلية التخزين الترسبي Residual Storage⁽⁸¹⁾، كما هو مبين في الشكل (9).

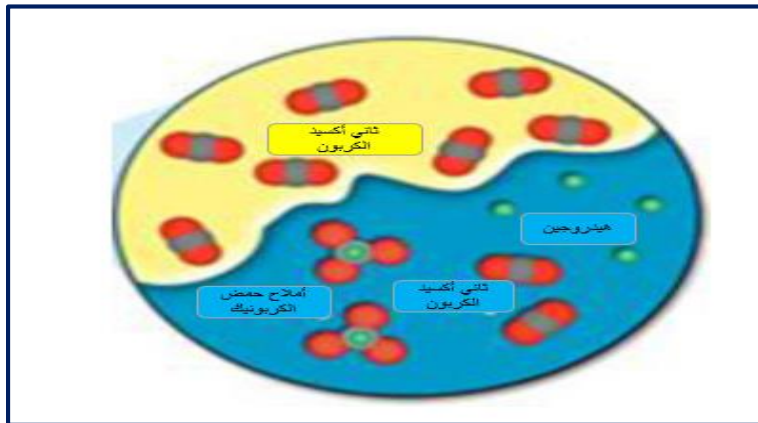
الشكل (9): آلية التخزين الترسبي لغاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>

بمرور الوقت يبدأ غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز في التكوينات الملحية العميقة في الذوبان في الماء المالح المحيط به، لتتحد كميات ضئيلة من غاز ثاني أكسيد الكربون الذائب مع ذرات الهيدروجين لتكون أملاح حمض الكربونيك HCO_3^- ، مما يؤدي إلى زيادة كثافته، ليبدأ بعدها في الهبوط إلى أسفل طبقة التخزين وتُعرف هذه الآلية باسم التخزين الانحلالي Dissolution Storage. يبين الشكل (10) آلية التخزين الانحلالي لغاز ثاني أكسيد الكربون.

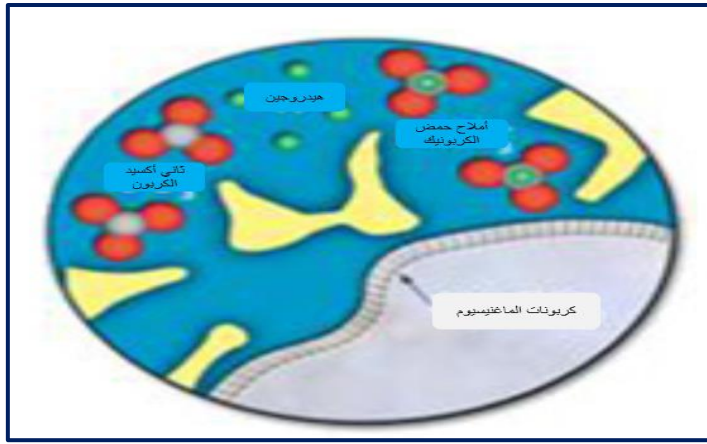
الشكل (10): آلية التخزين الانحلالي لغاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>

أما آلية التخزين المعدني Menial Storage، فهي آلية ترتبط فيها جزيئات غاز ثاني أكسيد الكربون كيميائياً بمعادن الصخور المحيطة به، لتكون أملاح معدنية جديدة تعمل على تغطية مسام الصخور وتسهم في احتجازه. يبين الشكل (11) آلية التخزين المعدني لغاز ثاني أكسيد الكربون.

الشكل (11): آلية التخزين المعدني لغاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>

تقل مخاطر حدوث تسريب لغاز ثاني أكسيد الكربون، مع مرور الوقت وكلما طالت مدة التخزين الجيولوجي، حيث تتغير آليات التخزين بطول المدة، لتتحول من التخزين الهيكلي إلى التخزين الترسيبي، فالتخزين الانحلالي ثم التخزين المعدني، وعندها يصبح غاز ثاني أكسيد الكربون أقل حركة ونشاطاً.

تعد معدلات تسرب غاز ثاني أكسيد الكربون المخزن في الخزانات الجيولوجية في جميع الأحوال مقارنة لمعدلات التسرب الناتجة عن عمليات الاستخلاص المعزز للنفط، أو لتلك الناتجة أثناء مراحل إنتاج وتخزين الغاز الطبيعي. وتشير دلائل نتائج دراسات المراقبة لعمود غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز في التكوينات الجيولوجية لعدد من مشروعات الاستخلاص المعزز للنفط والغاز القائمة، إلى نجاح عمليات احتجازه بشكل

كامل وآمن لأكثر من 30 عام، خاصةً إذا ما تمت دراسات اختيار مواقع التخزين بصورة جيدة منذ البداية، وتطبيق برامج المراقبة لرصد أي انبعاثات أو تسريبات. يترافق ذلك مع استخدام النظم والوسائل الوقائية لوقف أي انبعاثات أو التحكم بها حال حدوثها (55).

2.3.1. التخزين تحت الماء Under Water Storage

يمكن تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون على أعماق تزيد عن 1000 م تحت سطح الماء في البحار والمحيطات، لضمان ارتفاع كثافته عن كثافة المياه، وبما يضمن بقاءه تحت سطح الماء دون عودته مره أخرى إلى الغلاف الجوي (54).

3.3.1. تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في الخزانات الطبيعية

هناك عدد كبير من الخزانات أو الأحواض، أو المستودعات الطبيعية والتي تعد فرصاً محتملة لحقن غاز ثاني أكسيد الكربون لأغراض التخزين المستدام، ومنها: التكوينات الملحية العميقة Deep Saline Formations- DSF، التي تتميز بصخورها المسامية والنافذة، والممتلئة بالمياه المالحة، وحقول النفط والغاز المستنفدة أو الناضبة Depleted/Depleting Oil and Gas Fields-DGOF، والتي توقف استخراج الهيدروكربونات منها بسبب استنفاد الاحتياطيات الاقتصادية، خاصة مع إمكانية توفر المعلومات الكافية عن المغلق منها والمهجور. بالإضافة إلى إمكانية التخزين في طبقات الفحم غير المستغلة (81،48).

أكدت دراسة حديثة أعدها معهد احتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون العالمي "Global CCS Institute" في عام 2016، وجود أحواض تخزين جيولوجية كبيرة في معظم دول العالم. ولكن من الضروري عدم مقارنة السعات التخزينية التقريبية لكل حوض تخزين محتمل بالأحواض الأخرى على مستوى الدول، لأن المعلومات، والظروف الجيولوجية تحت السطحية، وطرق الحسابات، وجودة البيانات، ومستوى التفاصيل

المستخدمة في التقييم تختلف من مكان لآخر، مما يؤثر على تقديرات الكميات الاجمالية من غاز ثاني أكسيد الكربون التي يمكن حقنها وتخزينها (48). هذا وقد تم تصنيف السعات التخزينية التقديرية المتاحة في الدول المختلفة من العالم حسب دقة البيانات المتاحة بكل دولة، وصنفت كالتالي: كامل، أو معتدل، أو محدود، أو محدود للغاية، حسب المعطيات التالية:

1. كامل "Full": تتضمن تقييمات شاملة (بما في ذلك الأطالس المنشورة)، وتغطي معظم أو كل احتمالات أحواض التخزين المتاحة، مصحوبة ببيانات حسابات التخزين المحتملة والمتاحة.
2. معتدل "Moderate": تتضمن دراسات محلية، وأطالس منشورة دون حسابات فعالة أو تقييمات تفصيلية لخزانات التخزين المتاحة.
3. محدودة "Limited": تتضمن دراسات أكثر تقييداً، وتتكون من بحث ذي صلة لأحواض أو مواقع مختارة.
4. محدود للغاية "Very limited": تتضمن أبحاث ضئيلة منشورة أو معدومة فيما يتعلق بإمكانيات التخزين. كما هو مبين في الشكل (12) (48). بينما يبين الجدول (1) تصنيف بعض الدول من حيث سعات التخزين الجيولوجي المحتملة بها.

**الشكل (12): تصنيف مناطق العالم حسب سعة الخزانات الطبيعية
لغاز ثاني أكسيد الكربون**



المصدر: The Global Storage Portfolio report was prepared by the Global CCS Institute, 2016.

الجدول (1): تصنيف بعض الدول من حيث ساعات التخزين الجيولوجي المحتملة بها

الدولة	تصنيف Assessment Status	السعة التخزينية لموارد التخزين (غيغا طن) Estimated Resource (Gtco2)
آسيا والمحيط الهادئ	كامل	702-227
أستراليا	محدود	20
الصين	كامل	1573
الهند	معتدل	143-47
إندونيسيا	معتدل	2-1.4
اليابان	كامل	146
كوريا	كامل	100
ماليزيا	معتدل	28
نيوزيلاند	معتدل	16
باكستان	معتدل	32
الفلبين	محدود	23
سيريلانكا	محدود	6
تايلاند	محدود	10
فيتنام	محدود	12
الأمريكتين		
البرازيل	معتدل	2030
كندا	كامل	671-198
المكسيك	معتدل	100
الولايات المتحدة الأمريكية	كامل	21200-2367
الشرق الأوسط		
الأردن	محدود	9
السعودية	محدود للغاية	30-5
الإمارات	محدود للغاية	25-5
دول الإتحاد الأوروبي وروسيا		
دول الإتحاد الأوروبي " دون المملكة المتحدة "	كامل	72
النرويج	كامل	86
روسيا	محدود للغاية	6.8
المملكة المتحدة	كامل	78
أفريقيا		
الجزائر	محدود للغاية	10
المغرب	محدود	0.6
موزمبيق	معتدل	229-2.7
جنوب أفريقيا	معتدل	162

المصدر: The Global Storage Portfolio report was prepared by the Global CCS Institute, 2016.

1.3.3.1. التخزين في حقول النفط والغاز الطبيعي المستنفدة "الناضبة"

تستخدم العديد من مشاريع احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون حقول النفط والغاز الناضبة لتخزينه، لأنها أثبتت بالفعل قدرتها على احتجاز السوائل والغازات الهيدروكربونية لملايين السنين، نظراً لاحتواء مثل هذه الحقول على طبقات من الصخور المسامية، المغطاة بصخور غير نافذة، والتي يمكن استخدامها كمستودعات طبيعية لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون بآليات التخزين الهيكلي (82).

2.3.3.1. التخزين في طبقات المياه الملحية العميقة "التشكيلات الملحية"

التشكيلات الملحية هي عبارة عن طبقات عميقة من الصخور الرسوبية المسامية الممتلئة بالماء المالح. يمكن تخزين الاف المليارات من الأطنان من غاز ثاني أكسيد الكربون فيها، اعتماداً على آليات التخزين الانحلاي أو التخزين المعدني، مقارنة بمئات المليارات من الأطنان التي يمكن تخزينها في حقول النفط والغاز الناضبة. ويعد مشروع "سليبر" * أحد الأمثلة القائمة على استخدام التشكيلات الملحية لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون (82).

3.3.3.1. التخزين المصاحب لعمليات الاستخلاص المعزز للنفط الخام والغاز

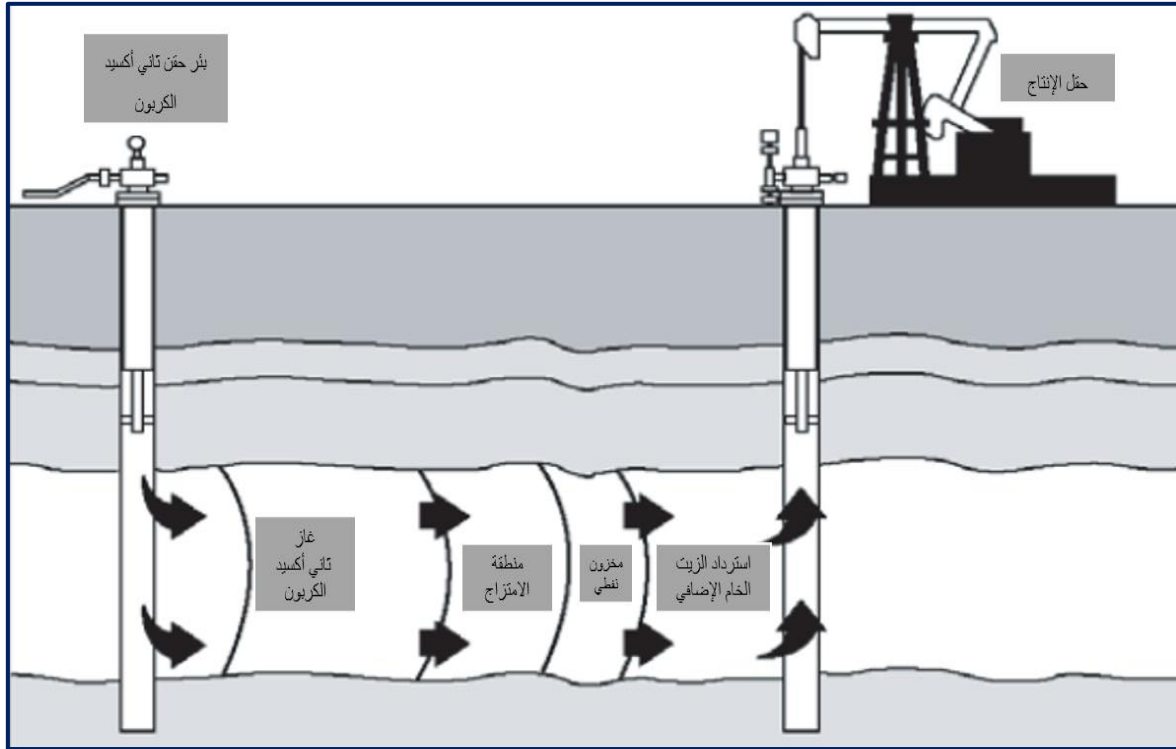
الطبيعي

ارتبطت مؤخراً عمليات الاستخلاص المعزز للنفط EOR، والاستخلاص المعزز للغاز EGR، بشكل كبير مع تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، وتخزينه جيولوجياً، وهو ما ساهم في زيادة إنتاجية الآبار، وكذلك مثل هذا النوع من التخزين أحد الحلول للحد من انبعاثاته. حيث يعمل حقن ثاني أكسيد الكربون في مكن النفط على زيادة ضغط الخزان وخفض لزوجة الزيت الخام "زيادة سيولته"، وزيادة حجمه، ورفع معدلات

* سيتم استعراض المشروع بالتفصيل في الفقرة 1.4.2.

إنتاجه، مما يتيح هروب الزيت من بين مسام الصخور التكوين النفطي الحامل للنفط، وتدفقه بسهولة نحو آبار الإنتاج. يبين الشكل (13) مخطط آلية الاستخلاص المعزز للنفط باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون.

الشكل (13): مخطط آلية الاستخلاص المعزز للنفط باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: The IEA Weyburn CO2 Monitoring and Storage Project

يستخدم كذلك غاز ثاني أكسيد الكربون للاستخلاص المعزز للغاز الطبيعي، بحقنه أسفل مكمن الغاز المستنفد، فيعمل على "تعويم" الغاز الطبيعي المتبقي فوقه، ليدفع الغاز الطبيعي نحو آبار الإنتاج، ويزيد من العمر الافتراضي لإنتاجية البئر (81).

4.3.3.1. التخزين في طبقات الفحم غير المستغلة

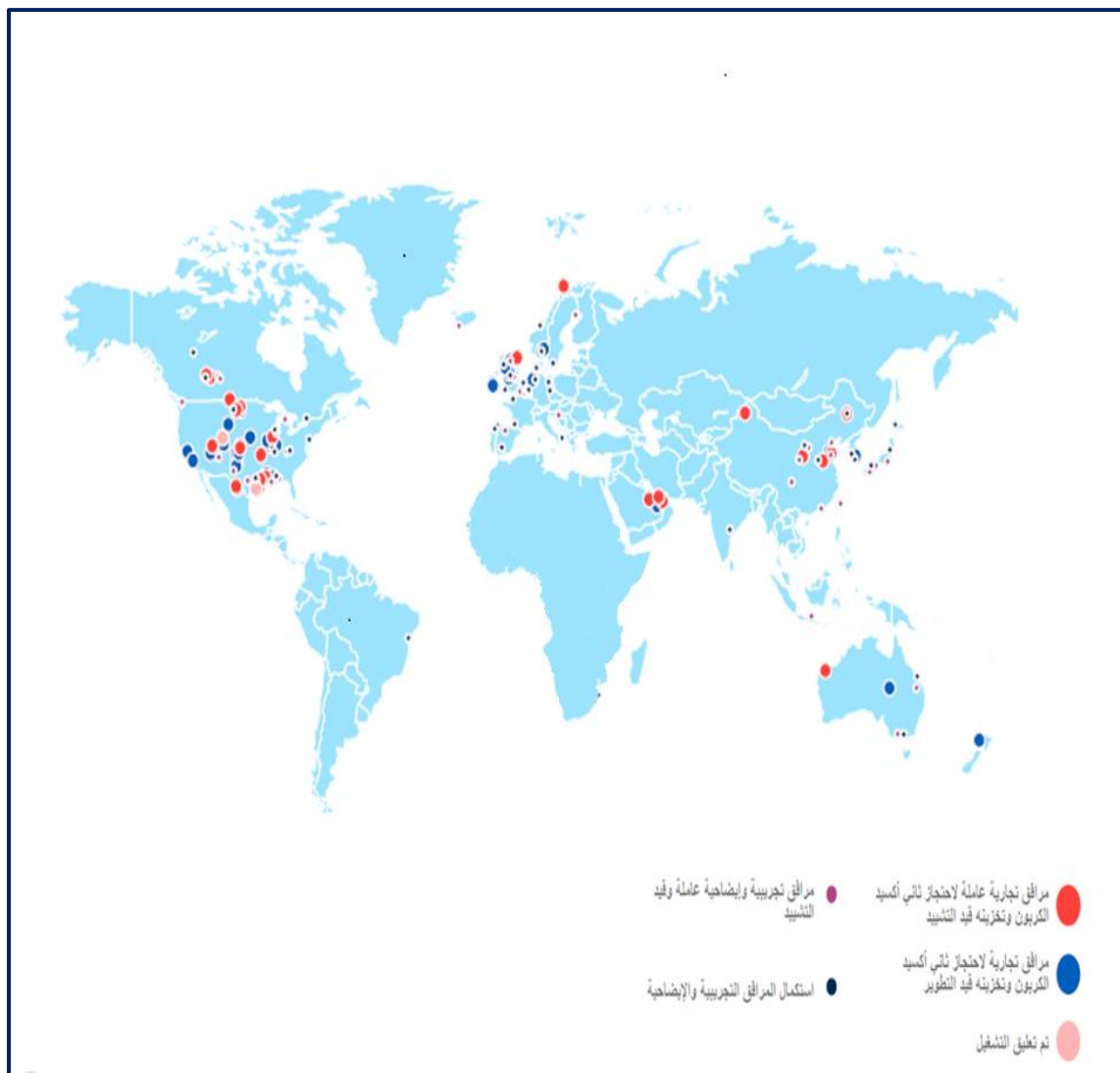
تقع طبقات الفحم غير المستغلة في الأعماق الأرضية السحيقة، والتي من غير المجدي اقتصادياً استخراجها. ينتج عن حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في هذه الطبقات تعزيز عملية استخلاص غاز الميثان من الفحم Enhanced Coal Bed Methane Recovery (ECBM)، ليستخدم كمصدر للطاقة، مماثل للغاز الطبيعي (82).

4.1. نماذج مشروعات احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون حول العالم

استخدمت تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون على نطاق واسع في أوائل السبعينيات من القرن الماضي، عندما قررت مجموعة من الشركات العاملة في مجال إنتاج النفط والغاز في جنوب الولايات المتحدة الأمريكية نقل غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من معالجة الغاز الطبيعي في مشروع "فال فيردي" Val Verde في جنوب ولاية تكساس، لمسافة 220 ميل عبر أول خط أنابيب مخصص لنقل ثاني أكسيد الكربون، وحقنه لتخزينه في حقل كيلى سنايدر "Kelly Snyder"، النفطي غرب ولاية تكساس، بهدف تحسين إنتاجيته، ليتطور هذا النشاط لاحقاً إلى ما يُعرف باسم الاستخلاص المعزز للنفط "CO₂-EOR" (61).

انتشرت بعد ذلك مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، وحقنه وتخزينه في مواقع تخزين تم اختيارها بعناية، لترتبط مع مصادر إنتاج غاز ثاني أكسيد الكربون الثابتة مباشرة، كمحطات توليد الكهرباء، وصناعات الحديد والصلب والاسمنت، والصناعات البترولية. وتنوعت هذه المشروعات ما بين مشروعات للأغراض التجريبية والبحثية، والأغراض التجارية لتصل إلى أكثر من 154 مشروع (61)، كما هو مبين في الشكل (14). ويبين الجدول (2) نماذج لبعض مشروعات احتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون القائمة.

