منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول/ أوابك

المشاكل المرافقة لعمليات الحفر

Potential Drilling Problems

الكويت

نوفمبر- 2020

منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك)
إدارة الشؤون الفنية

المشاكل المرافقة لعمليات الحفر

Potential Drilling Problems

إعداد
المهندس تركي حسن حمش
خبير بترول/ استكشاف وإنتاج

مراجعة
الدكتور سمير محمود القرعيش
مدير إدارة الشؤون الفنية

الأمين العام
علي سبت بن سبت

مقدمة

لا يخفى أن الموارد البترولية هي دعامة من أهم دعامات الحياة الحديثة تحافظ على سيرها قدماً، فتضخ الطاقة في شريان الصناعة، وتقف في وجه تقلبات الطقس تدفئة وتبريداً، وتدير المحركات للنقل، وتقوم عليها فئة غير محدودة من الصناعات البتروكيميائية. ورغم ما يثار حول عدم استدامة هذه الموارد وأنه لم يبق منها إلا النزر اليسير، إلا أن البيانات العملية تؤكد أن النفط والغاز سيستمران في تغذية موكب الحضارة خلال المستقبل المنظور، حيث يقدّر أن الاحتياطيات المؤكدة من النفط على مستوى العالم قد بلغت نحو 1.3 تريليون برميل في مطلع عام 2020، كما بلغت تقديرات احتياطيات الغاز الطبيعي أكثر من 200 تريليون متر مكعب.

يترافق النمو المضطرد لعدد سكان العالم مع نمو الطلب على الطاقة، وتعمل الصناعة البترولية على تلبية هذا الطلب ضمن مسارات مختلفة من ضمنها مسار الإمداد الذي يبدأ من حفر البئر مروراً بعمليات الإكمال والإنتاج والنقل والتكرير والتخزين، وصولاً إلى التوزيع.

تشكل النفقات المرصودة لعمليات الحفر نحو ربع ميزانية عمليات الاستكشاف والإنتاج على مستوى العالم، وغالباً ما تستمر عمليات الحفر بشكل حثيث طيلة فترة تطوير الحقل التي قد تمتد لبضعة عقود. وتترافق عمليات الحفر مع العديد من العقبات والمشاكل سواء على سطح الأرض أو ضمن البئر نفسها، وبعض هذه المشاكل قد تصل إلى مرحلة خطيرة تزهق الأرواح وتودي بالممتلكات وتبلغ حدود الكوارث البيئية. ولئن توقف الحفر التطويري في حقلٍ ما، فإن عمليات صيانة وإصلاح الآبار باستخدام حفارات الخدمة لا تتوقف، مما يعني أن احتمال حدوث المشاكل المرتبطة بالحفر ومنصات الحفر يبقى قائماً طيلة فترة استثمار الحقل.

ضمن هذا المقام، تأتي هذه الدراسة لبيان أهم المشاكل المرافقة لعمليات الحفر سواء على اليابسة أو في المغمورة، وتعرّج على بعض المشاكل الحديثة التي ظهرت مع تطور استخدام تقنية الحفر الموجّه وتقنية التشقيق الهيدروليكي، وتتطرق إلى التأثيرات البيئية المحتملة لهذه المشاكل. وقد عرضت لأمثلة ودراسات حالة تتناول مشاكل معينة والحلول المتعلقة بها، ضمن محاولة لتقديم قراءة واضحة لمشكلة ما، لإثراء معلومات

المهتمين بالحلول الميدانية التي تم اتباعها في معالجتها. ولا يخفى أن المعرفة التراكمية تساهم في إيجاد ثقافة من التدابير الوقائية وتؤدي في النهاية إلى تطورات مستدامة.

والأمانة العامة لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول لتصدّر هذه الدراسة وهي تأمل أن تضيف بها لبنة جديدة إلى بناء الصناعة البترولية في الدول العربية، وترجو أن يستفيد المختصون منها.