الشكل (14): تنوع مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، وتوزعها حول العالم



الجدول (2): نماذج بعض مشروعات احتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون القائمة

اسم المشروع	الدولة	تاريخ التشغيل	مصدر ثاني أكسيد الكربون	سعة احتجاز الكربون (مليون طن سنوياً)	استخداماته
*مصانع فال فيردي للغاز الطبيعي Val Verde Natural Gas Plants	أمريكا	1972	معالجة الغاز الطبيعي	1.3	استخلاص النفط المعزز
*مشروع "إينيد" للأسمدة Enid Fertilizer CO2-EOR Project	أمريكا	1982	إنتاج الاسمدة	0.7	استخلاص النفط المعزز
*مشروع شوت كريك لمعالجة الغاز Facility Shute Creek Gas Processing	أمريكا	1986	معالجة الغاز الطبيعي	7.0	الاستخلاص المعزز للنفط
*مشروع سليبner لتخزين ثاني أكسيد الكربون Sleipner CO2 Storage Project	النرويج	1996	معالجة الغاز الطبيعي	0.9	تخزين جيولوجي للكربون
*مصنع غريت بلينز سينفيلز "Great Plains Synfuels" *مشروع واي بيرن (Weyburn) الاستخلاص النفط المعزز	كندا	2000	إنتاج الغاز الاصطناعي	3.0	استخلاص النفط المعزز
مشروع عين صالح لتخزين ثاني أكسيد الكربون	الجزائر	2004	معالجة الغاز الطبيعي	1.0	استخلاص الغاز المعزز
*مشروع سنوهفيت لتخزين ثاني أكسيد الكربون Snøhvit CO2 Storage Project	النرويج	2008	معالجة الغاز الطبيعي	0.7	
مصنع "سنتشري" Century Plant	أمريكا	2010	معالجة الغاز الطبيعي	8.4	استخلاص النفط المعزز
*مشروع إصلاح الميثان- والاستخلاص المعزز للنفط Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	أمريكا	2013	إنتاج الهيدروجين	1.0	استخلاص النفط المعزز
*مشروع "كوفيفيل" لتغويز الفحم Coffeyville Gasification Plant	أمريكا	2013	إنتاج الاسمدة	1.0	استخلاص النفط المعزز
*معمل "لوسيت كابين" لمعالجة الغاز Lost Cabin Gas Plant	أمريكا	2013	معالجة الغاز الطبيعي	0.9	استخلاص النفط المعزز
*مشروع حقل "بتروبراس لولا" النفط لتخزين ثاني أكسيد الكربون Petrobras Lula Oil Field CCS Project	البرازيل	2013	معالجة الغاز الطبيعي	0.7	استخلاص النفط المعزز
*مشروع "بوندرى دام" لاحتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون Boundary Dam Carbon Capture and Storage Project	كندا	2014	توليد الطاقة	1.0	استخلاص النفط المعزز
*مشروع "كويسيت" Quest	كندا	2015	إنتاج الهيدروجين	1.0	تخزين جيولوجي للكربون
*مشروع "العثمانية" التجريبي للاستخلاص المعزز للنفط Uthmaniyah CO2 EOR, Demonstration Project	السعودية	2015	معالجة الغاز الطبيعي	0.8	استخلاص النفط المعزز
مشروع أبو ظبي لاحتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون Abu Dhabi CCS Project	الإمارات	2016	إنتاج الحديد والصلب	0.8	استخلاص النفط المعزز

تابع الجدول (2): أمثلة لبعض مشروعات احتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون القائمة

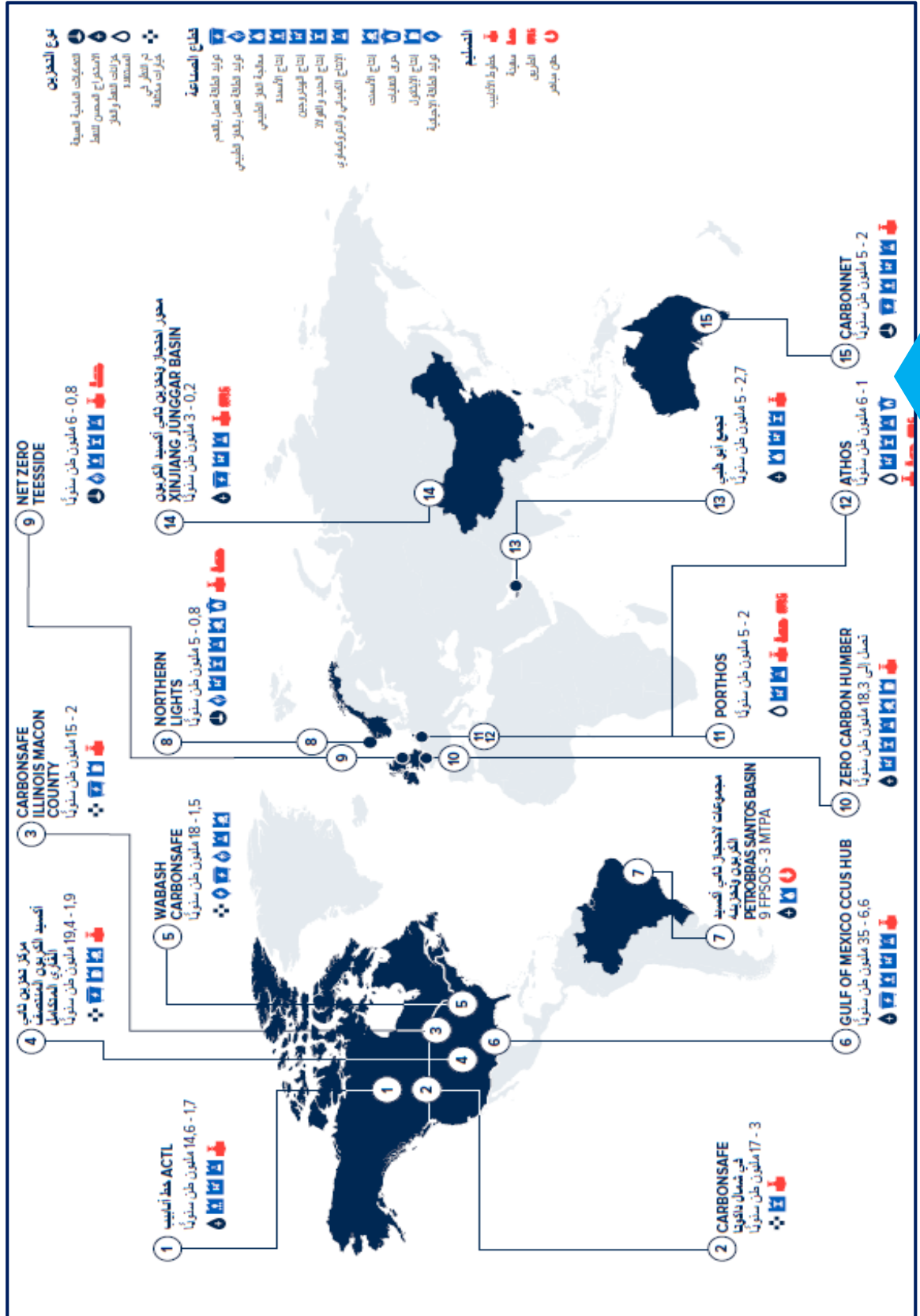
اسم المشروع	الدولة	تاريخ التشغيل	مصدر ثاني أكسيد الكربون	سعة احتجاز الكربون (مليون طن سنوياً)	استخداماته
مشروع "إلينوي" الصناعي لاحتجاز والتخزين الكربون Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project	أمريكا	2017	إنتاج كيماويات	1.0	تخزين جيولوجي للكربون
*مشروع "كيمبر كونتري" لتوليد الطاقة Kemper County Energy Facility	أمريكا	2016	توليد طاقة	3.0	استخلاص النفط المعزز
*مشروع "بترا نوبا" لاحتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون Petra Nova Carbon Capture Project	أمريكا	2016	توليد طاقة	1.4	استخلاص النفط المعزز
*مشروع "ألبرتا / أجريم" Alberta Carbon Trunk Line (ACTIL) with Agrium CO2 stream	كندا	2017	إنتاج أسمدة	0.6-0.3	استخلاص النفط المعزز
مشروع "أكتيل" ومصفاة "ستورجين" ACTIL with North West Sturgeon Refinery CO2 stream	كندا	2017	صناعات تكرير	1.4-1.2	استخلاص النفط المعزز
*مشروع "جورجيون" لحقن ثاني أكسيد الكربون Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	أستراليا	2017	معالجة الغاز الطبيعي	3.4	تخزين جيولوجي للكربون

المصدر: The Global Storage Portfolio report was prepared by the Global CCS Institute, 2016.

من جانب آخر حرصت بعض المشروعات حول العالم على ربط مصادر غاز ثاني أكسيد الكربون من مختلف الصناعات، كإنتاج الطاقة الكهربائية باستخدام وقود الفحم، أو الغاز الطبيعي، أو من نواتج عمليات معالجة الغاز الطبيعي، وإنتاج الأسمدة، والحديد والصلب، والاسمنت، وغيرها من الصناعات، ونقلها عبر شبكة خطوط الانابيب، أو بوسائل نقل أخرى مناسبة، لتخزينها طبقاً لأليات التخزين المتاحة، سواءً في التشكيلات الملحية العميقة، أو في خزانات النفط والغاز المستنفدة، أو في الاستخلاص المعزز للنفط والغاز، كما هو مبين في الشكل (15) ⁽⁸²⁾.

الشكل (15): مخطط نموذج لربط مصادر غاز ثاني أكسيد الكربون من الصناعات المختلفة، ونقله،

وتخزينه، واستخدامه ضمن تجمعات مشروعات لاحتجاز الكربون



في عامي 2019 و2020 تم التخطيط لإنشاء وتشغيل، أكثر من 60 منشأة متنوعة الأغراض لاحتجاز وتخزين كميات تصل إلى حوالي 40 مليون طن سنوياً من ثاني أكسيد الكربون. حيث بلغ عدد المنشآت التجريبية والاسترشادية العاملة حوالي 22 منشأة، يعمل معظمها في منشآت إنتاج الكهرباء. وتتساوى المشروعات التي تعمل بتقنيات احتجاز الكربون بعد الاحتراق وتبلغ 10 مشاريع تقريباً مع المشروعات التي تعمل بنظام الاحتجاز قبل الاحتراق وتبلغ 9 مشاريع. بينما يبلغ عدد المشروعات التجريبية التي تعتمد على نظام احتجاز ثاني أكسيد الكربون بنظام الاحتراق بالأكسجين 3 مشاريع فقط. كما يوجد منشأتان قيد الإنشاء، و13 منشأة في مرحلة التصميم الهندسي للواجهة الأمامية (FEED). بالإضافة إلى 21 منشأة في بدايات مراحل التطوير، بالإضافة إلى عدد 8 مراكز لاختبار وتطوير تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون (82). هذا وتأتي الولايات المتحدة الأمريكية في صدارة الدول الرائدة في مجال الاستثمار في المشروعات التجريبية بعدد 7 مشاريع، ثم تأتي بعدها الصين في المرتبة الثانية (71).

1.4.1. مشروع "سليبندر" لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون

Sleipner CO₂ Storage Project

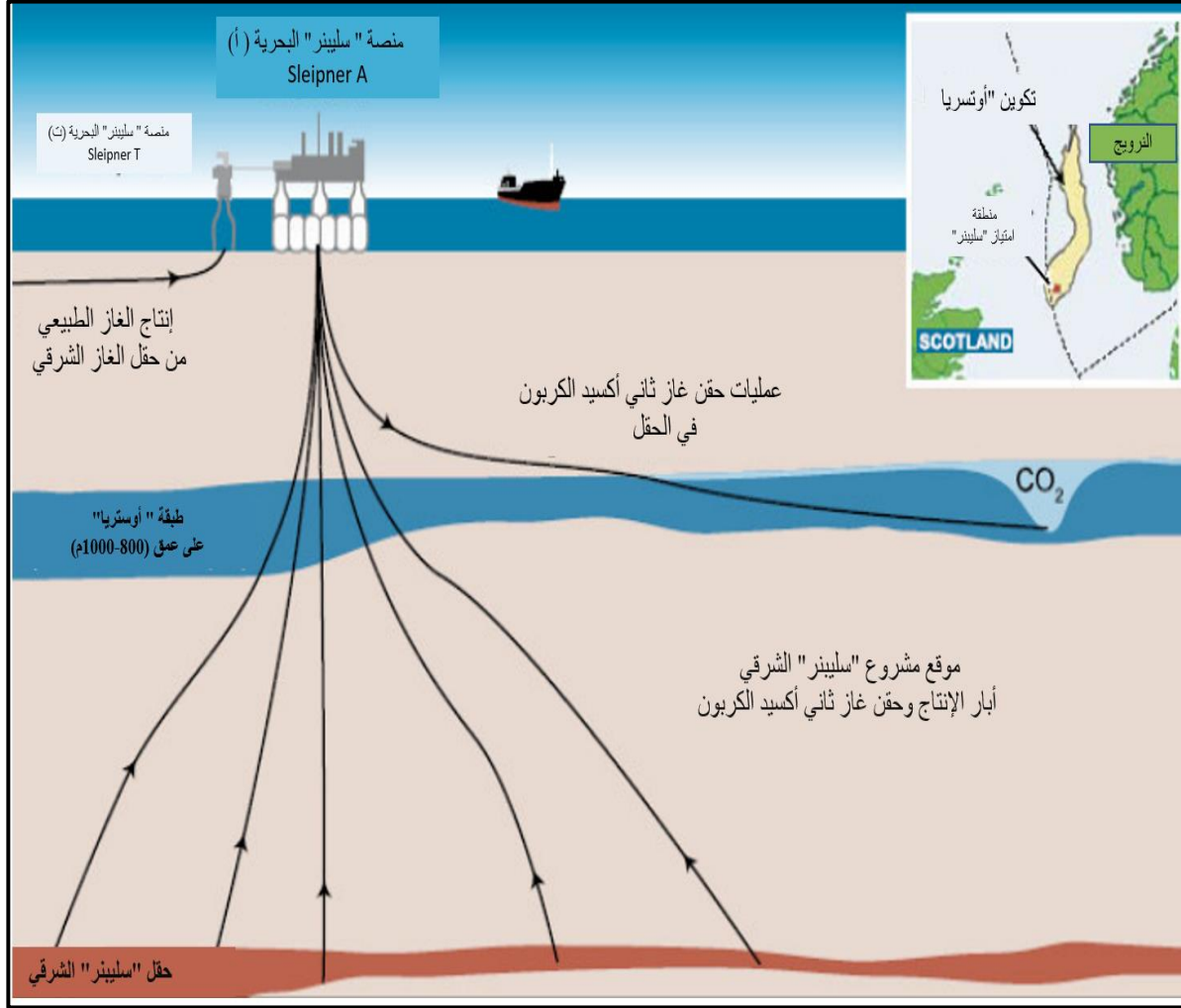
يعد مشروع "سليبندر" في النرويج أول مشروع على مستوى العالم على النطاق التجاري لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في العالم، وتتمثل أهميته في كونه المشروع الأول الذي قدم حلول دائمة لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون على نطاق واسع في قاع البحر، بدلاً من إطلاقه في الهواء الجوي، مما ساهم في مساعدة المجتمع الدولي على تحقيق أهدافه نحو خفض نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون.

أنشأت الشركة هذا المشروع في عام 1991 لتفادي قيمة الغرامات التي تكبدتها بعد أن فرضت عليها حكومة النرويج ضرائب كربونية بلغت قيمتها 210 كرونة نرويجية

لكل طن من ثاني أكسيد الكربون يطلق في الهواء الجوي، ثم زادت قيمة الضريبة في عام 1995 لتصل إلى 410 كرونة نرويجية (حوالي 65 دولار/الطن) (49-51).

يعتمد المشروع على احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون المستخلص من عمليات معالجة الغاز الطبيعي الذي تنتجه شركة ستات أويل " Statoil من حقل سليبزر البحري، لخفض نسبته من حوالي 9%، إلى النسب المطلوبة طبقاً لمواصفات التصدير. ثم يضخ غاز ثاني أكسيد الكربون المستخلص بعد ذلك عبر شبكة من خطوط الأنابيب الأرضية، لحقنه وتخزينه في تكوين خزان ملحي يتواجد في طبقة الأوتسيرا Utsira Reservoir، المكون من حجر رملي ضخمة ذو سعات تخزينية كبيرة، ومحكم بإحكام بواسطة صخرة الغطاء. يتراوح سمك الخزان ما بين 200-250 م، ويقع على مسافات تتراوح ما بين 800-1000 م تحت قاع البحر.

قامت الشركة بتخزين أكثر من 20 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون بشكل آمن ومستدام منذ بدء تشغيل المشروع. ويكلف حقن غاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه في مشروع سليبزر حوالي 17 دولار / طن ثاني أكسيد الكربون (49-50). يبين الشكل (16) مخطط تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في قاع البحر لمشروع "سليبزر"

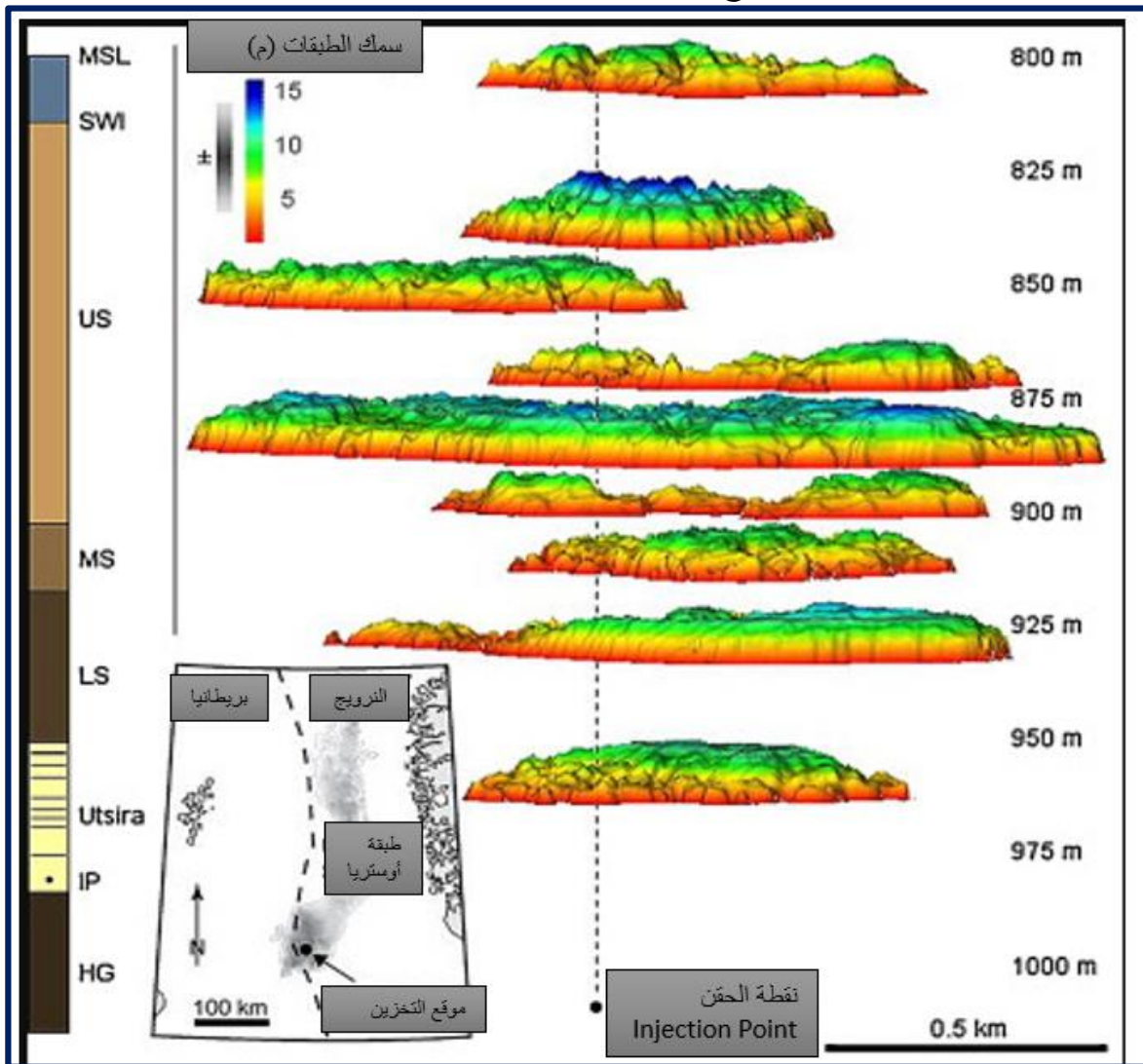
الشكل (16): مخطط تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في قاع البحر لمشروع "سليبنر"

المصدر: https://bellona.org/assets/sites/3/Case_Study_on_the_Sleipner_Gas_Field_in_Norway.pdf

كان التحدي الرئيسي للمشروع هو كيفية مراقبة عمود غاز ثاني أكسيد الكربون أثناء تجمعه في الخزان مع مرور الوقت، لإثبات بقاءه داخل الخزان دون تسربه. لذا فقد أجريت بعض الدراسات في عام 1999، شملت مسوحات رصد زلزالية "الانعكاس الزلزالي" على فترات منتظمة لمنطقة التخزين، وذلك بعد حقن حوالي 5 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون.

أثبتت نتائج تلك الدراسات أن تشكيل "أوتسيرا" يتكون من 9 طبقات، وتواجه عملية صعود غاز ثاني أكسيد الكربون اختراق 8 حواجز "طبقات" داخل موقع التخزين. هذه الطبقات عبارة عن 7 طبقات صخرية رقيقة يتراوح سمكها ما بين 1-2 م، وطبقة ثامنة سفلية يتراوح سمكها ما بين 6-7 م. ويسمح هذا التكوين بتجميع غاز ثاني أكسيد الكربون على شكل طبقات بسمك 10-20 م، وتكديسها عمودياً، لتمتد بشكل جانبي لمئات الأمتار داخل تكوين "أوتسيرا" ⁽⁵³⁾. يبين الشكل (17) مقطع تكوين "أوتسيرا" والمستخدم في تخزين ثاني أكسيد الكربون في قاع بحر الشمال.

الشكل (17): مقطع تكوين "أوتسيرا" والمستخدم في تخزين ثاني أكسيد الكربون في قاع بحر الشمال



أظهرت النتائج أن حوالي 81 % من غاز ثاني أكسيد الكربون اختزنت طبقاً لآليات التخزين الهيكلي، وفيه يصعد غاز ثاني أكسيد الكربون إلى أعلى على شكل فقاعات تتجمع تحت الطبقة الصخرية غير المسامية، بحوالي 200 م من نقطة الحقن (Injection Point)، وأن عمود غاز ثاني أكسيد الكربون ظل داخل التكوين الصخري، ويزداد حجمه مع زيادة حقن كميات غاز ثاني أكسيد الكربون (50،49).

وان حوالي 18 % من كميات غاز ثاني أكسيد الكربون اختزنت طبقاً لآليات التخزين الانحلالي، حيث ستهبط هذه الكمية إلى أسفل الطبقة المائية الملحية، خلال فترة عمر المشروع. بينما الكميات المتبقية والتي تصل إلى حوالي 1% من المتوقع أن تذوب خلال 5 آلاف عام، وتحتجز طبقاً لآليات التخزين المعدني بشكل كامل داخل التكوين دون رجوعها مرة أخرى إلى الغلاف الجوي (54،53). وتشير التقديرات إلى أن المشروع له القدرة على تخزين حوالي 600 مليار طن من غاز ثاني أكسيد الكربون، وتعادل هذه الكميات، كل كميات غاز ثاني أكسيد الكربون التي يمكن أن تنتجها محطات توليد الكهرباء في دول الإتحاد الأوروبي لمدة 600 عام.

ظهرت أهمية المشروع بشكل كبير في عام 2005، بعد الاعتراف الدولي بأن مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من شأنها أن تحد من الزيادات المستقبلية المحتملة لرفع درجات الحرارة (50،49).

أعلنت **النرويج** مؤخراً عن استكمال دراسات الجدوى لمشروع جديد لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه على نطاق واسع، حيث سيتم احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من المنشآت الصناعية "البرية"، ونقله بواسطة الناقلات البحرية لتخزينه في طبقات المياه الجوفية المالحة في بحر الشمال. سيعتمد المشروع الجديد بشكل كبير على الدروس المستفادة والخبرات المكتسبة من تجربة مشروع "سليبنر الأول"، مع العمل

على خفض التكاليف، واستخدام تقنيات جديدة ومبتكرة لتشغيل ومراقبة تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون.

2.4.1. مشروعات الاستخلاص المعزز للنفط والغاز

تعد مشاريع احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في عملية الاستخلاص المعزز للنفط، أو الغاز الطبيعي أكثر عدداً من مشاريع التخزين الجيولوجي، نظراً للمردود الاقتصادي المرتفع لهذه المشاريع وللأهداف المزدوجة التي تحققها وتتمثل في خفض نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، فضلاً عن زيادة إنتاجية الآبار وزيادة عمرها الافتراضي.

1.2.4.1. مشروع واي بيرن (Weyburn) للإستخلاص المعزز للنفط

من عوامل نجاح مشروعات الاستخلاص المعزز للنفط والغاز والتوسع فيها، وجود شراكة قوية بين القطاعين الخاص والحكومي. وهو ما تمثل في مشروع "واي بيرن" للاستخلاص المعزز للنفط في كندا، والذي يمثل معلماً بارزاً وسط المشاريع المماثلة.

يعد مشروع "واي بيرن" في كندا جزءاً من برنامج وكالة الطاقة الدولية للبحث والتطوير، وهو من المشاريع الهامة التي يتم فيها نقل غاز ثاني أكسيد الكربون من مواقع إنتاجه إلى بعض الآبار الناضبة للاستخلاص المعزز للنفط خلال شبكة خطوط أنابيب أرضية. بلغت التكلفة الاستثمارية للمشروع حوالي 85 مليون دولار.

ويقدم المشروع نظرة تنبؤية بمستقبل التنمية الصناعية منخفضة الكربون، تكون فيه الحكومة هي الضامن الرئيسي للمشروع، وتُعنى بإقرار التنظيمات والتشريعات اللازمة، مع تقديم حزم من الحوافز التشجيعية والدعم المالي لضمان أسعار عادلة ومشجعة لغاز ثاني أكسيد الكربون، بينما يقوم القطاع الخاص، وكما هو الحال في هذا المشروع بالمشاركة

من خلال تشييد خط الأنابيب، والذي أطلق عليه مشروع " ACTL, Alberta carbon Trunk " Line " لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون (61).

يعتمد المشروع على قيام مصنع غريت بلينز سينفيلز " Great Plains Synfuels "، باحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج عن عمليات تغويز الفحم، ونقله عبر خط أنابيب يبلغ طوله حوالي 330 كم " من منطقة "بيولا"، داكوتا الشمالية في الولايات المتحدة الأمريكية، إلى حقل "واي بيرن"، و "ميدال" في مقاطعة "ساسكاتشوان" في كندا، كما هو مبين في الشكل (18).

الشكل (18): موقع حقل واي بيرن النفطي، وخط الأنابيب المستخدم في نقل غاز ثاني أكسيد الكربون للاستخلاص المعزز للنفط



المصدر: https://ieaghg.org/docs/general_publications/weyburn.pdf

أطلقت حكومة كندا، بالتعاون مع حكومة ساسكاتشوان، وشركتي سينوفوس Cenovus، وأباتشي للطاقة Apache Energy الأمريكيتين المرحلة الأولى من المشروع في عام 2000، وشملت دراسة الخصائص الجيولوجية لموقع التخزين المختار، واكتملت هذه المرحلة في عام 2004.

ثم بدأت المرحلة الثانية في عام 2005، وشملت دراسة نتائج الجوانب الفنية، بما في ذلك توصيف الموقع، والرصد والتحقق، وسلامة حفر الآبار وتقييم الأداء. وأوضحت النتائج أن البيئة الجيولوجية الطبيعية مناسبة للغاية لتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون على المدى الطويل، وانتهت هذه المرحلة في عام 2011.

تعد النتائج التي تم الوصول إليها، هي الأكثر شمولاً ويمكن الاستفادة منها للمقارنة مع المواقع الجيولوجية الشبيهة على مستوى العالم. حيث تمثلت أهمية المشروع بشكل عام في دراسة قدرة خزان نفط ما على تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون (جيولوجياً) بشكل آمن واقتصادي على مدى عمر المشروع والممتد لأكثر من 20 عام (56).

كما دلت النتائج على إمكانية احتجاز حوالي 40 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون على مدى عمر المشروع. وحُصص حوالي 30 مليون طن منها لصالح حقل "واي بيرن" النفطي، و10 مليون طن لصالح حقل "ميدال"، وهو ما سيسهم في زيادة معدلات إنتاج حقل واي بيرن من 10 إلى 30 ألف برميل يومياً (حوالي 155 مليون برميل من الزيت الخام) على مدى فترة عمر المشروع (56-57).

أما حقل نفط "ميدال" المجاور، فقد بدأت شركة "أباتشي" في عام 2005 في حقن غاز ثاني أكسيد الكربون، وهو ما سيسهم في زيادة عمر الحقل الافتراضي لفترات تتراوح ما بين 30-40 عام، مع توقعات بزيادة في الإنتاج بواقع 60 مليون برميل على مدى فترة عمر المشروع (58).

قدم أيضاً المشروع في عام 2011 مجموعة من البيانات الشاملة بعد شكوك من تسرب غاز ثاني أكسيد الكربون المخزن من حقل "واي بيرن"، حيث قامت شركة "سينوفوس" بالتعاون مع المركز الدولي لتقييم الأداء للتخزين الجيولوجي لثاني أكسيد الكربون (IPAC-CO₂) بإجراء عدد من الدراسات للتحقيق من ذلك. واسفرت نتائج الدراسات أن تسرب غاز ثاني أكسيد الكربون لم يكن ناتج عن تسرب غاز ثاني أكسيد الكربون المحقون، بل نتيجة عن بعض العمليات البيولوجية في التربة، ولم يُكشف عن أي مسارات محتملة لتسربات لغاز ثاني أكسيد الكربون من خطوط الأنابيب أو البنية التحتية الأخرى (57-56).

كما أوضحت التجارب الحديثة الارتباط الوثيق بين ربحية الصناعات النفطية، وخاصة مشروعات الاستخلاص المعزز للنفط، بتكاليف حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في الآبار، حيث يصل متوسط تكلفة حقن ثاني أكسيد الكربون للاستخلاص المعزز للنفط 30 دولاراً للطن^{*}، وظهر ذلك جلياً خلال جائحة فيروس كورونا، حيث لم تكن مشروعات احتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون بمنأى عن التأثير بتداعيات الجائحة خلال عام 2020. إذ شهد القطاع النفطي انخفاضاً سريعاً غير معتاد على معدلات الطلب والأسعار. فعلى سبيل المثال تضررت بشدة منشأة بيرتا نوبا Petra Nova، في ولاية تكساس في الولايات المتحدة وهي الأكبر في العالم، والتي تمتلك وحدة لاحتجاز الكربون بعد الاحتراق (86). وبسبب الانخفاض الحاد في أسعار النفط، توقفت الوحدة مؤقتاً في مارس/آذار 2020، وأشارت الشركة إلى أنها ستعاود التشغيل عندما تتحسن الظروف الاقتصادية مع عودة معدلات الأسعار الطبيعية العادلة للنفط.

كانت الشركة ومنذ بدأ تشغيلها في بداية عام 2017 قد نجحت في احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج عن محطة توليد الكهرباء التابعة لشركة "إن أر جي" NRG،

* Potential of CO₂-EOR for Near-Term Decarbonization, 2019 | <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00005>

والتي تعتمد على الفحم كوقود أحفوري، واستخدامه في الاستخلاص المعزز للنفط في بئر "ويست رانش" West Ranch، بهدف رفع إنتاجية البئر من 300 برميل يومياً، لأكثر من 150 ألف برميل يومياً (86).

2.2.4.1. مشروع "عين صالح" للاستخلاص المعزز للغاز الطبيعي

يعد مشروع "عين صالح" في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية لإنتاج الغاز الطبيعي من حقل "كريشبة" Kerchaba في وسط الصحراء من المشروعات الهامة في منطقة شمال أفريقيا، وهو مشروع مشترك بين شركة النفط الجزائرية العامة "سوناطراك"، وشركتي "بريتيش بتروليوم"، و "ستاتويل".

يتكون الحقل من 7 آبار إنتاجية للغاز الطبيعي، ويتميز الغاز المنتج منه باحتوائه على نسب مرتفعة من غاز ثاني أكسيد الكربون تتراوح ما بين 5-10 %، ولتلبية متطلبات المستهلكين، يلزم خفض هذه النسبة لتصل إلى حوالي 0.3%، واعتمد المشروع في ذلك على طرق الامتصاص الكيميائي باستخدام مذيب "أحادي الإيثيلين غلايكول".

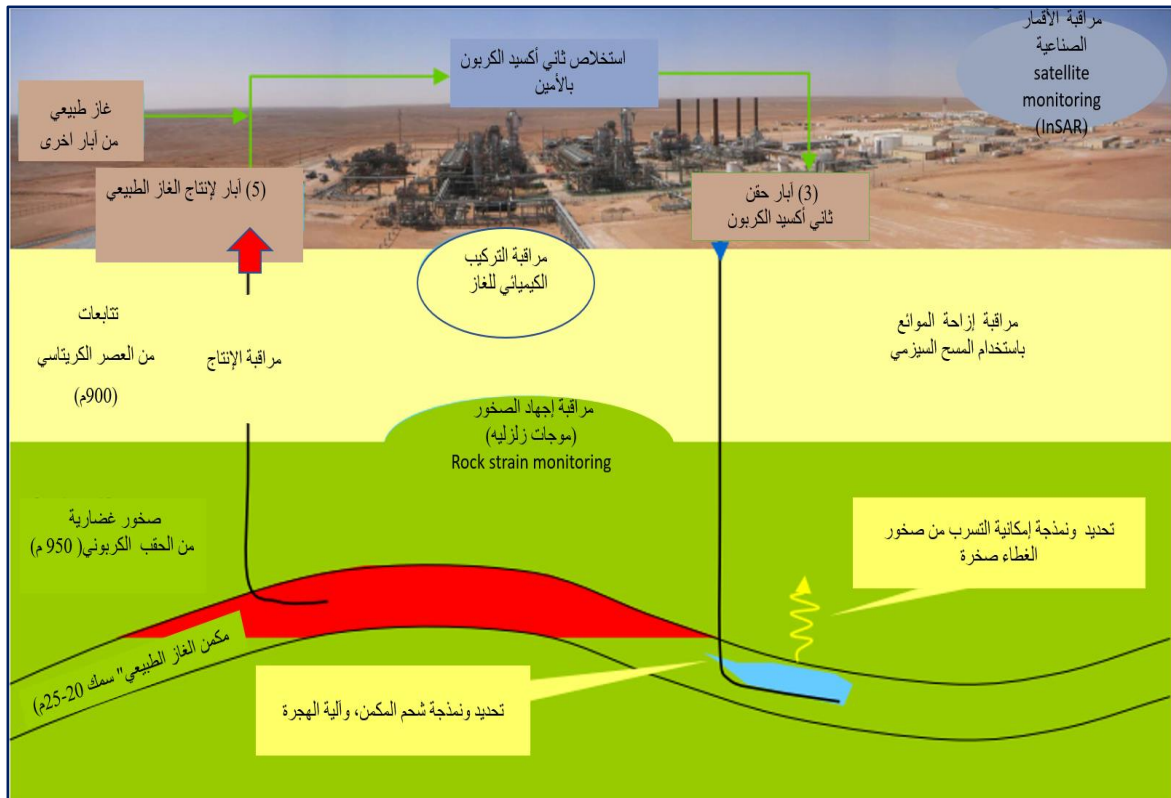
يعد المشروع من أضخم المشروعات البحثية النموذجية على مستوى العالم على النطاق التجاري، ولا يهدف المشروع إلى جني أي فوائد تجارية، وإنما تم تنفيذه كأساس لتقييم تكنولوجيا التخزين الجيولوجي لغاز ثاني أكسيد الكربون المستخدمة، والتحقق من فاعلية عمليات التخزين الآمن له، والتأكيد على أن التوسع في مشروعات تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون على النطاق الصناعي، هو أحد الخيارات الهامة لزيادة الإنتاجية، والربحية، ومساعدة الدول في خفض نسب انبعاثاتها من الغازات الملوثة للبيئة.

بدأت عمليات الحقن الأولية لغاز ثاني أكسيد الكربون في عام 2004، ومن المتوقع تخزين نحو 17 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون خلال فترة عمر المشروع (25 عام)، بمعدل مليون طن سنوياً، وتعتمد آلية التخزين على ضخ غاز ثاني أكسيد الكربون

عبر خطوط أنابيب أرضية إلى 3 آبار لإنتاج الغاز الطبيعي، يوجد أسفلها طبقات من المياه المالحة (38:37). وأظهرت نتائج الدراسات الجيولوجية أن غاز ثاني أكسيد الكربون سيظل محتجز في طبقة المياه الملحية الموجودة أسفل الغاز الطبيعي طوال فترة عمر المشروع، وأنه سيحل محل طبقة الغاز الطبيعي بعد استنفاد الحقل تماماً.

تتم أعمال مراقبة موقع التخزين باستخدام مجموعة متنوعة من التقنيات الجيوكيميائية، والجيوفيزيائية، بما في ذلك التصوير بالأقمار الصناعية، ومراقبة الآبار، والرصد الزلزالي الدقيق لمراقبة أي تسرب محتمل لغاز ثاني أكسيد الكربون على مدى فترة عمر المشروع. تبلغ التكلفة الاستثمارية للمشروع حوالي 100 مليون دولار، بالإضافة إلى نحو 30 مليون دولار لإعمال مراقبة التخزين. يبين الشكل (19) مخطط مشروع عين صالح لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون (37).

الشكل (19): مخطط مشروع عين صالح لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: <https://www.marefa.org>

5.1. الدروس المستفادة من مشروعات احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون

تمت الاستفادة بشكل مباشر من مخرجات نتائج مشروعات احتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون سواءً على النطاق البحثي والتجريبي، أو على المستوى التجاري. حيث تمكن المهندسون من تطوير تكنولوجيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، التي تنوعت طبقاً لمستويات تركيزه في مزيج غاز المداخن، أو كمكون رئيسي ضمن مكونات الغاز الطبيعي أو في الغاز الاصطناعي.

كما ساهمت في تطوير تقنيات الحقن، ودراسة سلوك غاز ثاني أكسيد الكربون في الخزانات الجوفية، وتقدير معدلات التخزين النهائية، وساعدت المنتجون على رفع إنتاجية المكامن، وتعظيم اقتصاديات الحقول الناضبة سواءً للنفط، أو الغاز، فضلاً عن دورها الهام في مساعدة بعض الحكومات على فرض الضرائب الكربونية من المنبع أو تقديم الحوافز الحكومية. كما حدث في مشروع "سليبر"، و "سنوهفيت" في النرويج. أو كما حدث في كندا عندما قامت بإقرار عدد من اللوائح والنظم التشريعية الخاصة الهادفة إلى حث المنشآت على تركيب وحدات لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، وخاصة محطات إنتاج الكهرباء التي تستخدم الفحم كوقود لإنتاج الكهرباء، وهو ما ساهم في قيام مشروع "بوندري دام" Boundary Dam، لإنتاج الكهرباء في تركيب وحدة لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج عادم غاز المداخن (61).

6.1. دوافع تنمية مشروعات احتجاز ثاني أكسيد الكربون

يمكن أن تسهم تقنيات احتجاز ثاني أكسيد الكربون في خفض كميات انبعاثاته المنطلقة إلى الغلاف الجوي بحلول عام 2100 بنسب تتراوح ما بين 15-55%. كما يمكن أن تساعد بشكل كبير عدد من الدول على التوسع في استخدام الفحم والذي تمتلك كميات ضخمة منه (70، 71) في تنفيذ خططها التنموية، خاصة وأن الفحم هو الخيار الأرخص

لتوليد الطاقة لتلك الدول في ظل انخفاض قيمة ضريبة الكربون. وبالتالي، فإن فرض وتحصيل ضرائب الكربون، يعد أحد أكثر الطرق فعالية لتشجيع نشر تقنيات احتجاز الكربون وتخزينه، وإنتاج الطاقة النظيفة. ولكي تصبح تقنيات احتجاز الكربون مجدية اقتصادياً، فإن الحصول على تسعير مناسب للكربون أمر بالغ الأهمية سواء كان ذلك ضمن ضريبة الكربون أو على هيئة حوافز "بدلات الكربون" Carbon Allowances (71).

وفيما يلي أهم العوامل المحفزة لانتشار تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون:

1.6.1. ضريبة الكربون

يسهم فرض ضرائب الكربون بشكل فعال في حث المنشآت المسببة للتلوث البيئي على مراجعة سياساتها الإنتاجية وتطويرها من خلال استخدام التقنيات الصديقة للبيئة، وهو ما يترافق بشكل مباشر في خفض استخدام المنتجات الملوثة للبيئة، نظراً لارتفاع أسعار تكلفتها المتوقع بعد فرض الضرائب عليها، وبالتالي العمل على خفض كميات إنتاجها.

2.6.1. التشريعات والحوافز التشجيعية

كان لإصدار التشريعات وإقرار الحوافز التشجيعية من قبل بعض الدول دوراً في تنمية مشروعات احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون، فنجد على سبيل المثال أن الولايات المتحدة الأمريكية تعمل على حث الشركات على التوسع في مشروعات تخزين واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون من خلال زيادة الإعفاءات الضريبية وتقديم الحوافز التشجيعية. كما تدرس في الوقت الحالي إصدار تشريع جديد يهدف إلى رفع قيمة الإعفاء الضريبي للشركات العاملة في هذا المجال من 22 دولار إلى 50 دولار بحلول عام 2026 عن كل طن محتجز من غاز ثاني أكسيد الكربون. علماً بأن تكلفة احتجاز طن واحد من غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من بعض الوحدات التابعة لعمليات إنتاج الأمونيا تبلغ

حوالي 25 دولار. وتشير التقديرات إلى أن هذه المبادرة سترفع كميات ثاني أكسيد الكربون المحتجزة في الولايات المتحدة بكميات تتراوح ما بين 10-30 مليون طن على مدى الأربع سنوات القادمة. يذكر أن معظم كميات غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجزة في الولايات المتحدة الأمريكية تستخدم في تحسين اقتصادات استخراج النفط.

ومن جانب آخر تباينت مواقف بعض دول الإتحاد الأوروبي حول دعم مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، فقد حظرت ألمانيا تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون على نطاق واسع، من خلال التوقيع على "قانون تخزين ثاني أكسيد الكربون" في عام 2012، مما يقيد من إجمالي الكميات المخزنة سنوياً إلى نحو 24 مليون طن فقط. وعلى النقيض من ذلك، تمتلك هولندا خططاً طموحة لتخزين نحو 18 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون من مختلف المصادر الصناعية سنوياً بحلول عام 2030، وهو ما يعادل حوالي 30% من إجمالي انبعاثات ثاني أكسيد الكربون الصناعية المستهدفة في هولندا.

الفصل الثاني



البحث الثاني

استخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون في صناعة البتروكيماويات

الفصل الثاني

استخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون في إنتاج البتروكيماويات

2. تمهيد

ليس من الضرورة بمكان أن ترتبط مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بمشروعات التخزين، حيث يمكن تعظيم الاستفادة منه، من خلال استخدامه كمادة خام أولية في بعض الصناعات الغذائية، أو الكيماوية كصناعة اليوريا، وبعض منتجات الكيماويات الأخرى. وقد بدأت بعض الشركات العالمية الرائدة في الاستفادة من المفهوم الجديد والخاص باحتجاز الكربون واستخدامه "CCU"، وعملت على تقسيم استخدام غاز ثاني أكسيد الكربون إلى فئتين رئيسيتين، شملت الأولى استخدامه مباشرة دون تحويله في عمليات الاستخلاص المعزز للنفط والغاز، مما جعل عملية الإنتاج أكثر جدوى من الناحية التجارية. بينما شمل الاستخدام الثاني إجراء بعض العمليات التحويلية مثل: إضافة مجموعة الكربوكسيل لإنتاج الأحماض الكربوكسيلية، أو بالاختزال لإنتاج منتجات كيماوية ذات قيمة إضافية أعلى مثل الأمونيا، واليوريا، والكحولات، والميثانول، والوقود الاصطناعي. ومازال هناك العديد من التقنيات في نطاق التطوير المستمر.

في حقيقة الأمر تعد بعض من المشاريع التحويلية غير ذات جدوى اقتصادية إلى حد ما في الوقت الحالي، نظراً للطبيعة الخاملة لغاز ثاني أكسيد الكربون، والتي يلزم معها استخدام طرق كثيفة الاستخدام للطاقة، بالإضافة إلى استخدام عوامل حفازة فائقة الأداء لإتمام عملية التحويل. لذلك يجب أن يؤخذ في الاعتبار تكلفة استخدام الطاقة عند النظر في الجدوى الاقتصادية للعملية الإنتاجية والمنتج النهائي. إلا أنه من المتوقع زيادة الاهتمام باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون في مجال إنتاج المواد الكيماوية والبوليمرات، خاصة مع استمرار تطوير طرق تحويل جديدة أكثر فاعلية، وأيضاً تطوير العوامل الحفازة المناسبة، ومع استمرار انخفاض تكلفة إنتاج الطاقة الكهربائية من المصادر المتجددة.

إلا أن هناك عدد من التحديات التي تواجه مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون، وأهمها ارتفاع التكلفة الاستثمارية وصعوبة الحصول على التمويل اللازم في الوقت المناسب. فنجد أن الاستثمارات العالمية في مجال الطاقة النظيفة خلال العشر سنوات الأخيرة بلغت حوالي 2.5 تريليون دولار أمريكي، منها حوالي 1.8 تريليون دولار أمريكي تم استثمارها في تقنيات طاقة الرياح والطاقة الشمسية، وكان هذا النشاط الاستثماري مدفوعاً بدعم قوي ومستدام للسياسات. في حين بلغ إجمالي الاستثمار في احتجاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه خلال نفس الفترة الزمنية، حوالي 20 مليار دولار أمريكي، وذلك وفقاً لبيانات وكالة الطاقة الدولية. مما يشير إلى محدودية الفرص الحالية للاستثمار التجاري في مشروعات احتجاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه، أو قد يعني ذلك أن السياسات والبرامج التي تم تنفيذها في مثل هذه المشروعات، كانت محدودة أو لم تكن ناجحة مقارنة بما تم تطبيقه في مشروعات إنتاج الطاقة النظيفة.

1.2. مصادر انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في صناعة البتروكيماويات

تستهلك القطاعات الصناعية حوالي 50 % من إجمالي الطلب العالمي على الطاقة كمواد خام أولية أو كوقود للعمليات الصناعية، والإنتاج. وتنتج غاز ثاني أكسيد الكربون، وغازات أخرى. ويقدر حجم استهلاك صناعة الكيماويات والبتروكيماويات من إجمالي استهلاك قطاع الصناعة العالمي من الطاقة حوالي 30%، في حين تنتج نحو 16 % من إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون الناتجة عن القطاع الصناعي (1).

تحتوي مجمعات إنتاج البتروكيماويات الصناعية الكبرى، على عدد من المصادر الرئيسية للانبعاثات "مداخن الأفران" المتفرقة والمنتشرة داخل وحداتها الإنتاجية المختلفة، وعادة لا تنتج من مصدر واحد فقط، وهو ما يمثل تحدياً تقنياً إضافياً فيما يتعلق بدمج أنظمة تجميع الغازات في مجمع صناعي مزدحم بالفعل بمختلف المعدات

الصناعية، مما يسهم في زيادة تكاليف إضافة وحدات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون (27).

وتنتج انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في قطاع البتروكيماويات من مصدرين رئيسيين، أولهما نتيجة حرق الوقود لتوليد الحرارة، سواء بشكل مباشر، أو لإنتاج البخار في الموقع، ويتسبب ذلك في إطلاق نحو 1.3 غيغا طن ثاني أكسيد الكربون، ما يعادل 85% (65). أما المصدر الثاني فينتج من بعض العمليات الصناعية لتعديل نسبة الكربون في المنتج النهائي (إنتاج الأمونيا على سبيل المثال)، وتقدر كمياته بنحو 0.2 غيغا طن غاز ثاني أكسيد الكربون، أو ما يعادل 15%.

هذا وتمثل نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون الناتجة عن إنتاج المواد الكيميائية الأولية (الأمونيا، والبتروكيماويات عالية القيمة*، والميثانول) حوالي 60% من إجمالي الانبعاثات من إنتاج البتروكيماويات (64). وتعد الأمونيا أكبر مصدر منفرد من بين المنتجات الكيميائية الأولية لإنتاج غاز ثاني أكسيد الكربون حول العالم، حيث تسهم بنسبة 49% من إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، ويعزى هذا الارتفاع نتيجة اختلاف نسبة المحتوى الكربوني بين المادة الخام الأولية المستخدمة ونسبته في المنتج النهائي، فنجد أن إنتاج طن من الأمونيا (والذي يمثل فيه محتوى الكربون صفر%) يحتاج إلى استخدام حوالي 0.4 طن من المادة الخام الأولية المستخدمة من غاز الميثان (والذي يمثل فيه محتوى الكربون 75%)، ما يعني أن كمية انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون الناتجة عن إنتاج طن واحد من الأمونيا تبلغ حوالي 1.1 طن. ثم تأتي البتروكيماويات عالية القيمة في المرتبة الثانية من حيث إنتاج غاز ثاني أكسيد الكربون بنسبة حوالي 27%، ثم إنتاج الميثانول يأتي في المرتبة الثالثة بنسبة تبلغ حوالي 24% (64).

* الإيثيلين، والبروبيلين، والبنزين العطري، والزايلين، وخليط الزايلين.

وتعتمد كذلك كمية انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون على نوع المادة الخام الأولية المستخدمة في العمليات الصناعية، فنجد مثلاً أن كمية الانبعاثات الناتجة عن استخدام الفحم كمادة خام أولية لإنتاج الأمونيا، والميثانول أعلى بنحو مرتين ونصف، وخمس مرات تقريباً على التوالي، مقارنة بإنتاجهما من الغاز الطبيعي.

كما تعتمد كمية انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون على الطاقات الإنتاجية الإجمالية لمنتجات الكيماويات، فنجد أن دول منطقة آسيا والمحيط الهادئ هي الأعلى، خاصة الصين، والتي تستخدم الفحم كمادة خام أولية بشكل كبير في الإنتاج. بينما نجد دول منطقة الشرق الأوسط، وخاصة منطقة دول الخليج العربي تظهر نسب أقل من انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون لكونها تستخدم مواد أولية أخف كالغاز الطبيعي، والمشتقات البترولية السائلة الخفيفة.

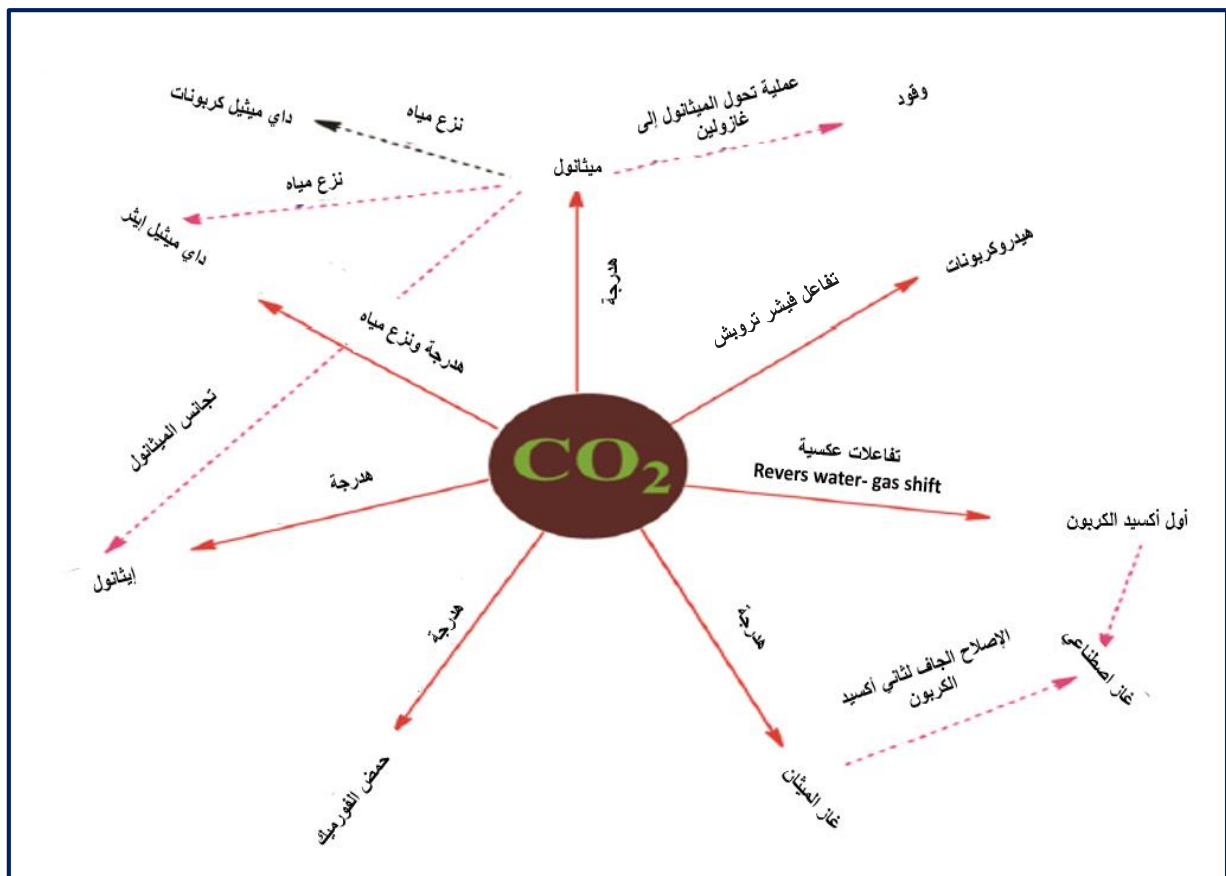
2.2. استخدام غاز ثاني أكسيد الكربون في تعزيز إنتاج البتروكيماويات

يهيمن إنتاج بعض الكيماويات على استخدام غاز ثاني أكسيد الكربون كمادة خام أولية خاصة في إنتاج كل من الأمونيا، واليوريا، وهي طرق معروفة جيداً ومطبقة تجارياً، وتم تسويقها بنجاح. بالإضافة إلى إنتاج الإيثيلين بمختلف درجاته، وأكسيد الإيثيلين، وحمض النيتريك، وحمض السكسينك "Succinic Acid"، وحمض الأديبيك "Adipic Acid"، وحمض الساليسيليك "Salicylic Acid"، والكربونات الحلقية "Cyclic Carbonates"، والبولي كربونات، والكابرولاكتام "Caprolactam" المستخدم في إنتاج البلاستيك، والأسمدة، والألياف الاصطناعية (91،32).

يمكن هدرجة غاز ثاني أكسيد الكربون لإنتاج منتجات مختلفة من الهيدروكربونات أحادية الكربون C_1 ، ومنتجات ذات السلاسل الهيدروكربونية الأطول، اعتماداً على ظروف التفاعل المطبقة. وتعتبر الهدرجة من بين الطرق المستخدمة لإنتاج الوقود

الاصطناعي، والغاز الاصطناعي "Syngas"، وإنتاج الميثانول (MeOH) ⁽⁹⁰⁾. يبين الشكل (20) بعض استخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون في إنتاج بعض أنواع الوقود وإضافات الوقود.

الشكل (20): بعض استخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون في إنتاج بعض أنواع الوقود وإضافات الوقود



المصدر (90).

وفي الآونة الأخيرة، تمكنت مجموعة من الباحثين في جامعة كاليفورنيا في لوس أنجلوس من اكتشاف طريقة جديدة يتم فيها استخدام بعض أنواع من الكائنات الحية الدقيقة المعدلة وراثياً لتحويل غاز ثاني أكسيد الكربون إلى وقود "الأيزوبيوتانول، و3-ميثيل 1-بيوتانول" ⁽⁹⁰⁾. كما تمكنت بعض الشركات من تطوير عمليات تحفيز بيولوجية

لتحويل غاز ثاني أكسيد الكربون إلى هيدروكربونات مثل غاز الميثان، وغاز الإيثان، وغاز البروبان.

1.2.2. إنتاج اليوريا

تعد تقنية إنتاج اليوريا من التقنيات الراسخة والقابلة للتطبيق، وهي من أكبر المسارات المستخدمة على النطاق التجاري في الوقت الحالي لاستغلال غاز ثاني أكسيد الكربون في صناعة البتروكيماويات⁽⁶⁰⁾. يبين الجدول (3) نماذج لبعض المنشآت التجارية لاحتجاز الكربون واستخدامه لإنتاج اليوريا.⁽⁶²⁾

الجدول (3): نماذج لبعض المنشآت التجارية لاحتجاز الكربون واستخدامه لإنتاج اليوريا

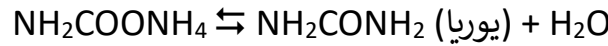
الكمية المحتجزة (ثاني أكسيد الكربون طن/يوم)	الدولة	تاريخ التشغيل
210	ماليزيا	1999
450	الهند	2006
450	الهند	2006
450	الهند	2009
450	البحرين	2009
400	الإمارات	2010
240	فيتنام	2010
340	باكستان	2011
450	الهند	2012
132	إيران	2013

المصدر: CO2 Utilization via Integration of an Industrial Post-Combustion Capture Process with a Urea Plant: Process Modelling and Sensitivity Analysis, 2020

يتم إنتاج اليوريا باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون عن طريق تفاعل كيميائي يتم على مرحلتين: يتم في المرحلة الأولى تفاعل التكثيف "Condensation Reaction"، بين كل من غاز الأمونيا (النشادر)، وغاز ثاني أكسيد الكربون لتكوين مادة الأمونيوم كربامات Ammonium Carbamate، وهو تفاعل ناشر للحرارة طبقاً للمعادلة التالية:

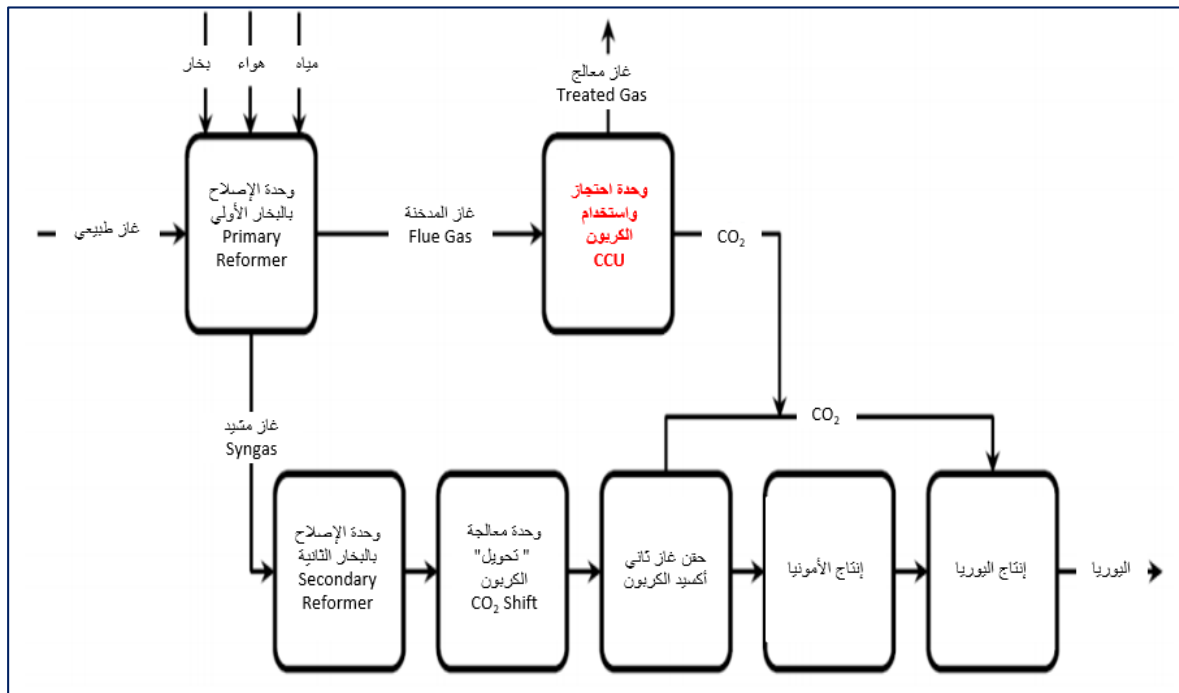


ثم يتم في المرحلة الثانية، نزع للمياه Dehydration Reaction، وفيها يفقد جزئ الكربامات جزئ ماء ليتحول إلى جزئ يوريا، وهو تفاعل ماص للحرارة طبقاً للمعادلة التالية:



تتم عملية إنتاج اليوريا تفصيلياً بهذه الطريقة من خلال خمس خطوات إنتاجية مختلفة، كما هو مبين في الشكل (21) (62).

الشكل (21): مخطط تعزيز إنتاج اليوريا باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: CO₂ Utilization via Integration of an Industrial Post-Combustion Capture Process with a Urea Plant: Process Modelling and Sensitivity Analysis, 2020.

1.1.2.2. مرحلة التصنيع "Synthesis Stage"

يتم فيها التفاعل بين غازي الأمونيا وثاني أكسيد الكربون لتكوين مركب أمونيوم كربامات، وهو تفاعل ناشر للحرارة. ولكي يستمر التفاعل يتم سحب الحرارة من التفاعل عن طريق إنتاج بخار منخفض، كما يستخدم مفاعل "Reactor"، رأسي أسطواناني الشكل يحتوي على عدد من الصواني المثقبة "Perforated plates"، لتسمح بمرور الغازات من

خلال هذه الثقوب، ومرور السائل من خلال الجدار والصينية. يبدأ التفاعل لإنتاج اليوريا، ثم تخرج اليوريا من المفاعل بتركيز 35 %، لتتوجه إلى النازع Stripper، لرفع تركيز اليوريا إلى 57 %.

2.1.2.2. مرحلة إعادة التدوير والتفكيك "Recycle and Decomposition"

بعد خروج محلول اليوريا من جهاز النازع "Stripper" بتركيز 57 % يتم ضخه إلى جهاز عمود التصحيح "Rectifying Column" لرفع تركيز محلول اليوريا إلى 72 %. بينما يتم إعادة توجيه الغازات المنفصلة إلى مكثف ذو ضغط منخفض "L.P.C.C" لإعادة تكثيفها وتحويلها إلى " الأمونيوم كربامات المخففة".

3.1.2.2. مرحلة التبخير "Evaporation Stage"

يتم في هذه المرحلة رفع تركيز محلول اليوريا من حوالي 72 % إلى 96 %.

4.1.2.2. مرحلة الامتزاز والتحلل المائي Desorption and Hydrolyzation Stage

يتم في هذه المرحلة فصل غاز الأمونيا بالامتزاز Desorption من محلول الماء المحتوي على تركيزات منخفضة من الأمونيا تصل إلى حوالي 5 %، باستخدام البخار ذو الضغط المنخفض. وتتم هذه العملية في أجهزة الامتزاز " أو ما يطلق عليها " Desorber، وتتكون من عمودين منفصلين يحتوي كل عمود على عدد من الصواني المثقبة. ثم يلي ذلك دفعها إلى جهاز المكثف الراجع " Reflex Condenser " لتكثيفها وإدخالها في عمليات التشغيل مرة أخرى. تعمل أجهزة التحلل المائي " Hydrolyzer"، بنفس فكرة عمل المفاعل ولكنها عكسية حيث يتم فيه عملية تحلل لليوريا بواسطة المياه إلى مكوناتها الأولية من غاز أمونيا، و ثاني أكسيد الكربون وتخرج هذه الغازات إلى المكثف الراجع للاستفادة منها مرة أخرى.

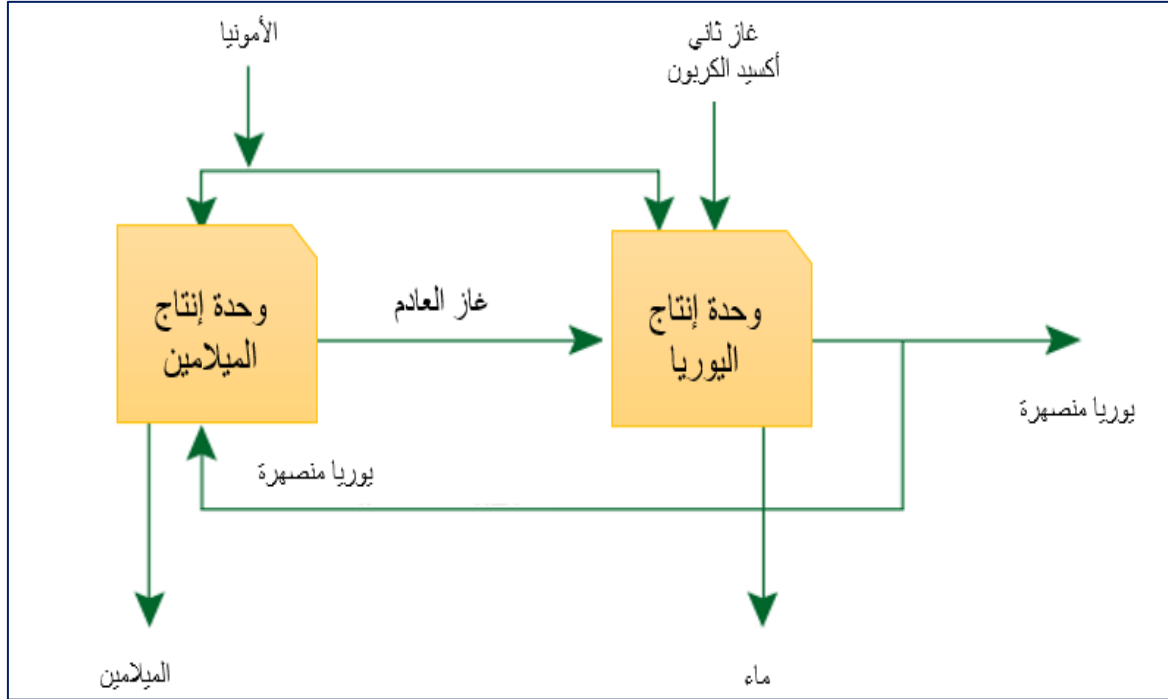
5.1.2.2. مرحلة التحبيب "Granulation Stage"

يتم فيها حقن محلول اليوريا السائل بتركيز 96% إلى أجهزة التحبيب "Granulator" حيث يتم تكوين حبيبة اليوريا بالحجم المطلوب، ثم تضاف اليوريا فورمالدهيد "Urea Formaldehyde"، والتي تعطي خاصية عدم التحجر للأسمدة. ومنها إلى وحدة التعبئة والتخزين.

تعد شركة كرمانشاه "Kermanshah" للصناعات البتروكيماوية في إيران، أحد أمثلة الشركات المنتجة للأسمدة والكيماويات الزراعية، والتي لجأت إلى تركيب وحدة لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من وحدة الإصلاح الأولى في وحدة الأمونيا، بسعة 132 طن يومياً. بدأ تشغيل المشروع في بداية عام 2013، وقد مكنت هذه التقنية الشركة من خفض انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون بكميات بلغت أكثر من 40 ألف طن سنوياً، وقدر الوفرة في استهلاك الغاز الطبيعي المستخدم في الإنتاج بحوالي 21.1 مليون م³ سنوياً⁽⁶²⁾، مما أدى إلى تعزيز الطاقة الإنتاجية لليوريا بنسبة 5% سنوياً، دون أي استثمارات إضافية، ماعدا الاستثمارات الرأسمالية التي استخدمت في إضافة وحدة احتجاز الكربون.

2.2.2. إنتاج الميلامين

يمكن تعزيز إنتاج الميلامين، وذلك بالتكامل مع وحدات إنتاج كل من الأمونيا واليوريا (المنتجة من غاز ثاني أكسيد الكربون)، والتي تعد من المواد الخام الأولية الأساسية لإنتاجه، خاصة وأن أبخرة العادم الناتجة عن وحدات إنتاج الميلامين تحتوي على كميات من الأمونيا، وثاني أكسيد الكربون، والماء. والتي يمكن استرجاعها مرة أخرى ليتم استخدامها في إنتاج اليوريا والميلامين من خلال حلقة مغلقة، كما هو مبين في الشكل (22).

الشكل (22): مخطط تكامل صناعتي اليوريا والميلامين

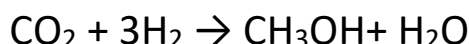
المصدر: - <https://www.saipem.com/sites/default/files/2019->

3.2.2. تحويل غاز ثاني أكسيد الكربون الى الميثانول ومشتقاته

وُصف الميثانول في كثير من المراجع منذ أواخر الثمانينيات، بأنه "وقود المستقبل" الصديق للبيئة لكن استخداماته في قطاع النقل لا يزال محدودًا. وينتج الميثانول عادةً بالطرق التقليدية من الغاز الاصطناعي (خليط الهيدروجين H_2 ، أول أكسيد الكربون CO ، وثاني أكسيد الكربون CO_2) المنتج من مصادر أحفورية، ومحفزات قائمة على النحاس وأكسيد الزنك Cu / ZnO .

هذا وقد أجريت عدة محاولات أولية سابقة في عشرينيات القرن الماضي لإنتاج الميثانول باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج من عمليات التخمر، وكانت المحفزات المستخدمة في ذلك الوقت مماثلة لتلك التي يتم تسويقها حالياً لإنتاج الميثانول من الغاز

الاصطناعي*. وقد أثارت الاهتمام مؤخراً إمكانية إنتاجه من غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز (94). حيث يمكن إنتاج الميثانول من غاز ثاني أكسيد الكربون والهيدروجين، طبقاً للمعادلة التالية:



وبهذه الطريقة المبتكرة يمكن تحويل نحو 79% من غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز إلى ميثانول، ويكون الميثانول المنتج في البداية ممتزجاً بنسبة من المياه، والتي يمكن فصلها بسهولة من خلال عمليات التقطير التقليدية (89).

إن عمليات إنتاج الميثانول من غاز ثاني أكسيد الكربون والهيدروجين، تحتاج إلى استخدام محفزات ذات أداء أكثر فعالية من حيث النشاط والاستقرار والانتقائية. ويعد تحقيق ميزة الانتقائية العالية للعوامل الحفازة أمراً صعباً، نظراً لإمكانية تكوين منتجات ثانوية أخرى غير الميثانول، مثل الهيدروكربونات، والكحولات الأعلى، بالإضافة إلى تفاعلات التحول العكسية للماء المتكون والغاز Reverse Water-Gas Shift Reaction، طبقاً للمعادلة التالية (93).



ويُعد إيجاد محفز متجانس، أحد العوامل الأساسية اللازمة لتسريع التفاعلات الكيميائية وزيادة سرعتها في تحويل غاز ثاني أكسيد الكربون إلى ميثانول. ولكن أحد أهم تحديات هذه الطريقة، هو أن هذه التفاعلات تتطلب درجات حرارة مرتفعة (حوالي 1500°م)، مما يتسبب في زيادة معدلات تحلل العوامل الحفازة المستخدمة. على الرغم

* ينتج الميثانول التقليدي بشكل مباشر من الغاز الاصطناعي، وباستخدام مجموعة متنوعة من محفزات الأكسيد، وخاصة أكاسيد الزنك، والكروميوم $\text{Cr}_2\text{O}_3\text{-ZnO}$ ، طبقاً للمعادلة التالية: $\text{CO}_2 + 2\text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_3\text{OH}$

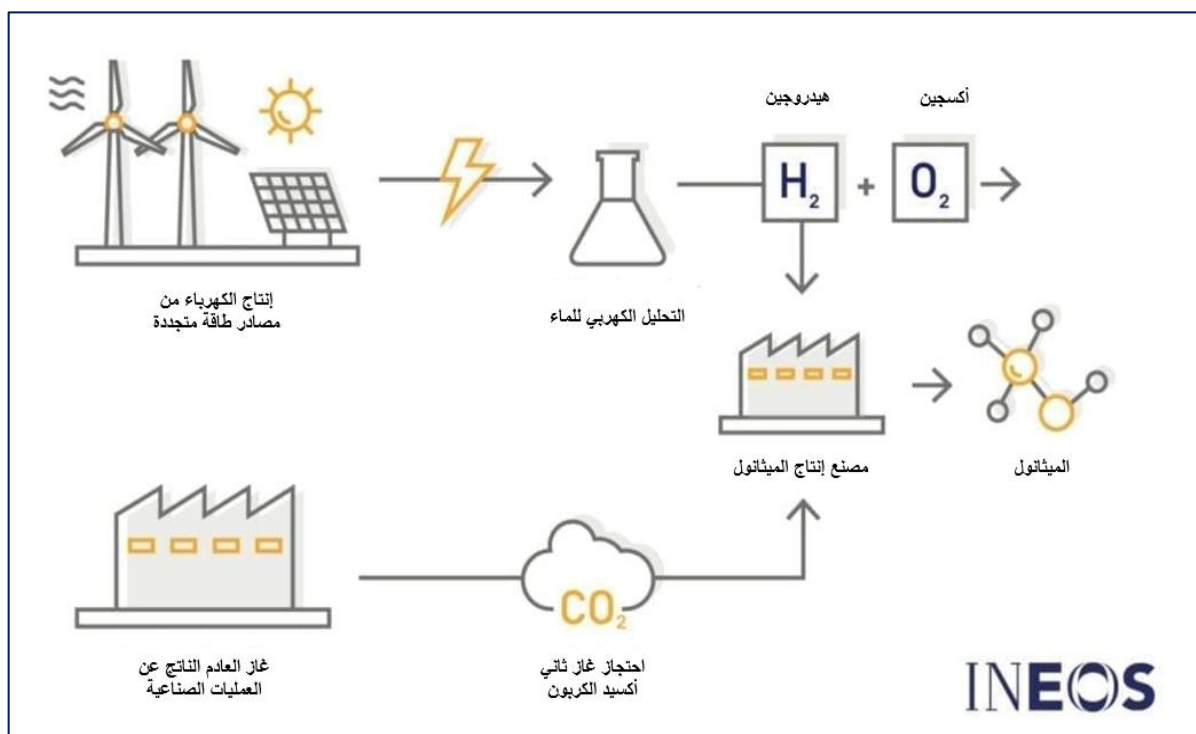
من أن هناك مجموعة كبيرة من المحفزات ذات الأساس المعدني يمكن استخدامها في الهدرجة الحفزية لثاني أكسيد الكربون لإنتاج الميثانول، إلا أن المحفزات القائمة على معدن النحاس تعد الأكثر كفاءة، وعلى وجه الخصوص محفزات النحاس وأكسيد الزنك Cu / ZnO.

ومن جانب آخر تمت دراسة إضافة مكونات أخرى لتطوير إنتاج محفزات جديدة، متعددة المكونات، وعالية الأداء، تعتمد على مركبات واكسيد معادن النحاس، والزنك، والألومينيوم، والزركونيوم Cu / ZnO / ZrO₂ / Al₂O₃، ويتم تحضيرها عن طريق الترسيب باستخدام نترات المعادن، وكربونات الصوديوم. وقد أظهر العامل الحفاز المصنع من مركب أكسيد الزنك ZnO سلوكاً حرارياً متميزاً، كما تميز بانخفاض التسمم بشوائب غاز التغذية مثل الكبريتيدات والكلوريدات مقارنة بمعدن النحاس (93).

تمكن كذلك عدد من الباحثين من تطوير عامل حفاز جديد بالاعتماد على فلز الروثينيوم (Ru)، والذي يتميز بالاستقرار الحراري في درجات الحرارة المرتفعة، كما يتميز بإمكانية إعادة استخدامه عدة مرات للإنتاج المستمر للميثانول.

كما أعلنت مجموعة من الشركاء من القطاعين العام والخاص في بلجيكا عن أول مشروع تجريبي، أطلق عليه اسم North-C-Methanol، لإنتاج حوالي 44 ألف طن سنوياً من الميثانول الأخضر، وباستثمارات بلغت حوالي 140 مليون يورو. يتضمن المشروع مصنعين تجريبيين، المصنع الأول وهو قيد الإنشاء يحتوي على محلل كهربائي بقدرة 65 ميغاوات، لتحليل الماء إلى هيدروجين أخضر، وأكسجين أخضر باستخدام طاقة الرياح. بالإضافة إلى وحدة لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من الشركات الصناعية الكبرى الواقعة في شبه جزيرة رودنهويز "Rodenhuijze peninsula"، ضمن مفهوم الاقتصاد الدائري. بينما المصنع الثاني يُعنى بإنتاج الميثانول من الهيدروجين الأخضر، وغاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز (96). يبين الشكل (23) مخطط إنتاج الميثانول الأخضر.

الشكل (23): مخطط إنتاج الميثانول الأخضر



بلغت الطاقة الإنتاجية العالمية للميثانول حوالي 150 مليون طن في عام 2020، ووصل الطلب العالمي على الميثانول في نفس العام إلى ما يقرب من 98 مليون طن سنوياً (95). وللميثانول جاذبية خاصة نظراً لتعدد استخداماته، يبين الشكل (24) بعض استخدامات الميثانول

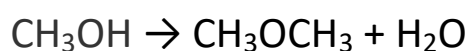
الشكل (24): بعض استخدامات الميثانول

المصدر: <https://www.gpic.com/Ar/products/Methanol/>

هناك زيادة في تطبيقات الميثانول في عدد من الدول، بمزجه مع الوقود (الغازولين، أو/والديزل)، بنسب محددة أو استخدامه كبديل للغازولين، وبشكل خاص في سيارات الأجرة والنقل العام مثل الحافلات، وأيضاً للسيارات الخاصة، وإن كان على نحو اقل. كما يعد الميثانول بديل واعد للوقود البحري للسفن من المصادر الأحفورية. ويمكن أن يساعد القطاع البحري على تلبية متطلبات التشريعات الخاصة بخفض الانبعاثات المستقبلية دون الحاجة إلى استثمارات ضخمة من قبل مالكي السفن، خاصة مع قيام المنظمة البحرية الدولية بوضع هدف لخفض الانبعاثات بنسبة 50٪ لعام 2050، مقارنة بعام 2008⁽⁹⁴⁾. ويعد وقود نظيف منخفض التكلفة ويسهم بشكل كبير في خفض انبعاثات أكاسيد الكبريت، وأكاسيد النيتروجين، والجسيمات الدقيقة، والكربون.

يستخدم الميثانول كذلك لإنتاج بعض الإضافات الخاصة بالوقود، والمستخدمة لتحسين خواص ورفع رقم الأوكتان للغازولين مثل: ميثيل ثلاثي البيوتيل إيثر (MTBE)، وميثيل ثلاثي الأميل إيثر (TAME).

كما يستخدم في إنتاج غاز ثنائي الميثيل إيثر (DME) عن طريق تجفيف الميثانول، طبقاً للمعادلة التالية (93).



وهو غاز يشبه غاز البترول المسال (LPG)، ليتم خلطة مع غاز البترول المسال بنسب محددة لتوليد الطاقة (87). أو استخدامه كوقود للمحركات، أو من المتوقع أن يكون بديلاً للتطبيق في خلايا الوقود.

4.2.2. إنتاج البوليمرات المتصلدة بالحرارة Thermoset Plastic

يمكن إنتاج مجموعة متنوعة من البوليمرات المتصلدة بالحرارة، مثل راتنجات اليوريا فورمالدهيد (UF) وراتنجات الميلامين فورمالدهيد (MF)، والتي يعتمد إنتاجها على كل من اليوريا التي تم إنتاجها مباشرة من تفاعل غاز ثاني أكسيد الكربون مع الأمونيا، وأيضاً على الفورمالدهيد، الذي تم الحصول عليه من الميثانول المشتق من ثاني أكسيد الكربون. وبالمثل، فإن مكونات راتنجات الميلامين فورمالدهيد "MF" هي الميلامين، التي يمكن الحصول عليها من اليوريا، والفورمالدهيد (68).

بالإضافة إلى إمكانية إنتاج بعض اللدائن الهندسية، مثل البولي (أوكسي ميثيلين) Polyoxymethylene (POM)، أو البولي (ميثيل ميثاإكريلات) Poly Methyl Methacrylate (PMMA)، والتي تنتج من غاز ثاني أكسيد الكربون عبر حمض الفورميك، وكذلك من البولي ميثيل ميثاإكريلات المنتج من الميثيل إكريلات الذي تم الحصول عليه

من الميثانول المستمد من غاز ثاني أكسيد الكربون. يبين **الجدول (4)** أمثلة بعض الشركات المنتجة للبوليمرات القائمة على ثاني أكسيد الكربون واستخداماتها الرئيسية (68).

الجدول (4): أمثلة بعض الشركات المنتجة للبوليمرات القائمة على ثاني أكسيد الكربون واستخداماتها الرئيسية

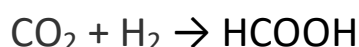
الشركة	نوع البوليمر	الاستخدامات
أساهي كاسي أدفانس كوربوشن Asahi Kasei Advance Corporation	• بولي كربونات	تصنيع اغطية الإضاءة. حاويات الهواتف الجواله. إنارة السيارات
كارديا بيو بلاستيك Cardia bioplastics	• مزيج البولي (كربونات البروبيلين) مع النشا. Poly (propylene carbonate) blend with starch	الحقائب المحمولة
كوفيسسترو إيه جي Covestro AG	• متعدد مجموعات الهيدروكسيل لرغوة البولي يورثان. Polyols for poly(urethane) foam	صناعة الأثاث. المراتب
شركة إمباور ماتيريلز Empower Materials Inc	• بولي (كربونات الإيثيلين)، • بولي (كربونات البروبيلين)، • بولي (كربونات البروبيلين / سيكلوهكسين)، • بولي (كربونات سيكلوهكسين)	مواد رابطة "Binder"
شركة جيانغسو تشونغكي - جينلونج كاس كيميكايل Jiangsu Zhongke Jinlong-cas Chemical Co., Ltd	• بولي (كربونات البروبيلين) المستخدمة لإنتاج اللدائن الحرارية لمنتجات البولي يورثان	التعبئة والتغليف الصناعي. المواد اللاصقة. اللدائن الهندسية
شركة نوفومر / أرامكو السعودية Novomer Inc. /Saudi Aramco Materials	• متعدد الكحوليات للبولي يورثان Polyols for poly(urethane)	الطلاءات. المواد اللاصقة. مانعات التسرب. المواد الرابطة
إس كي إنوفاشن SK Innovation Co., Ltd	• بوليولات (إنتاج البولي يورثان) Polyols for poly(urethane)	مواد لاصقة عبوات أحبار دهانات مواد عازلة مواد ممتصة للصدمات.

المصدر: Carbon dioxide-based polymers: Turning carbon emissions into plastic

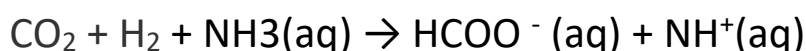
5.2.2. إنتاج حمض الفورميك HCOOH

ينتج حمض الفورميك بهدرجة غاز ثاني أكسيد الكربون، ويعتبر حمض الفورميك منتجاً قيماً، وله العديد من التطبيقات. حيث يستخدم حمض الفورميك كمادة لتخزين الهيدروجين، ومناسبة لتطبيقات خلايا الوقود. ومن جانب آخر ينتج عن تحليل حمض الفورميك كل من الهيدروجين، وغاز ثاني أكسيد الكربون فقط، ولا ينتج عنه أول أكسيد الكربون. لذا فسيكون من السهل إعادة تدوير غاز ثاني أكسيد الكربون المنتج عن طريق الهدرجة.

تعد طرق الهدرجة المعتمدة على الديناميكا الحرارية "Thermodynamically" غير مستحبة، لكون التفاعل ناشر للحرارة* (93) كما هو مبين في المعادلة الكيميائية التالية:



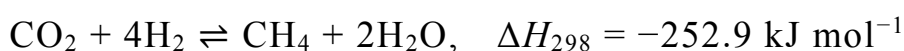
ولذا يفضل إتمام عمليات الهدرجة في الوسط المائي "Aqueous Medium"، في ظروف من الضغوط المرتفعة لغاز ثاني أكسيد الكربون، والهيدروجين باستخدام مواد حفازة معدنية عضوية، تعتمد على معدن الروديوم "Rhodium"، والروثينيوم "Ruthenium"، والإيريديوم "Iridium"، حيث تم بنجاح الحصول على معدلات هدرجة مرتفعة.



* Challenges in the Greener Production of Formates/Formic Acid, Methanol, and DME by Heterogeneously Catalyzed CO₂ Hydrogenation Processes

6.2.2. إنتاج غاز الميثان CH_4

ينتج غاز الميثان بالهدرجة الحفزية لغاز ثاني أكسيد الكربون، ويعد هذا التفاعل من التفاعلات المفضلة في سلسلة تفاعلات هدرجة غاز ثاني أكسيد الكربون التي تنتج الهيدروكربونات والكحول. وهو تفاعل ناشر للحرارة، كما هو مبين في المعادلة الكيميائية التالية:



تعتبر عملية إزالة الحرارة من التفاعل مسألة مهمة لإتمام عملة الإنتاج. ويلزم كذلك استخدام عوامل حفازة عالية الأداء ذات خواص انتقائية، وتعد المحفزات المعتمدة على معدن النيكل هي الأكثر انتشاراً لإنتاج غاز الميثان من غاز ثاني أكسيد الكربون (92).

7.2.2. إنتاج الهيدروكربونات الأعلى Higher Hydrocarbon

تستخدم بعض الطرق غير المباشرة لإنتاج الهيدروكربونات الأعلى، مثل طريقة "فيشر تروبش" (Fischer-Tropsch (FT)، لإنتاج الميثانول، والذي يستخدم كمادة خام أولية لإنتاج الهيدروكربونات الأعلى (الغازولين).

8.2.2. إنتاج البلاستيك الحيوي من غاز ثاني أكسيد الكربون

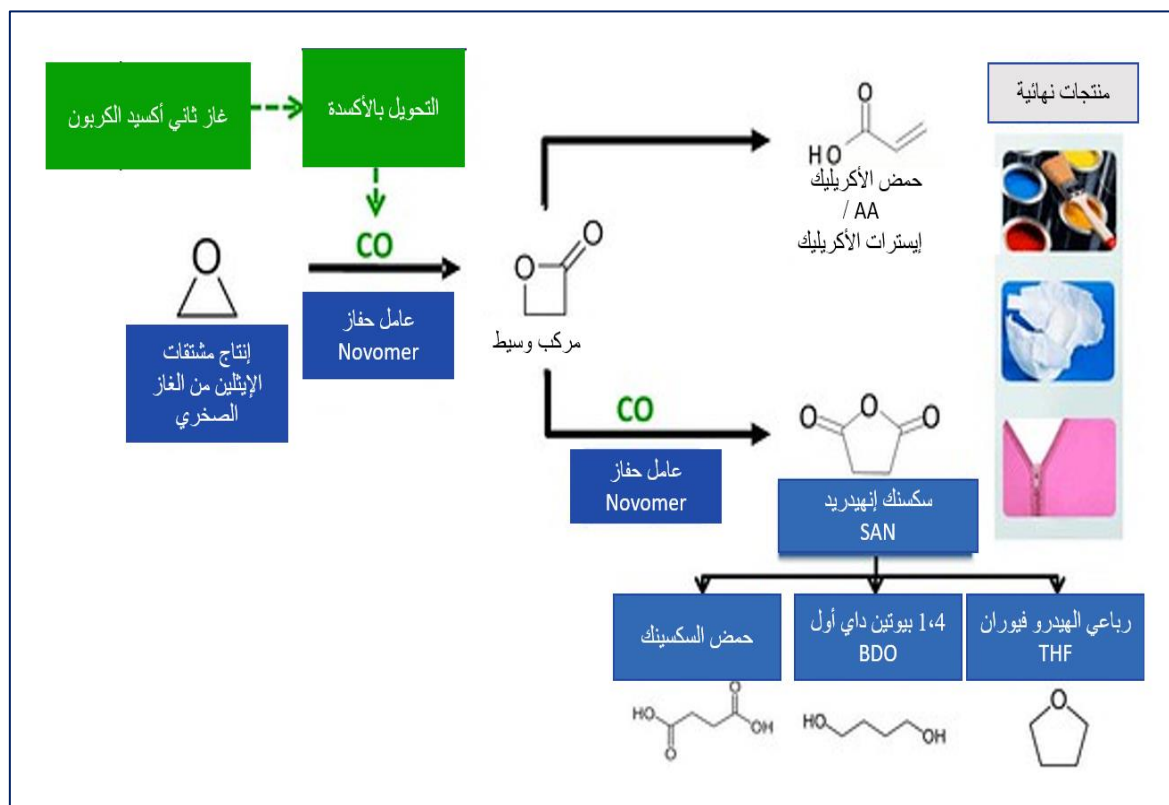
يقوم الباحثون في "مركز تحفيز تفاعلات ثاني أكسيد الكربون" التابع لجامعة ميونخ التقنية بدراسة إمكانية إنتاج البولي بروبيلين الحيوي من غاز ثاني أكسيد الكربون، واكتشف الباحثون العامل الحفاز المساعد على تسريع التفاعلات الكيميائية، والتي يمكن من خلالها التحكم في جزيئات غاز ثاني أكسيد الكربون، والتحكم في خواص مادة البولي بروبيلين الجديدة، وتغيرها حسب المواصفات المطلوبة لتكون شفافة، أو داكنة، أو مرنة، أو صلبة، وتتميز بقابليتها للتحلل. ويأمل العلماء خلال السنوات القليلة القادمة من

التمكن من استخدام غاز ثاني أكسيد الكربون بنسبة أعلى من 50 % كمادة خام أولية لتعزيز إنتاج البولي بروبيلين، واستخدامه في كافة التطبيقات التقليدية للبولي بروبيلين.

وفي هذا الصدد نجحت شركة نوفومير "Novomer"، في عام 2021، في الولايات المتحدة في إنتاج حوالي 14 كيلو جرام من متراكبات * "Composite" البلاستيك الحيوي على النطاق التجريبي، أطلق عليه اسم "رينوفو" Rinnivo، اعتماداً على احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، وتحويله إلى أول أكسيد الكربون ليتفاعل مع أكسيد الإيثيلين باستخدام تكنولوجيا تعتمد على عوامل حفازة خاصة، لها قدرة على الانتقائية العالية، لإنتاج اللاكتونات " وهي عبارة عن مركبات حلقة غير متجانسة، واستخدامها في إنتاج مواد كيميائية استهلاكية مثل حمض السكسينك، وكحولات البيوتان داي أول "Butanediol"، والتتراهيدروفيوران "THF"، كما هو مبين في الشكل (25).

* يُقصد بالمتراكبات أو المواد المتراكبة تلك الفئة من المواد الهندسية التي يتم إنتاجها عن طريق إضافة نسب وزنية أو حجمية معينة من مادة أو أكثر، تعرف بالمواد الداعمة Reinforcement Materials، إلى مادة الأساس المعروفة باسم مادة القالب Matrix.

الشكل (25): مخطط إنتاج البلاستيك القابل للتحلل البيولوجي من غاز ثاني أكسيد الكربون



كما نجحت التكنولوجيا الجديدة في إنتاج بعض أنواع من البلاستيك الحيوي الشفاف من البولي ستيرين، والبولي كربونات المستخدم في إنتاج الأقراص المدمجة وزجاج النظارات. وساهمت التكنولوجيا في خفض نسب استخدام المواد الخام الأولية من المصادر الأحفورية بنسبة 50%. وتهدف الشركة إلى تشجيع الشركات المصنعة الكبرى على إنتاج البوليمرات باستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون. يبين الشكل (26) المصنع التجريبي لإنتاج البلاستيك القابل للتحلل البيولوجي من غاز ثاني أكسيد الكربون. وتخطط الشركة لبناء منشأة تبلغ طاقتها الإنتاجية 80 ألف طن سنوياً بحلول عام 2022 (67).

**الشكل (26): المصنع التجريبي لإنتاج البلاستيك القابل للتحلل البيولوجي
من غاز ثاني أكسيد الكربون**

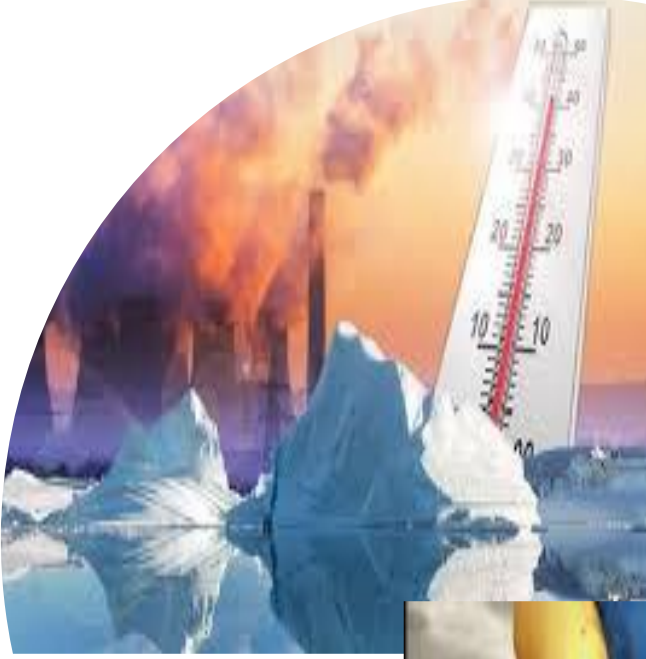


المصدر: Novomer Achieves Breakthrough in Development of Low-Cost Compostable Polymers

من جانب آخر نجحت عدد من الأبحاث الحديثة في تطوير وتصميم أجهزة لها القدرة على امتصاص غاز ثاني أكسيد الكربون من الغلاف الجوي، حيث يمرر الهواء عبر ألواح ماصة، يتم معالجتها كيميائياً في مراحل لاحقة لفصل غاز ثاني أكسيد الكربون منها وتحويله إلى الحالة السائلة، يمكن استخدامها كمادة خام أولية لإنتاج الغاز الاصطناعي اللازم لإنتاج المواد البلاستيكية، ووقود السيارات بأنواعه المختلفة.

(66)

الفصل الثالث



البحث الثاني

الجهود العربية في مجال الاستفادة
من غاز ثاني أكسيد الكربون

الفصل الثالث

الجهود العربية في مجال الاستفادة من غاز ثاني أكسيد الكربون

3. تمهيد

على الرغم من أن الدول العربية لا تتحمل سوى قدر بسيط من المسؤولية التاريخية تجاه ظاهرة التغير المناخي، إلا أنها تسعى لاتخاذ كل ما يمكن من الإجراءات، والتدابير التي يمكن أن تساعد على خفض نسب انبعاثاتها من غازات الدفيئة، وخاصة غاز ثاني أكسيد الكربون، ومنها تحسين كفاءة إنتاج واستخدام الطاقة بجميع أشكالها، واستخدام تقنيات الدورة المركبة لزيادة كفاءة إنتاج الطاقة الكهربائية، وزيادة الاعتماد على إنتاج الطاقة الكهربائية من المصادر المتجددة، والتحول نحو زيادة الاعتماد على استخدام الغاز الطبيعي كوقود بديلاً عن زيت الوقود الثقيل.

كما قامت الدول العربية بإنشاء العديد من المراكز والمعاهد البحثية الحكومية والخاصة، التي تشارك في عدد من المشروعات الخاصة باحتجاز واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون. فأنشأت **المملكة العربية السعودية** مركز الابتكار التكنولوجي في مدينة الملك عبد العزيز للعلوم والتقنية الذي يختص بأنشطة احتجاز الكربون. بينما تمتلك شركة "أرامكو" برنامجاً خاصاً للبحث والتطوير في مجال احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه. ويعمل مركز الطاقة في معهد **قطر** للبحوث البيئية والطاقة في مجال البحوث والتطوير والابتكار في تكنولوجيا احتجاز الكربون واستخداماته، ضمن رؤية دولة قطر لعام 2030 لتعظيم الاستفادة من مختلف أنواع النفايات الصناعية، وتسهم في تنويع مصادر الاقتصاد القومي للدولة.

كما حرصت عدد من الدول العربية على المشاركة في تنفيذ وتمويل أنشطة البحث العلمي والتطوير الدولية لمكافحة تغير المناخ، ولاسيما خفض نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون. حيث قدمت **المملكة العربية السعودية** منح بقيمة 300 مليون دولار

لتمويل عدد من البرامج في هذا المجال. كما خصصت كل من **دولة قطر** و**دولة الكويت**، و**دولة الإمارات العربية المتحدة** دعماً مالياً لأبحاث احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون وصلت لنحو 150 مليون دولار.

تتمتع بعض الدول العربية بالخبرات الفنية المناسبة في مجال تعزيز إنتاج النفط (EOR). فنجد ان **مملكة البحرين** حقنت حقل "المودود" بالغاز المصاحب في عام 1938، كما قامت دولة الكويت بحقن الغاز في عدد من المكامن في ثلاث حقول نفطية في مطلع الثمانينيات من القرن الماضي. لذلك فيمكن للدول العربية تعزيز استخلاص النفط بالاستفادة من حقن غاز ثاني أكسيد الكربون في الآبار بديلاً عن الغاز المصاحب أو استعمالهما بالتوازي، وذلك بالإسترشاد بالتجارب الحديثة الناجحة في كل من **المملكة العربية السعودية**، و**الإمارات العربية المتحدة** (44). ويمكن أيضاً تعميم الاستفادة من تلك التقنيات من خلال تعزيز فرص التعاون المشترك بين الدول العربية (97).

1.3. فرص تنمية مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية

تتعدد فرص تنمية مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية، نظراً لوجود المصادر الثابتة اللازمة لإنتاج غاز المداخن، المحتوي على غاز ثاني أكسيد الكربون، في محطات توليد الكهرباء التي تعمل بشكل رئيسي بالوقود الأحفوري، بالإضافة إلى وجود عدد من الصناعات الثقيلة كصناعات الحديد والصلب، والأسمدة المنتجة للكربون. وأصبحت كذلك تتميز عدد من الدول العربية بإمكانية إنتاج الهيدروجين الأزرق والذي يتجه العالم إلى زيادة الاعتماد عليه مستقبلاً كوقود نظيف، حيث أن إنتاجه أصبح يرتبط ارتباطاً وثيقاً بمشروعات احتجاز الكربون.

وفي هذا الصدد أفتتحت في عدد من دول العالم، وبعض الدول العربية مشاريع لإنتاج الهيدروجين الأزرق، ونجحت **المملكة العربية السعودية** في إنتاج وتصدير أول

شحنة في العالم من الأمونيا الزرقاء في عام 2020 إلى اليابان، اعتماداً على الهيدروجين الأزرق، وهناك عدد من المشروعات الأخرى المخطط لها في هذا المجال في عدد من الدول العربية.

كما تتميز معظم الدول العربية بوجود تشكيلات جيولوجية متاحة على نطاق واسع، بالإضافة إلى حقول النفط والغاز المستنفدة والمهجورة والتي تعد بمثابة مستودعات طبيعية ملائمة كمواقع للتخزين الآمن والمستدام لعدة عقود. كما تتواجد في بعض الدول العربية النواة اللازمة لتطوير البنية التحتية، وشبكات خطوط الأنابيب لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون، والتي يمكن تنميتها وتطويرها بين المواقع المختلفة ضمن النطاق الجغرافي الواحد.

2.3. إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية

لعل من المفيد تحديد مصادر غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية، وهو ما ينعكس إيجاباً في تنمية وتطوير مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون (43).

يقدر إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية بنحو 2,2 مليار طن مكافئ من غاز ثاني أكسيد الكربون، طبقاً لأحدث بيانات البنك الدولي لعام 2019، وهو ما يمثل حوالي 6.3 % من إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون العالمية. وتتفاوت بشكل كبير نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في الدول العربية ما بين كميات كبيرة نسبياً، وكميات ضئيلة، ويرجع ذلك إلى مستوى التقدم الصناعي والاجتماعي، والذي ينعكس بدوره على كميات حرق الوقود الأحفوري المستخدم في مختلف النشاطات الحياتية.

3.3. جهود الدول العربية في تعظيم الاستفادة من غاز ثاني أكسيد الكربون

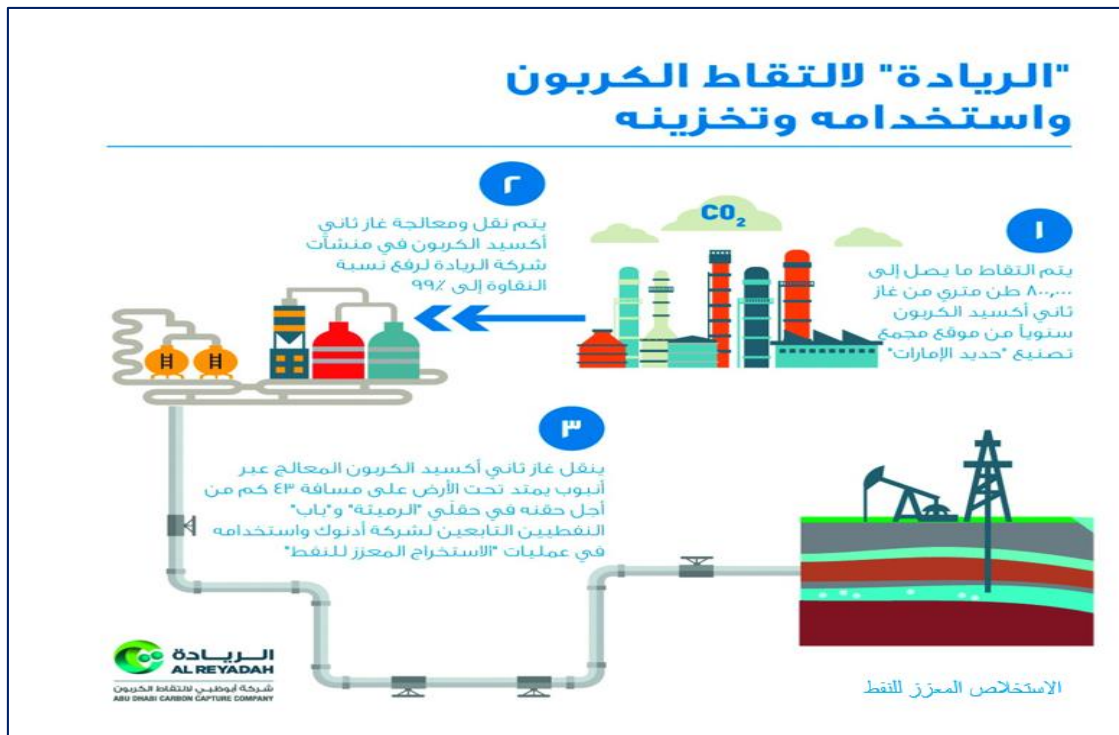
يمكن أن تلعب مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه وتخزينه دوراً هاماً في تنويع اقتصادات الدول العربية المنتجة للنفط والغاز، إذا ما تم تنظيمها بشكل جيد، ونجحت هذه الدول في وضع السياسات المناسبة والمشجعة لذلك. وقد تشهد السنوات القليلة القادمة انطلاقة غير مسبقة لبرامج احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه وتخزينه في عدد من الدول العربية، نظراً لامتلاكها خبرات في هذا المجال، خاصةً في الدول التي تتركز بها هذه المشروعات، مثل **دولة الإمارات العربية المتحدة، ومملكة البحرين، والجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية، ودولة قطر، والمملكة العربية السعودية.** بالإضافة إلى توفر البنية التحتية المؤهلة واللازمة لنقل وتداول غاز ثاني أكسيد الكربون، ووجود إمكانيات وسعات تخزينه هائلة تحت الأرض، فضلاً عن توفر الاستثمارات المالية اللازمة الحكومية والخاصة. وإمكانية زيادة التعاون فيما بين الدول العربية في مجال تنمية مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون، بالاستفادة من الخبرات الدولية، والتعاون الإقليمي داخل المنطقة، مع دراسة تسهيل الإجراءات من خلال إقرار وتنفيذ السياسات المناسبة وإيجاد التدابير اللازمة للتمويل بمشاركة القطاع الخاص. مما يؤهل الدول العربية، وخاصةً دول منطقة دول مجلس التعاون الخليجي العربي لتصبح مركز عالمي لتجميع وتخزين وتداول غاز ثاني أكسيد الكربون.

1.3.3. دولة الإمارات العربية المتحدة

تمتلك دولة **الإمارات العربية المتحدة** برنامج طموح على عدة مراحل لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه، شملت المرحلة الأولى منه إنشاء وتشغيل مشروع شركة أبو ظبي لالتقاط الكربون "الريادة"، في عام 2016، بطاقة حوالي 0.8 مليون طن سنوياً من مزيج غازات عوادم عمليات تصنيع الحديد المختزل من مصنع "حديد الإمارات". ليتم

ضغطه وتجفيفه، ونقله عبر أنبوب يمتد على مسافة 43 كم تحت الأرض، ومن ثم حقنه في حقلَي "الرميثة" و"باب" النفطيين التابعين لشركة أدنوك. تكلف المشروع نحو 450 مليون درهم، وهو مشروع مشترك بين كل من شركة بترول أبو ظبي الوطنية (أدنوك)، وشركة أبو ظبي لطاقة المستقبل (مصدر). يبين الشكل (27) مراحل عملية احتجاز ونقل واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون في مشروع "ريادة" في أبو ظبي. بينما يبين الشكل (28) وحدة احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون في مشروع "الريادة".

الشكل (27): مراحل عملية احتجاز ونقل واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون في مشروع "ريادة" في أبو ظبي



المصدر: <https://www.abwmonline.com/archives/12660>

الشكل (28): وحدة احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون في مشروع " الريادة "



المصدر: <https://arabic.arabianbusiness.com/business/energy/2016/nov/6/425462>

كما تخطط الشركة لتنفيذ المرحلة الثانية من البرنامج بحلول عام 2025، لاحتجاز كميات إضافية أخرى تتراوح ما بين 1.9 - 2.3 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون، الناتج من عمليات معالجة الغاز الطبيعي. ومن المخطط أن يتم تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز من كلا المرحلتين في نفس المكن لتعزز اقتصاديات استخلاص النفط (37،36). وأعلنت كذلك "أدنوك" في مايو/ أيار 2021، عن مشروع جديد، ما زال في مراحل التصميم الأولية لإنتاج الأمونيا "الزرقاء" في مجمع الرويس، وذلك في إطار خطتها للتوسع في تنمية مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون لتصل طاقتها إلى 5 مليون طن من ثاني أكسيد الكربون سنويا بحلول عام 2030 (37،36). حيث تم إسناد عقود التصميم للأعمال الهندسية والتصاميم الأولية للمشروع إلى شركة "وود" Wood (98).

2.3.3. مملكة البحرين

يقدر حجم انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في **مملكة البحرين** بنحو 35 مليون طن سنوياً، وقد عملت المملكة مبكراً على الاستفادة من انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، وكانت من الدول الرائدة على مستوى دول منطقة الشرق الأوسط في هذا المجال. حيث اعتمدت الهيئة الوطنية للنفط والغاز (NOGA) منهجية الاقتصاد الدائري الكربوني (CCE) كحل لمعالجة مشكلة انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، وتعتمد هذه المنهجية على ست محاور رئيسية، منها محوران معنيان بالتقاط غاز ثاني أكسيد الكربون، واستخدامه في إنتاج تعزيز إنتاج الكيماويات.

بينما يقدر إجمالي كميات غاز ثاني أكسيد الكربون الذي يقوم قطاع النفط والغاز في **مملكة البحرين** باحتجازه بواسطة شركة الخليج لصناعة الكيماويات "جيبك" بحوالي 0.68 مليون طن سنوياً. حيث قامت الشركة في عام 2010 بإنشاء أول مصنع لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بطاقة 0.64 مليون طن سنوياً، وهو ما يمثل أكثر من 40% من انبعاثاتها، تستخدم الشركة حوالي 0.52 مليون طن سنوياً من غاز ثاني أكسيد الكربون في تعزيز إنتاج الأمونيا، واليوريا، مما ساهم في زيادة إنتاج اليوريا بنسبة 50%. بينما تستخدم نحو 0.12 مليون طن سنوياً لتعزيز إنتاج الميثانول، وهو ما ساهم في تعزيز الإنتاج بكميات بلغت حوالي 26 ألف طن سنوياً. وبلغت التكلفة الاستثمارية للمشروع حوالي 52 مليون دولار. يبين **الشكل (29)** مصنع احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون التابع لشركة "جيبك".

الشكل (29): مصنع احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون التابع لشركة " جيبيك "



المصدر: <https://www.gpic.com>

يتميز تشغيل مصنع احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بالمرونة، حيث يمكن فصله
كلما لزم الأمر دون التأثير على سير العمليات الإنتاجية في المصانع الأخرى. تبين **الأشكال**
(30،31،32) مخططات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، واستخداماته لتعزيز إنتاج
الأمونيا، واليوريا، والميثانول في شركة "جيبيك".

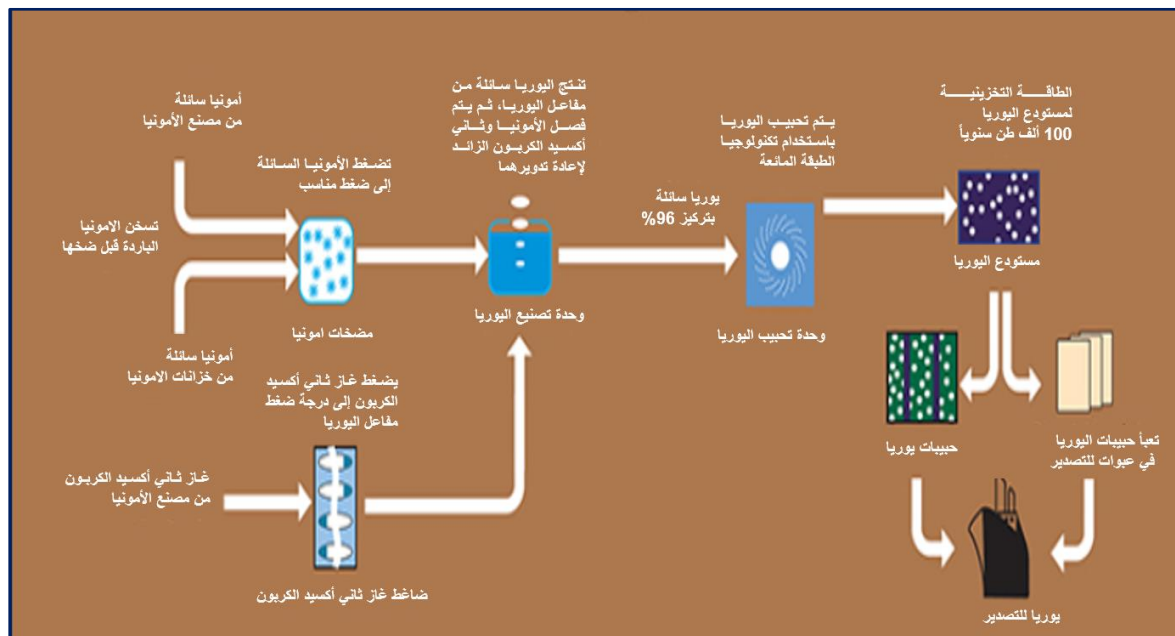
جہمۃ الثانیہ



جہمۃ الثانیہ



الشكل (32): استخدام غاز ثاني أكسيد الكربون في تعزيز إنتاج اليوريا في شركة "جيبك"



المصدر: <https://www.gpic.com>

ومن جانب آخر قُدرت الكميات التي قامت شركة "بناجاس" Banaga باحتجازها في عام 2019 بنحو 110 ألف طن سنوياً، واستخدمتها الشركة في تعزيز استخلاص النفط في حقل "البحرين". وتمتلك الشركة خطاً مستقبلياً طموحة لاحتجاز كميات إضافية من غاز ثاني أكسيد الكربون لتصل إلى نحو 0.5 مليون طن لتعزيز اقتصاديات استخلاص النفط في المملكة.

3.3.3. الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

يعتبر مشروع "عين صالح" في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية أحد أكبر مشروعات لاحتجاز وتخزين الكربون في العالم، بعد مشروع حقل "سليبنر" للغاز في النرويج. ويهدف المشروع إلى نقل الخبرات المكتسبة، والدروس المستفادة من المشروع لدول أخرى مثل كل من الصين، والهند وبعض الدول الأوروبية، والتي تتميز بوجود نفس التكوينات والرسوبيات الجيولوجية المستخدمة لتخزين ثاني أكسيد الكربون. هذا وقد تم استعراض المشروع بالتفصيل في الفصل الثاني من الدراسة.

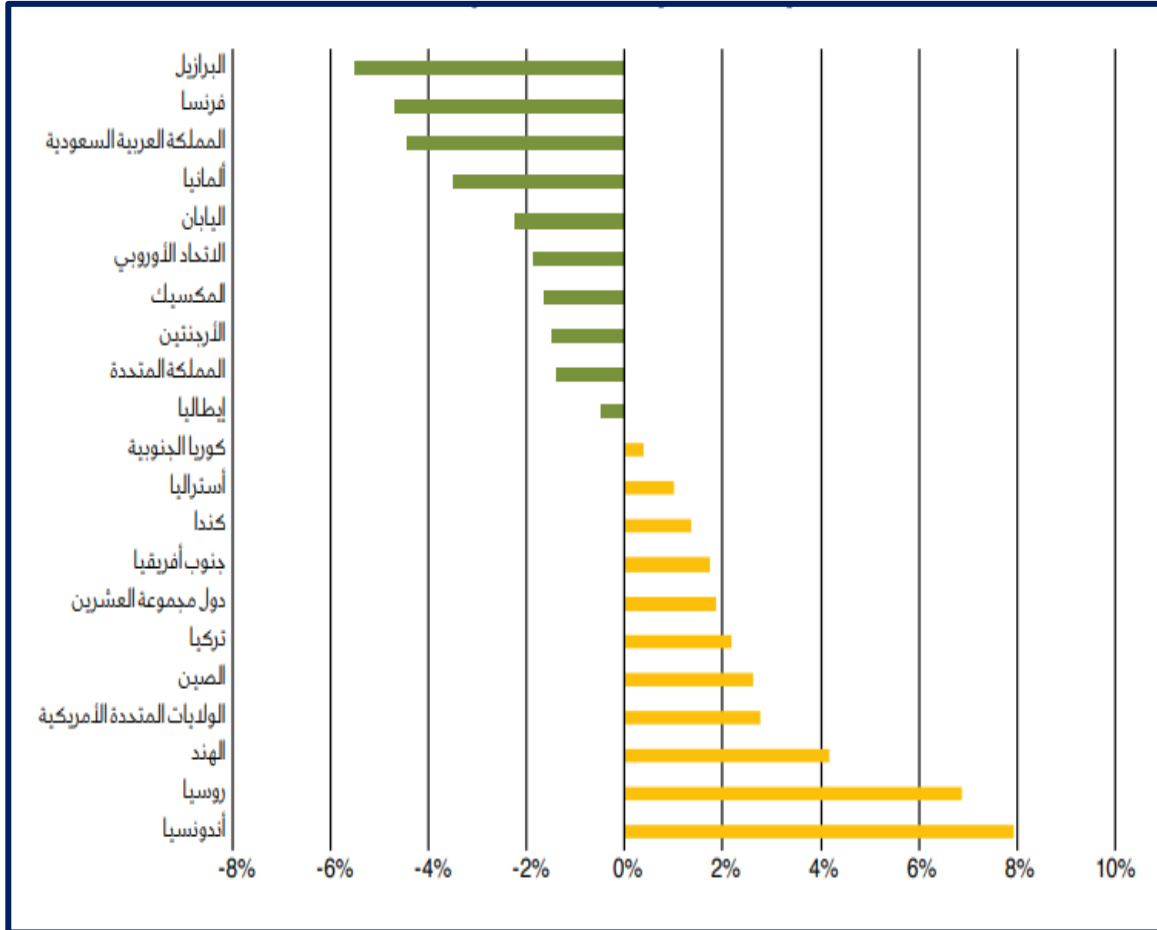
4.3.3. المملكة العربية السعودية

أشار تقرير صادر عن مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية "كابسارك" في يناير/كانون الثاني 2020، أن المملكة العربية السعودية شهدت انخفاضاً في إجمالي انبعاثات ثاني أكسيد الكربون خلال عامي 2017-2018 بما يعادل حوالي 4.4 %، وهو ما جعلها في المركز الثالث من بين دول مجموعة العشرين* (47)، من حيث الدول الأسرع في خفض نسب غازات الدفيئة بعد كل من البرازيل، وفرنسا (47). كما هو مبين في الشكل (33) (47).

* تمثل انبعاثاتها ما نسبته 80 % من إجمالي الانبعاثات العالمية من غازات الاحتباس الحراري

الشكل (33): مقدار التغير في نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون

خلال الفترة 2017-2018 في دول مجموعة العشرين



المصدر: تحليل كابسارك اعتمادا على قاعدة بيانات Enerdata والوكالة الدولية للطاقة "EIA"
* تعتمد مقارنة مجموعة العشرين على الانبعاثات الناتجة عن استهلاك الوقود الأحفوري، حيث أن إجمالي انبعاثات ثاني أكسيد الكربون غير متاح لكافة الدول.

تتركز غالبية مصادر انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون الثابتة في **المملكة العربية**

السعودية حول مناطق ينبع، وجدة، والجبيل، والدمام على طول البحر الأحمر والمناطق

الساحلية للخليج العربي، كما يبين **الشكل (34)**، والذي يوضح 99 مصدر مختار تتراوح

كميات الانبعاثات الصادرة منها ما بين 100 ألف طن إلى حوالي 8 مليون طن سنوياً.

اختيرت تلك المصادر للمساهمة في تقدير ورصد كميات انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون

في بعض الأنشطة الصناعية في المملكة. وتقدر كمية الانبعاثات الصادرة منها بنحو 113 مليون طن مكافئ من ثاني أكسيد الكربون سنوياً. تصل نسب الانبعاثات الصادرة من المصادر الواقعة على طول الساحل الغربي نحو 36%، وتمثل المصادر الواقعة في نطاق الساحل الشرقي نحو 43%، بينما تمثل انبعاثات مصادر المنطقة الوسطى نحو 21% (46).

الشكل (34): بعض المصادر المختارة لرصد كميات انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في بعض الأنشطة الصناعية في المملكة العربية السعودية



المصدر: The role of CO2 capture and storage in Saudi Arabia's energy future

يبين كذلك **الشكل (36)** الفرص الواعدة، والمحتملة لربط مصادر انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في المواقع المختلفة ضمن نفس النطاق الجغرافي، والتي يمكن ربطها عبر شبكة خطوط أنابيب برية، وبما يساهم في تطوير عمليات نقل غاز ثاني أكسيد الكربون وتعظيم الاستفادة من استخداماته وتخزينه (46).

وفي إطار الجهود والمبادرات التي تبذلها الشركات النفطية الكبرى في المملكة للحد من انبعاثاتها من غاز ثاني أكسيد الكربون، وتعظيم القيمة المضافة له، فقد نفذت شركة "أرامكو" عدد من المبادرات، شملت مبادرة تشغيل أول مشروع تجريبي في عام 2015 لاحتجاز حوالي 0.8 مليون طن سنوياً من غاز ثاني أكسيد الكربون من مصنع "الحوية" لسوائل الغاز الطبيعي". يعتمد المشروع على نقل غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز عبر خط أنابيب يبلغ طوله 85 كم إلى حقل النفط في العثمانية، وحقنه في مكمن نفطي بالمغمورة تحت ضغط عالي، مما ساهم في مضاعفة الإنتاج في أربعة آبار نفطية. واعتمد تنفيذ المشروع على تطبيق تقنيات "الثورة الصناعية الرابعة"*، وشملت المبادرة إجراء عدد من الدراسات لتحفيز المكمن بهدف زيادة الإنتاج، وخفض تكاليف التشغيل، باستخدام برنامج "الحقل الذكي" الذي يتيح التحكم في تشغيل وإغلاق الآبار عن بعد، وكذلك تطبيق برنامج المراقبة الشاملة.

كما نجحت الشركة في تعزيز القيمة المضافة لغاز ثاني أكسيد الكربون، وإنتاج منتجات متخصصة، حيث استحوذت في عام 2016 على حصة ملكية شركة "نوفومر" الأمريكية، والمالكة لخط إنتاج مواد "كونفيرج بولي أول" والتقنيات المبتكرة، بقيمة 100 مليون دولار. تتيح التقنية الجديدة إمكانية تحويل غاز ثاني أكسيد الكربون إلى منتجات نهائية ذات قيمة وكفاءة أداء عالية، وبتكلفة أقل نسبياً، خاصة عند دمجها مع مركبات "البولي يورثان"، لإنتاج المواد اللاصقة، ومواد العزل للمباني، ومواد تغليف الأغذية، ومانعات التسرب، والمطاط الصناعي عالي القوة والمقاومة للكشط، وطلاءات المنازل الخارجية المقاومة للعوامل الجوية، والمواد ذات القدرة العالية على تحمل الأحمال،

* تشمل عدة مجالات: منها مجال الذكاء الاصطناعي، والروبوتات، وإنترنت الأشياء، والمركبات ذاتية القيادة، والطباعة ثلاثية الأبعاد، وتكنولوجيا النانو، والتكنولوجيا الحيوية، وعلم المواد، والحوسبة.

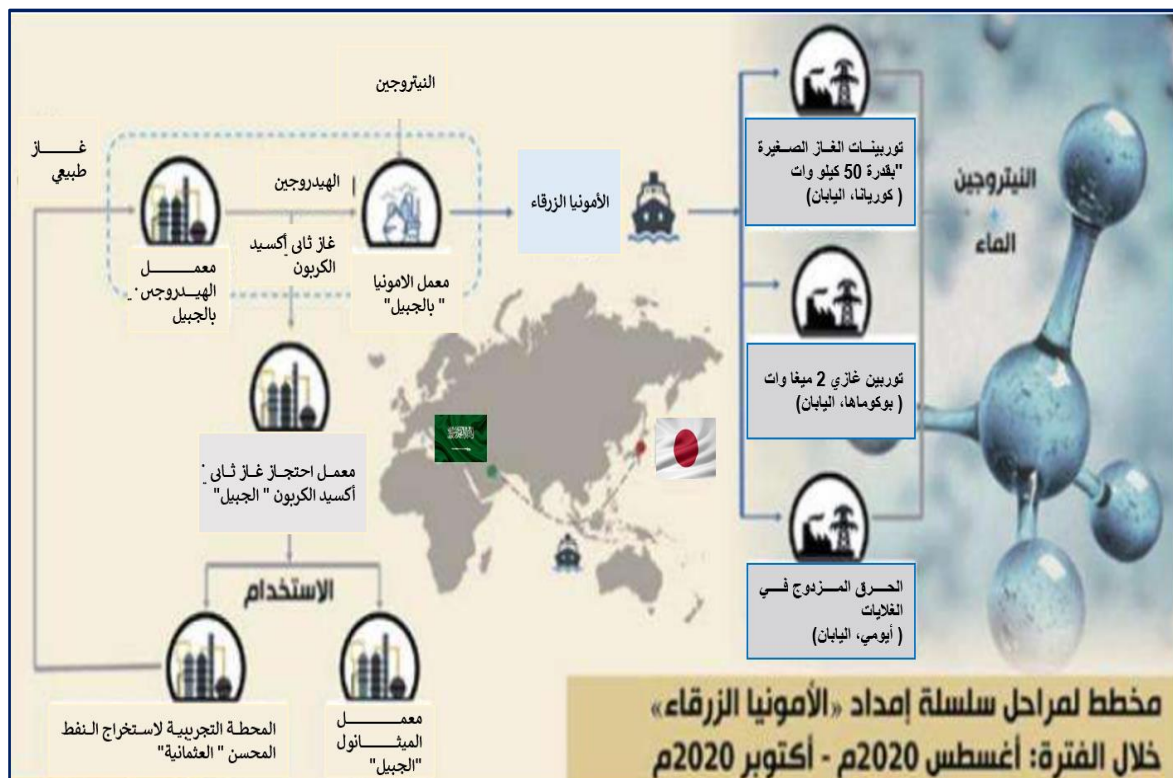
ومقاومة الاحتراق⁽⁴²⁾. يبين الشكل (35) مخطط تقنية كونفيرج بولي أول التابع لشركة أرامكو لتعظيم الاستفادة من غاز ثاني أكسيد الكربون.

الشكل (35): مخطط تقنية كونفيرج بولي أول التابع لشركة أرامكو لتعظيم الاستفادة من غاز ثاني أكسيد الكربون



المصدر: شركة أرامكو

وواصلت الشركة جهود أنشطة البحث والتطوير بالتعاون مع شركة "سابك"، وبمشاركة معهد اقتصاديات الطاقة الياباني "The Institute of Energy Economics - IEEJ" في عام 2020، من تنفيذ مشروع تجريبي اعتمادا على مفهوم اقتصاد الكربون الدائري، لإنتاج أول شحنة في العالم من الأمونيا الزرقاء تبلغ كميتها 40 طن، وتصديرها إلى اليابان. يبين الشكل (36) مخطط مراحل إنتاج الأمونيا الزرقاء في المملكة العربية السعودية.

الشكل (36): مخطط مراحل إنتاج الأمونيا الزرقاء في المملكة العربية السعودية

كما أنشأت "إدارة حماية البيئة" التابعة لشركة "أرامكو" في عام 2018 برنامج لإدارة انبعاثات الغازات المسببة للاحتباس الحراري. يهدف البرنامج إلى تقدير حجم الانبعاثات المسببة لظاهرة الاحتباس الحراري الناجمة عن أنشطة الشركة المختلفة، ووضع الإستراتيجيات اللازمة لمواجهتها من خلال عدد من المبادرات والبرامج، شملت: مبادرة إعادة تدوير غاز الشعلة، ومبادرات استخدام برامج لترشيد استهلاك الطاقة، وبرامج للكشف عن حالات التسرب لانبعاثات غاز الميثان الناتج عن العمليات الصناعية على مستوى الشركة ومعالجتها، بالإضافة على إجراء عدد من دراسات الجدوى لتعزيز الاستفادة من غاز ثاني أكسيد الكربون في عدد من التطبيقات مثل عمليات تحسين اقتصادات الاستخلاص المعزز للنفط.

أسفرت مخرجات تلك المبادرات والدراسات، عن تمكن الشركة من حصر إجمالي كميات ومصادر الانبعاثات المباشرة وغير المباشرة المسببة للاحتباس الحراري، والصادرة من منشآتها في كل من نطاق (1) ويشمل قطاع التنقيب والإنتاج، ونطاق (2) ويشمل قطاع الصناعات التكميلية " صناعات التكرير والمعالجة والتسويق ". وقدرت كميات تلك الانبعاثات بنحو 61,3 مليون طن مكافئ من غاز ثاني أكسيد الكربون سنوياً، كما هو مبين في الجدول (5) (40).

الجدول (5): إجمالي انبعاثات الغازات المسببة للاحتباس الحراري لقطاعات التنقيب والإنتاج والصناعات التحويلية لعام 2018، لشركة أرامكو

المصدر	ثاني أكسيد الكربون (مليون طن)	غاز الميثان (ألف طن)	مكافئ ثاني أكسيد الكربون (الميثان) (مليون طن)	أكسيد النيتروز (ألف طن)	مكافئ ثاني أكسيد الكربون (أكسيد النيتروز) (مليون طن)	إجمالي مكافئ ثاني أكسيد الكربون (مليون طن)
نطاق 1	45,12	48,48	1,21	0,78	0,23	46,56
نطاق 2	14,64	0,34	0,01	0,25	0,07	14,72
الإجمالي	59,76	48,82	1,22	1,03	0,31	61,28

المصدر: شركة أرامكو

وفي إطار الجهود التي تبذلها شركة "سابك" ضمن إستراتيجيتها لعام 2025، قامت الشركة بالتخطيط لتنفيذ مشروع ضخخ لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون بطاقة حوالي 0.5 مليون طن سنوياً، والناتج من وحدات إنتاج الإيثيلين غلايكول من مصانعها في شركة "المتحدة"، تصل التكلفة الاستثمارية للمشروع حوالي 650 مليون ريال. كما تخطط الشركة للسماح للمنشآت الصناعية القريبة منها، من المشاركة في تشييد شبكة أنابيب برية لنقل غاز ثاني أكسيد الكربون من مصادره المختلفة، واستخدامه في تصنيع منتجات متنوعة ذات قيمة مضافة مثل اليوريا، والميثانول، الهكسانول (41).

5.3.3. دولة قطر

يقدر حجم انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في **دولة قطر** بحوالي 109 مليون طن سنوياً. وتهدف قطر إلى خفض انبعاثات غازات الاحتباس الحراري، ضمن رؤيتها لعام 2030، من خلال إدارة البيئة بأسلوب يتسم بالالتزام ما بين متطلبات التنمية المستدامة، والمتطلبات الدولية لحماية البيئة، وأصدر مركز معالجة الغاز بجامعة قطر (GPC) في عام 2012، خارطة طريق لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون وإدارته، ويجري المركز عدد من المشروعات البحثية والتي تهدف إلى تقييم أداء مجموعة متنوعة من المذيبات الكيميائية، لاختيار أنسبها وتطبيقها في تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج غاز المداخل الخاصة بمحطات إنتاج الكهرباء التي تستخدم الغاز الطبيعي (97).

تبنت **دولة قطر** كذلك عدد من المبادرات التي تهدف إلى حماية البيئة، منها مبادرات لخفض نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، وتقليل عمليات حرق غاز الشعلة في الحقول، من خلال عدد من المراكز البحثية، مثل مركز قطر لبحوث الكربونات وتخزين الكربون (QCCSRC)، والذي أنشئ بالتعاون مع جامعة لندن، وشركة قطر للبترول (QP)، وشركة شل. وتعمل كذلك واحة العلوم والتكنولوجيا في مجال الأبحاث الجديدة في علوم الأرض لدراسة الخصائص الجيولوجية للمكامن النفطية، والغازية بشكل أفضل، والعمل على نشر تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون (97).

كما قامت الشركة الوطنية للإضافات البترولية المحدودة (QAFAC)، في عام 2014، بتشغيل مصنع لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، واستخدامه في تعزيز إنتاج الميثانول، وهو ما ساهم في زيادة إنتاج الميثانول بمقدار 250 طن / يوم، وخفض كمية انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون بمقدار 500 طن / يوم (96).

وفي عام 2019 قامت **دولة قطر** بتدشين مشروع ضخ، بمنطقة "راس لفان" لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون الناتج عن معالجة الغاز الطبيعي" من حقل الشمال" بطاقة 2.1 مليون طن سنوياً، وتخزينه بشكل دائم. ويستهدف المشروع تخزين حوالي 5 مليون طن من غاز ثاني أكسيد الكربون بحلول عام 2025، مما سيحقق خفض في انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون بنسبة حوالي بنسبة 2 % من إجمالي انبعاثات ثاني أكسيد الكربون في الدولة (36).

وفي إطار زيادة الجهود والأنشطة البحثية، فقد بدأ مركز التنمية المستدامة بجامعة قطر في عام 2019، في إجراء عدد من البحوث المشتركة مع شركة "توتال"، لدراسة إمكانية إنتاج الوقود الحيوي من الطحالب، التي تتغذى على غاز ثاني أكسيد الكربون، كأحد الحلول المبتكرة لاستخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون.

6.3.3. دولة الكويت

يقدر حجم الانبعاثات السنوية من غاز ثاني أكسيد الكربون في **دولة الكويت** بحوالي 107.5 مليون طن. وتسعى دولة **الكويت** مع الشركاء الدوليين أصحاب الخبرات المتميزة إلى دراسة فرص تطبيق واستخدام تقنيات احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في المكامن النفطية المستنفذة، واستخدامه في تعزيز إنتاج النفط. وفي هذا الإطار عقدت "مؤسسة البترول الوطنية"، في عام 2019، ورشة عمل لاستعراض آخر التطورات، وأحدث التقنيات لاحتجاز وتخزين، واستخدام الكربون، ومناقشة بعض التجارب التي قامت بها كبرى شركات الطاقة العالمية في هذا المجال، بمشاركة عدد من الخبراء، والأكاديميين من المملكة المتحدة، وشركة نفط الكويت، وشركة شل العالمية، وجامعة الكويت (44).

7.3.3. جمهورية مصر العربية

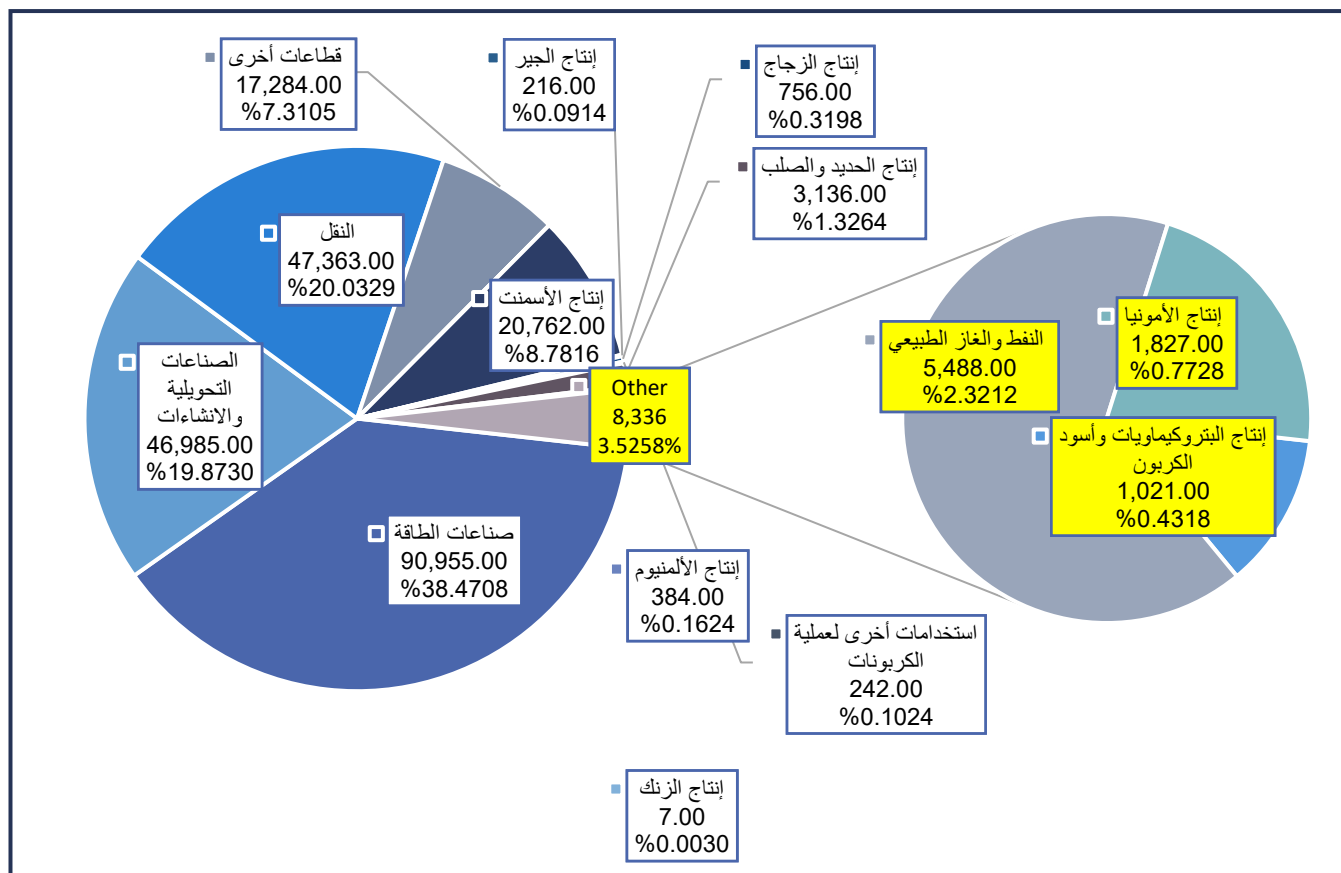
قدر إجمالي حجم انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون في جمهورية مصر العربية لعام 2019 بنحو 246.6 مليون طن سنوياً*. وتوزعت تلك الكميات بين مختلف الأنشطة في الدولة، حيث قدرت كمية الانبعاثات الناتجة من قطاع الطاقة بحوالي 208,075 مليون طن مكافئ من ثاني أكسيد الكربون، فيما قدرت كمية الانبعاثات الناتجة عن العمليات الصناعية واستخدام المنتجات بحوالي 28,355 مليون طن مكافئ من ثاني أكسيد الكربون (51). وتوزعت باقي كميات غاز ثاني أكسيد الكربون بين الأنشطة الحياتية المختلفة في الدولة. يبين الجدول (6) كميات انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون المكافئ لمختلف الأنشطة في جمهورية مصر العربية لعام 2015. بينما يبين الشكل (37) نسب مساهمة كل نشاط من إجمالي الانبعاثات في جمهورية مصر العربية.

* Outworld in Data

الجدول (6): إجمالي انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون المكافئ للأنشطة المختلفة داخل قطاعي الطاقة، والعمليات الصناعية واستخدام المنتجات في جمهورية مصر العربية لعام 2015

المصدر	ثاني أكسيد الكربون المكافئ (مليون طن/ سنة)
1. قطاع الطاقة	208,075
1.1. أنشطة احتراق الوقود	202,587
1.1.1. صناعات الطاقة	90,955
2.1.1. الصناعات التحويلية والانشاءات	46,985
3.1.1. النقل	47,363
4.1.1. قطاعات أخرى	17,284
2.1. انبعاثات المتسربة من الوقود	5,488
1.2.1. النفط والغاز الطبيعي	5,488
2.2.1. نقل ثاني أكسيد الكربون وتخزينه	غير محدد
2. قطاع العمليات الصناعية واستخدام المنتجات	28,355
1.2. الصناعات المعدنية	21,975
1.1.2. إنتاج الأسمنت	20,762
2.1.2. إنتاج الجير	216
3.1.2. إنتاج الزجاج	756
4.1.2. استخدامات أخرى لعملية الكربونات	242
2.2. الصناعات الكيماوية	2,848
1.2.2. إنتاج الأمونيا	1,827
2.2.2. إنتاج البتروكيماويات وأسود الكربون	1,021
3.2. الصناعات المعدنية	3,531
1.3.2. إنتاج الحديد والصلب	3,136
2.3.2. إنتاج الألمنيوم	384
3.3.2. إنتاج الزنك	7
الإجمالي	236,426.00

الشكل (37): نسب مساهمة الأنشطة المختلفة داخل قطاع الطاقة، وقطاع العمليات الصناعية واستخدام المنتجات في جمهورية مصر العربية



يبين كل من الجدول، والشكل أن إجمالي كمية انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون الناتجة عن أنشطة إنتاج النفط والغاز الطبيعي قدرت بنحو 5,844 مليون طن سنوياً مكافئ من ثاني أكسيد الكربون وبلغت نسبته 2.3%، فيما قدرت كمية الانبعاثات من قطاع الكيماويات حوالي 2,848 مليون طن ثاني أكسيد الكربون مكافئ، شكل منها إنتاج الأمونيا ما نسبته حوالي 0.78 % من إجمالي الانبعاثات، شكل إنتاج البتروكيماويات* وأسود الكربون، ما نسبته حوالي 0.43 % (51).

* تم استخراج البيانات الخاصة بإنتاج الصناعات البتروكيماوية بما يشمل الميثانول والإيثيلين، والأسمدة التي تخضع لإشراف الشركة المصرية للبتروكيماويات من التقارير السنوية المنشورة للشركة.

وفي إطار الجهود التي تبذلها الدولة لخفض نسب انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، وتعظيم الاستفادة منه، فقد أعلنت شركة أبو قير للأسمدة في أغسطس / آب 2021، عن البدء في إجراء دراسة إنشاء مشروع لاستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون لتعزيز إنتاج اليوريا لتصل إلى نحو 2.3 ألف طن يومياً بدلاً من 1.9 ألف طن يومياً، ومن المتوقع أن يستغرق تنفيذ المشروع 28 شهر. تبلغ التكلفة الاستثمارية للمشروع حوالي 100 مليون دولار. من المتوقع أن يساهم جهاز شئون البيئة بقرض تبلغ قيمته حوالي 25 مليون دولار، نظراً لإدراج المشروع ضمن المشروعات الهادفة إلى الحفاظ على البيئة. وهو ما يدل على أهمية دور الدولة في تشجيع الاستثمارات في المشروعات الهادفة إلى الحفاظ على البيئة وتعظيم الاستفادة من غاز ثاني أكسيد الكربون في تعزيز الإنتاجية وزيادة الربحية.

ومن جانب آخر وقعت كل من الشركة المصرية القابضة للبتروكيماويات "إيكم" والشركة المصرية القابضة للغاز الطبيعي "إيجاس" في سبتمبر / أيلول من عام 2021، مذكرة تفاهم مع شركة "تويوتا تسوشو اليابانية" Toyota Tsusho، لإجراء دراسة جدوى فنية تهدف إلى البحث عن أفضل الفرص المتاحة في قطاع البترول لتنفيذ مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، وإنتاج الأمونيا الزرقاء، اعتماداً على أحدث التكنولوجيات اليابانية في هذا المجال. على أن تنتهي الدراسة خلال ستة أشهر.

الاستنتاجات والتوصيات

يمكن أن تلعب مشروعات احتجاز الكربون واستخدامه وتخزينه دوراً هاماً في تنويع اقتصادات الدول العربية المنتجة للنفط والغاز، إذا ما تم تنظيمها بشكل جيد، ونجحت في وضع السياسات المناسبة والمشجعة لذلك. وقد تشهد السنوات القليلة القادمة انطلاقة غير مسبقة لبرامج احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون واستخدامه وتخزينه في عدد من الدول العربية، نظراً لامتلاكها خبرات في هذا المجال، خاصةً في كل من **المملكة العربية السعودية، ودولة الإمارات العربية المتحدة، ومملكة البحرين، والجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية، ودولة قطر**. بالإضافة إلى توفر البنية التحتية المؤهلة واللازمة لنقل وتداول غاز ثاني أكسيد الكربون، ووجود إمكانيات وسعات تخزينه هائلة تحت الأرض، فضلاً عن توفر الاستثمارات المالية اللازمة الحكومية والخاصة. مما يؤهل الدول العربية، وخاصةً دول منطقة دول مجلس التعاون لدول الخليج العربي لتصبح مركز عالمي لتجميع وتخزين وتداول غاز ثاني أكسيد الكربون. كما توصلت الدراسة إلى الاستنتاجات التالية:

- تعد تقنيات احتجاز وتخزين واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون Carbon Capture, Utilization, and Storage **CCUS** من التقنيات المثبتة، وهي تقنيات تعمل بشكل آمن وتجاري لأكثر من أربعة عقود.
- يعتمد اختيار تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون المناسبة على خصائص مزيج غاز المداخن، وبشكل أساسي تركيز غاز ثاني أكسيد الكربون.
- أثبتت تقنيات احتجاز وتخزين واستخدام غاز ثاني أكسيد الكربون، جدواها الاقتصادية في عدد من التطبيقات، وانتشرت ببطء إلى حد ما، وتنوعت تلك المشاريع ما بين المستوى التجاري، والتجريبي، والبحثي.

- يعتمد زيادة نمو وانتشار مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون مستقبلاً، على كثافة الاستثمار في الوقت الحالي في إنشاء وتهيئة البنية التحتية.
- تقنيات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون ستكون أحد أهم التقنيات الواعدة التي سيتم تبنيها في العديد من القطاعات الاقتصادية مستقبلاً، خاصة في قطاع النفط والغاز، للمساهمة في جهود والتزامات الدول نحو خفض نسب انبعاثاتها، وتعظيم الإنتاجية والربحية للصناعة.
- تتعدد الخيارات المحتملة لاستخدامات غاز ثاني أكسيد الكربون في صناعة البتروكيماويات، والتي تهدف في نهايتها إلى تعزيز إنتاجها.
- تعد طرق هدرجة غاز ثاني أكسيد الكربون من الطرق الواعدة لإنتاج البتروكيماويات، ولكنها تحتاج لمزيد من البحث والتطوير.
- بعض تطبيقات إعادة تدوير، واستخدام ثاني أكسيد الكربون في إنتاج الأوليفينات، والميثانول، واليوريا، غير مجدية اقتصادياً، مقارنة بالطرق التقليدية، ولكن نجحت بعض الدول في جذب العديد من الاستثمارات من خلال الدعم الحكومي، وجعل بعض تلك التقنيات على النطاق التجاري.
- ترتبط مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون ارتباطاً وثيقاً بمشروعات إنتاج الهيدروجين الأزرق منخفض الكربون، وهو ما يعتبر فرصة للدول الأعضاء نظراً لامتلاكها المقومات اللازمة.
- يمكن أن تسهم تقنيات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون في تحقيق مستقبل الطاقة المستدامة، جنباً إلى جنب مع استمرار الوقود الأحفوري في لعب دوره الرئيسي في تلبية الطلب العالمي على الطاقة النظيفة.

- توجد فرص متميزة في دول المنطقة العربية، وخاصة الدول الأعضاء في منظمة أوابك للتوسع في مشروعات احتجاز الكربون، وجذب المزيد من الاستثمارات بمشاركة القطاع الخاص لتطوير وتشغيل تلك المشروعات على نطاق واسع.

التوصيات

- العمل على إقرار السياسات والحوافز التشجيعية، وضرائب، وتسعير الكربون لتحفيز الاستثمار في مشروعات احتجاز واستخدام وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون.
- زيادة التعاون والتنسيق بين القطاع الحكومي، والاستثماري الخاص لتوفير التمويل اللازم، والمساهمة في اتخاذ القرارات النهائية للاستثمار في مشروعات احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون.
- تحديد الفرص المتوافقة مع جهود الدول العربية ومصالحها، لتشجيع الاستثمار المشترك، وبما يتناسب مع خطط وإستراتيجيات الدول في تحقيق التزاماتها الدولية نحو خفض نسب انبعاثات غازات الدفيئة.
- توسيع التعاون بين المراكز والمعاهد والمنظمات البحثية العربية، والإقليمية، والدولية، والعمل على نقل وتوطين تكنولوجيا إنتاج الكيماويات من غاز ثاني أكسيد الكربون المحتجز، وخاصة تلك التي وصلت إلى مراحل متقدمة على النطاق التجريبي.
- التوسع في تشييد المشروعات المرتبطة باحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، كإنتاج الهيدروجين الأزرق، وتنمية الصناعات القائمة عليه، ضمن الجهود الدولية للحد من انبعاثات غاز ثاني أكسيد الكربون، وتعزيز الإنتاجية، وزيادة الربحية.

بعض المصطلحات الواردة في الدراسة

غازات الاحتباس الحراري (GHGs)	تعرف بغازات الدفيئة التي تتكون من غاز ثاني أكسيد الكربون، وغاز أكسيد النيتروز، وغاز الميثان، وغازات ثانوية أخرى.
تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون CO ₂ Storage	تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون هو عمليات تهدف إلى توفير الأماكن الطبيعية كمستودعات ذات سعات تخزينية كبيرة، بصورة آمنة ومستدامة لألاف السنين.
التخزين الجيولوجي "المكمني" Geological Storage	يعتمد بشكل أساسي على وجود طبقات سمكية من الصخور الرسوبية، والتي يشار إليها باسم الأحواض، أو الخزانات "Basins".
التخزين تحت الماء Under Water Storage	تعتمد على تخزين غاز ثاني أكسيد الكربون تحت سطح ماء البحار و/أو المحيطات على أعماق تزيد عن 1000 م.
التكوينات أو التشكيلات الملحية العميقة Deep Saline Formations- DSF	تتميز بصخورها المسامية والنافذة، والممتلئة بالمياه المالحة، وكذلك حقول النفط والغاز المستنفدة أو الناضبة Depleting Oil and Gas Fields-DGOF
احتجاز وتخزين غاز ثاني أكسيد الكربون Carbon Capture and Storage, (CCS)	تقنيات لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، وتخزينه بطرق مستدامة، تخزيناً جيولوجياً.
احتجاز الكربون واستخدامه Carbon capture and Utilization, (CCU)	تقنيات لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون، واستخدامه بطرق مباشرة لتعزيز إنتاج النفط والغاز، أو بتحويله على مواد أولية لتعزيز إنتاج الكيماويات.
تقنية احتجاز الكربون بعد الاحتراق "Post Combustion"	تستخدم هذه التقنية لاحتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون من مزيج غازات مداخل المنشآت الصناعية "المصادر الثابتة" الناتج عن عمليات احتراق الوقود الأحفوري المستخدم، سواء كان الفحم، أو المشتقات النفطية، أو الغاز الطبيعي.
تقنية احتجاز الكربون قبل الاحتراق "Pre-Combustion"	تعتمد تقنية احتجاز غاز ثاني أكسيد الكربون قبل الاحتراق على تحويل الوقود "الصلب أو السائل أو الغازي" إلى غاز اصطناعي Syngas.
تقنية الاحتراق بالأكسجين "Oxyfuel Combustion"	يختلف عمل هذه التقنية عن تقنية احتجاز ثاني أكسيد الكربون بعد الإحتراق، في استخدام الأكسجين في عمليات الحرق بدلاً من الهواء الجوي
تقنية الاحتجاز بالعمليات الصناعية "Industrial processes"	تقنيات فصل غاز ثاني أكسيد الكربون بالعمليات الصناعية. تستخدم هذه التقنية في مشروعات استخلاص غاز ثاني أكسيد الكربون من الغاز الطبيعي، وإنتاج الغاز الاصطناعي لإنتاج الأمونيا، والكحولات، والوقود الاصطناعي

المراجع

1. Maryam Takht Ravanchi, Saeed Sahebdehfar, 2014, Appl Petrochem Res (2014) 4:63–77., “Carbon dioxide capture and utilization in petrochemical industry: potentials and challenges”.
2. Overview: Weather, Global Warming and Climate Chang, “<https://climate.nasa.gov/resources/global-warming-vs-climate-change/>.”
3. United nations, <https://news.un.org/ar/story/2018/01/376132>.
4. The World Meteorological Organization (WMO), <https://public.wmo.int/en/media/press-release/carbon-dioxide-levels-continue-record-levels-despite-covid-19-lockdown>.
5. “Global warming”, https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/ar/tssts-3-1-2.html.
6. The NOAA Annual Greenhouse Gas Index (Aggi), <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/aggi/aggi.html>.
7. Global Atmosphere watch. Library.wmo.int, Non. 2018.
8. The World Meteorological Organization (WMO), <https://public.wmo.int/en/media/press-release/2020-track-be-one-of-three-warmest-years-record>.
9. المنظمة العالمية للأرصاد الجوية "نشرة غازات الاحتباس الحراري" تشرين الثاني/ نوفمبر 2018.
10. الأمم المتحدة: "عام 2020 كان الأشد حرارة في العالم عبر التاريخ مكررا مستوى عام 2016".
11. ‘Termites recycle their methane — scientists want us to copy them’ <https://ara.jubdev.com/termites-recycle-their-methane-scientists-want-us-copy-them-916194>
12. CDP, <https://www.unenvironment.org/ar/emissions-gap-report-2020>.
13. 2021 City-wide Emissions, <https://www.swissinfo.ch/ara>.
14. Climate Change Loss and Damage: 3rd deliberative dialogue report, 2021.
<https://www.un.org/ar/climatechange/paris-agreement>.
15. Improving Climate Information, IN COLLABORATION WITH THE CMCC, Lecce, April, 28-30, 2014,
<http://www.climasouth.eu/ar/node/48>.
16. <https://www.diplomatie.gouv.fr/ar/politique-etrangere-de-la-france/climat/paris-climat-2015-cop21/cop21-l-accord-de-paris-en-4-points-cles/>
17. United Nations Framework Convention on Climate Change, United nation, 1992. <https://unfccc.int/sites/default/files/convarabic.pdf>.
18. The World Meteorological Organization (WMO), <https://public.wmo.int/ar>.
19. Overview of greenhouse gases, EPA, united states environmental Protection Agency.
<https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>.
20. UN Perspective series, United Nations Association of Greater Boston,
<https://www.un.org/ar/sections/issues-depth/climate-change>.
21. F- gas Portal & HFC Licensing System: Quota allocation, authorization and reporting, Europa commission,
https://ec.europa.eu/clima/policies/f-gas_en.
22. Climate Change Primer, Worm Heart, World Wide
23. <https://www.globalchange.gov/browse/indicators/annual-greenhouse-gas-index>.

24. About Montreal Protocol, United nation Environment Program,
<https://www.unep.org/ozonaction/who-we-are/about-montreal-protocol>.
25. Climate Change and Energy Efficiency, UNFCCC.
https://www.gov.il/BlobFolder/guide/unfccc/ar/climate_change_and_energy_efficiency_unfccc_agreement_ar.pdf.
26. UNFCCC milestones
<http://www.climasouth.eu/ar/node/41>
27. Greenhouse Emission by Sector, our World in data.
<https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>.
28. John Gale, John Bradshaw, Zhenlin Chen, etal, IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, 2018, "Sources of CO₂".
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_chapter2-1.pdf
29. CO₂ and other Greenhouse gas Emissions, our World in data.
<https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>
30. Greenhouse Gas Emission by Country and Sectors.
<https://www.wri.org/blog/2020/02/greenhouse-gas-emissions-by-country-sector>.
31. China's Global Disruption: myths and reality, 2019.
<https://www.usatoday.com/story/money/2019/07/14/china-us-countries-that-produce-the-most-co-2-emissions/39548763/>.
32. Carbon dioxide capture and utilization in petrochemical industry: potentials and challenges, Appl Petrochem Res (2014) 4:63–77.
33. Putting CO₂ to Use, Creating value from emissions, IEA Publications, September 2019.
34. Report on Carbon Capture Utilization and Storage Challenges and Opportunities for the Arab Region, UN, 2017.
35. مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية "كابسارك"، سياسات وآليات احتجاز ثاني أكسيد الكربون وتخزينه بعد اتفاقية باريس.
36. Global CCs institute Facilities data,
<https://co2re.co/FacilityData>.
37. أبو ظبي تشغل " الريادة" أول منشأة لالتقاط الكربون إقليمياً
<https://arabic.arabianbusiness.com/business/energy/2016/nov/6/425462>.
38. Global data report: carbon Capture and Storage Integral to Meeting Climate Objectives.
<https://www.refiningandpetrochemicalsme.com/products-services/30188-globaldata-report-carbon-capture-and-storage-integral-to-meeting-climate-objectives>.
39. Carbon capture Utilization and Storage, Aramco.

- <https://www.aramco.com/ar/making-a-difference/planet/carbon-capture-utilization-and-storage>.
40. Report on Carbon Capture Utilization and Storage Challenges and Opportunities for the Arab Region, 2017, <https://www.unescwa.org>.
41. الأمم المتحدة: اللجنة الاقتصادية والاجتماعية لغربي آسيا، 2009، تغير المناخ وتقنيات اقتناص واحتجاز الكربون وتخزينه.
42. <https://www.kpc.com.kw/ar>.
43. Berenice Garcia Tellez, Tarek Atallah, Murad Barghouty, Hengwei Liu, King Abdullah Petroleum Studies and Research Center, Riyadh, Saudi Arabia, 2012, "The role of CO2 capture and storage in Saudi Arabia's energy future".
44. Our world in Data, CO2 Country Profile. <https://ourworldindata.org/co2/country>.
45. مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية "كابسارك"، انخفاض انبعاثات ثاني أكسيد الكربون في المملكة العربية السعودية لعام 2018م، بوتيرة أسرع من المتوقع.
46. Global CCS Institute, 2016 "The Global Storage Portfolio report".
47. Robin mills, Li Chen Sim, International Political Economy series, 2020, "Low Carbon Energy in the Middle East and north Africa", <https://pdf.sciencedirectassets.com>.
48. Energy factor Ueorop, ExxonMobil, "Sleipner, Pioneering Carbon Storage Under Sea. <https://energyfactor.exxonmobil.eu/science-technology/carbon-storage-sleipner>.
49. وزارة البيئة المصرية، 2018، "التقرير المحدث، كل سنتين" الأول لجمهورية مصر العربية"، المقدم إلى اتفاقية الأمم المتحدة الإطارية لتغير المناخ.
50. Carbon Capture and Sequestration Technologies, Sleipner fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project. <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/sleipner.html>
51. "Sustainable future and technology development", *Journal of Applied Sciences and Technology*, <https://www.sciencedirect.com/science/article>.
52. وسام الشالجي، 2008، "اصطياد غاز ثاني أكسيد الكربون وأثره على تغيرات المناخ".
53. Weyburn -Midale CO2 project, <http://www.zero2.no/projects/weyburn-midale-co2-project>.
54. The IEA Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project, Final report of the European research team 2005. <https://ptrc.ca/projects/past-projects/weyburn-midale>, Final report of the European research team, 2005.
55. Cameron Hepburn, Ella Adlen, John Beddington, Nature Journal 2019, "The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal".
56. The Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), 2016, "20 Years of Carbon Capture and Storage Accelerating Future Deployment".

57. Reza Shirmohammadi , etal, 2020, MDPI Journal, “CO₂ Utilization via Integration of an Industrial Post-Combustion Capture Process with a Urea Plant: Process Modelling and Sensitivity Analysis.
58. دور البحث العلمي في تطوير صناعة البتروكيماويات، منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)، 2021.
59. Global CCS Institute, 2020, “CCS Vital to Achieve Net Zero”.
[http://www.global-carbon-capture-and-storage-status-report-2020%20\(1\).pdf](http://www.global-carbon-capture-and-storage-status-report-2020%20(1).pdf).
60. Lilli Manolis Sherman, Plastic Technology, biopolymers 2021, Novomer Achieves Breakthrough in Development of Low-Cost Compostable Polymers.
61. Carbon dioxide-based polymers: Turning carbon emissions into plastic, <https://www.prescouter.com>.
62. Maryam Takht Ravanchi, Saeed Sahebdehfar, Appl Petrochem Res (2014) 4:63–77,” Carbon dioxide capture and utilization in petrochemical industry: potentials and challenges”.
63. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.
64. Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review, Environmental Chemistry Letters (2021) 19:797–849, Published online: 22 November 2020.
65. Carbon Capture and Storage from Fossil Fuel Use .
<https://www.imf.org/external/arabic/pubs/ft/fandd/2019/06/pdf/basics.pdf>
66. Carbon capture from stationary power generation sources: A review of the current status of the technologies, Korean J. Chem. Eng., 30(8), 1497-1526 (2013).
67. Report on Carbon Capture Utilization and Storage Challenges and Opportunities for the Arab Region, 2017.
68. https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2018/12/Global-CCS-Institute-Fact-Sheet_Transporting-CO2-1.pdf.
69. <https://fathom.world/new-designs-for-co2-carrier-tank-and-cargo-handling-to-help-with-ccs/>.
70. An Assessment of Carbon Capture Technology and Research Opportunities, GCEP Energy Assessment Analysis Spring, 2005.
71. Carbon Capture and Storage Physical, Chemical, and Biological Methods, Published by the American Society of Civil Engineers, 2015.
72. Carbon dioxide separation from gases. A technological review emphasizing reduction in greenhouse gas emission. <https://www.hindawi.com/journals/tswj/2014/828131/>.
73. الوضع العالمي لاحتجاز وتخزين ثاني أكسيد الكربون 2020.
<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/02/SR-2020>
74. Membrane Separation Technology in Carbon Capture, By Guozhao Ji and Ming Zhao, Submitted: April 26th 2016 Reviewed: September 12th 2016 Published: March 2017.
75. <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>.
76. Carbon capture by physical adsorption: Materials, experimental investigations and numerical modeling and simulations – A review, Applied Energy, Volume 161, 1 January 2016, Pages 225-255.
77. News & Technology for the Global Energy Industry, World’s largest post-commission carbon capture project completed.

- <https://www.powermag.com/worlds-largest-post-combustion-carbon-capture-project-completed/>.
80. Methanol-Gasoline Blends, Alternative Fuel for Today's Automobiles and Cleaner Burning Octane for Today's Oil Refinery.
- <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/06/Methanol-Safe-Handling-Manual-Arabic.pdf>.
81. Methanol-Managing greenhouse gas emissions in the production chain by optimizing the resource base.
- https://www.researchgate.net/figure/a-World-methanol-production-capacity-of-110-million-metric-tons-by-region-in-in-2018_fig1_329936018.
82. https://haydarhaydar.blogspot.com/2016/12/blog-post_24.html.
83. Carbon dioxide – A potential raw material for the production of fuel, fuel additives and bio-derived chemicals, Indian Journal of Chemistry Vol. 51A, Sept-Oct 2012, pp. 1252-1262.
84. Conversion of Carbon Dioxide into Hydrocarbons, Vol. 2 Technology, 2020.
85. New and Future Developments in Catalysis, Activation of Carbon Dioxide, Elsevier, 2013.
86. <https://ec.europa.eu/research-and-innovation/en/projects/success-stories/all/converting-co2-methanol-steel-production-power-marine-transport>.
87. https://www.kapsom.com/avada_portfolio/methanol-plant/?gclid=CjwKCAjw95yJBhAgEiwAmRruthHQYOkxRO_WYtJNeidFVUr6B5j0uJvynSYSo2ezoV-q4bzyuN-6R6xoCRrQQA_vD_BwE.
88. <https://www.chemengonline.com/major-green-methanol-complex-to-be-built-in-belgium/>.
89. Report on Carbon Capture Utilization and Storage, Challenges and Opportunities for the Arab Region, Economic and Social Commission for Western Asia (ESCWA) 2017.
90. <https://www.adnoc.ae/ar/news-and-media/press-releases/2021/adnoc-to-build-world-scale-blue-ammonia-project>.
91. انبعاثات الكربون في مصر، ومساهمة كل قطاع، [./https://enterprise.press/ar/hardhats](https://enterprise.press/ar/hardhats).
92. اقتصاديات الطاقة المتجددة في ألمانيا، ومصر والعراق، هيثم عبد الله سلمان، المركز لعربي للأبحاث ودراسة السياسات، 2016.
93. Carbon Pricing Leadership Report 2019/20, [www. carbon pricing leadership.org](http://www.carbonpricingleadership.org).



Carbon Dioxide Capture, and Utilization in the Petrochemical Industry: Potential and Challenges

Yasser Mohammed Zaki Boghdadi *

Utilization of CO₂ has quite a different character than storage options. The latter technologies target reducing CO₂'s atmospheric loading by trapping it into remote environments or by fixing it in long-living (hundred years). The previous concept of carbon dioxide capture and storage (CCS) was modified to the concept of carbon capture and use (CCU), with which a number of leading international companies began to take advantage of such business opportunities.

The uses of carbon dioxide gas were divided into two main categories. The first includes its direct use without diversion, especially in enhanced oil recovery operations, which made the production process more commercially feasible. While the other use includes the conversion of carbon dioxide gas by adding a carboxyl group or the so-called "Carboxylation" process to produce carboxylic acids, or through reduction processes to produce chemicals such as urea, or polycarbonate polyols, used in the production of polyurethane, in addition to the production of methanol, and fuels.

This study aims to highlight the main technologies of producing chemicals such as urea, methanol and others products, from captured carbon dioxide. Also, the study will cover the attempts made globally and in Arab counties, especially OAPEC members.

The study concluded that the Arab countries possess many factors that enable them to enhance the production of the petrochemicals by using captured CO₂, in addition to the ability to develop blue hydrogen production projects, that are directly linked to carbon capture technologies, which represents good opportunity for the oil and gas sectors.

Furthermore, it is necessary for Arab countries to invest in building necessary infrastructure, and transportation networks in addition to issuing the regulations and legislations that support and encourage developing carbon capture, storage and usage projects.

*Oil Industries Expert, Technical Affairs Dept. OAPEC – Kuwait.

Abstract

Potential Drilling Problems

Eng. Torki Hasan Hemsh *

Defining problems shapes the start of any engineering project. The nature and scale of the problems differ owing to the nature of an engineering effort. Drilling operations are considered as the cornerstone of petroleum industry, and petroleum resources are the main pillars of the modern civilization. Oil and natural gas proved reserves were estimated at 1.3 trillion barrels and 200 trillion cubic meters respectively.

Drilling costs are estimated some 25% of worldwide upstream budgets. Drilling faces many complications that are difficult to be directly observed as most of them take place under the surface. Planning drilling operations is seen as one of the biggest challenges facing engineers and field crews.

The planning stage usually includes all possible scenarios of anticipated problems and possible solutions. Many drilling problems can pose a great risk either to the life of the crew, or to the well itself, and it is -by all means- very difficult to find solutions to these problems on spot.

Drilling requires a large number of equipment, crews, transport vehicles, a lot of mechanical equipment and chemicals, thus, all steps taken in the field must proceed in harmony so that the work cycle moves in a monotonous manner. Nevertheless, problems do arise, equipment breaks down, and it is almost certain that problems will happen during drilling even in carefully planned wells. One of the reasons is that the formations and geological conditions are heterogeneous, which means a well may be drilled without any problems or difficulties, while problems may appear when drilling an adjacent well.

This study aims at explaining the most important problems associated with drill stem, mud, operations, control, casing, cementing, and directional drilling problems, either on or offshore. It examines some of the issues that emerged with the development of the directional drilling and hydraulic fracturing technologies, and it deals with the potential environmental impacts of these problems.

Case studies and examples on specific problems and their related solutions were presented as part of an attempt to provide a clear reading of a problem, and to enrich the information about field solutions that were followed, as accumulated knowledge contributes to creating a system of preventive measures and ultimately lead to sustainable operations development. Examples in the study highlighted drilling problems caused by human error and other caused by reasons beyond control. In fact, every problem encountered in any drilling location in the world opens an opportunity for preventing / solving the same problem elsewhere. This practically means improving drilling efficiency.

* Senior Petroleum Expert, - Technical Affairs Department, OAPEC - Kuwait

Contents

Articles

Potential Drilling Problems

7

Eng. Torki Hasan Hemsh

[Abstract](#) 7

Carbon Dioxide Capture, and Utilization in the Petrochemical Industry: Potential and Challenges

121

Yasser Mohammed Zaki Boghdadi

[Abstract](#) 8

Oil and Arab Cooperation is an Arab journal aiming at spreading petroleum and energy knowledge while following up the latest scientific developments in the petroleum industry

Articles published in this journal reflect the opinions of their authors and not necessarily those of OAPEC.

- Articles should not exceed 40 pages (including text, tables, and figures) excluding the list of references. The full text of the article should be sent electronically as a Word document.
- Figures, maps, and pictures should be sent in a separate additional file in JPEG format.
- “Times New Roman” should be used with font size 12. Line spacing should be 1.5. Text alignment should be “justified”.
- Information sources and references should be referred to/enlisted in a clear academic method.
- When citing information from any source (digital, specific vision, or analysis), plagiarism should be avoided. Such information should be rephrased by the researcher’s own words while referring to the original source. For quotations, quotation marks (“...”) should be used.
- It is preferred to write the foreign names of cities, research centres, companies, and universities in English not Arabic.
- The researcher’s CV should be attached to the article if it was the first time he/she cooperates with the journal.
- Views published in the journal reflect those of the authors and do not necessarily represent the views of OAPEC. The arrangement of the published articles is conditioned by technical aspects.
- Authors of rejected articles will be informed of the decision without giving reasons.
- The author of any published article will be provided with 5 complementary copies of the issue containing his/her article.

**Articles and reviews should be sent to:
The Editor-in-Chief, Oil and Arab Cooperation Journal, OAPEC**

**P.O.Box 20501 Safat -13066 Kuwait
Tel.: (+965) 24959000 - (+965) 24959779**

Fax : (+965) 24959755

E-mail : oapec@oapecorg.org - www.oapecorg.org

PUBLICATION RULES

DEFINITION AND PURPOSE

OIL AND ARAB COOPERATION is a refereed quarterly journal specialized in oil, gas, and energy. It attracts a group of elite Arab and non- Arab experts to publish their research articles and enhance scientific cooperation in the fields relevant to the issues covered by the journal. The journal promotes creativity, transfers petroleum and energy knowledge, and follows up on petroleum industry developments.

RESEARCH ARTICLES

The journal welcomes all research articles on oil, gas, and energy aiming at enriching the Arab economic literature with new additions.

BOOK AND RESEARCH REVIEWS

The journal publishes articles presenting analytical reviews on books or studies published on oil, gas, and energy in general. These reviews work as references for researchers on the latest and most important petroleum-industry-related publications.

REPORTS

They tackle a conference or seminar attended by the author on the condition that they are relevant to oil, gas, and energy. Also, the author should obtain the permission of the institution that delegated or sponsored him/her to attend that event allowing him/her to publish their article in our journal. The report should not exceed 10 pages including figures, charts, maps, and tables if available.

RESEARCH CONDITIONS

- Publication of authentic research articles in Arabic which observe internationally recognized scientific research methodology.



OIL AND ARAB COOPERATION

Editor - in - Chief

Ali Sabt Ben Sabt

Secretary General, Organization of Arab Petroleum Exporting Countries (OAPEC)

Managing Editor

Abdulfattah Dandi

Director of Economics Dept. and Supervisor of Media and Library Dept.
OAPEC

Editorial Board

Eng. Imad Nassif Makki

Director of Technical Affairs Dept.
OAPEC

Dr. Dawwod Bahzad

Director Science and Technology Dept.
Kuwait Institute for Scientific Research

Dr. Belkacem L aabas

Chief Economist
Arab Planning Institute

Prices

Annual Subscription (4 issues including postage)

Arab Countries:

Individuals: KD 8 or US \$25

Institutions: KD 12 or US\$45

Other Countries:

Individuals: US\$ 30

Institutions: US\$ 50

All Correspondences should be directed to:

Editor-in-Chief of Oil and Arab Cooperation Journal



OIL AND ARAB COOPERATION



ORGANIZATION OF ARAB PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES
OAPEC

OIL & ARAB COOPERATION



Volume 48 - 2022 - Issue 181

Articles

■ Potential Drilling Problems

Eng. Torki Hasan Hemsh

■ Carbon Dioxide Capture, and Utilization in the Petrochemical Industry: Potential and Challenges

Yasser Mohammed Zaki Boghdadi