والله ولي التوفيق

الأمين العام

علي سبت بن سبت

جدول المحتويات

مقدمة i
الجداول الواردة في الدراسة v
الأشكال الواردة في الدراسة v
ملخص تنفيذي 7
تمهيد 2
لمحة عن عملية الحفر 13
كلفة الحفر 15
الفصل الأول: المشاكل المرتبطة بتشكيلة الحفر 21
1- 1 عدم ثبات جذع البئر Wellbore Instability 21
1- 1- 1 أسباب عدم ثبات جذع البئر 22
1- 1- 2 التعامل مع مشكلة عدم ثبات جذع البئر 24
1- 2 استعصاء الأنابيب Pipe Sticking 25
1- 2- 1 أنواع استعصاء الأنابيب 25
1- 2- 2 التعامل مع مشكلة استعصاء أنابيب الحفر 30
أ- طريقة القياس المباشر 30
ب- طريقة الحسابات 31
ج- قطع الأنابيب 32
مثال: حل استعصاء تفاضلي 34
1- 3 عطب أنابيب الحفر Drillpipe Failure 34
1- 3- 1 انقطاع الأنابيب نتيجة الفتل 34
1- 3- 2 انفصال الأنابيب نتيجة إجهاد الشد 36
1- 3- 3 انفجار أو تطبق الأنابيب 36
1- 3- 4 كلل المعدن الطبيعي 37
1- 3- 5 الاحتكاك في البئر 37
1- 3- 6 التأثير السلبي للاهتزازات 39
مثال: التعامل مع الاهتزازات 43
1- 3- 7 التعامل مع عطب مجموعة الحفر 44
الفصل الثاني: تهريب سائل الحفر، وتلوثه 46
2-1 تعريف تهريب سائل الحفر 46
2- 2 نتائج تهريب سائل الحفر 47
2- 3 الإجراءات الوقائية قبل حدوث تهريب سائل الحفر 49
2- 4 التعامل مع تهريب سائل الحفر 49
مثال: حفر نطاق مرتفع الحرارة والضغط 51
2- 5 تلوث سائل الحفر 53
2- 5- 1 مصادر تلوث سائل الحفر 54
الفصل الثالث: المشاكل المرتبطة بعمليات الحفر 57
3- 1 حفر النطاقات التي تحتوي غاز كبريتيد الهيدروجين 57

3- 2 المشاكل المرتبطة بالمعدات 59
3- 3 الاتصالات 60
3- 4 الطاقم 61
مثال: اندفاع بئر ماكوندو **65**
مثال: انفجار منصة Piper Alpha في بحر الشمال **68**
3- 5 المعدات المستعصية 69
الفصل الرابع: السيطرة على البئر **71**
4- 1 تصنيف طرق السيطرة على البئر 71
الفصل الخامس: مشاكل مواسير التغليف والسمنتة **73**
5- 1 تعليق المواسير خلال تثبيتها 73
5- 2 انحناء مواسير التغليف 74
5- 3 تأثير درجة الحرارة والضغط 75
مثال: آبار الضغط المرتفع والحرارة العالية في الهند **76**
5- 4 عمق تثبيت مواسير التغليف **76**
مثال: تحديات حقل Shenzi، في خليج المكسيك **78**
5- 5 مشاكل السمنتة **80**
5- 5- 1 التسريب نتيجة فشل السمنتة 81
5- 5- 2 مشاكل مرتبطة بسيولة الأسمنت وسائل الحفر 82
5- 5- 2 عدم مركزة مواسير التغليف 83
مثال: اندفاع مونتارا- أستراليا **84**
الفصل السادس مشاكل الحفر الوجه **86**
6- 1 التداخلات المغناطيسية نتيجة مكونات سائل الحفر.....89
الفصل السابع: مشاكل التشقيق الهيدروليكي **91**
7- 1 تشوّه مواسير التغليف عند التشقيق الهيدروليكي 92
مثال: تشوه مواسير التغليف في أحد الحقول الصينية **93**
7- 2 إجهاد مواسير التغليف نتيجة تغير درجة الحرارة 94
7- 3 مشكلة المياه في عمليات التشقيق الهيدروليكي 96
7- 3- 1 كمية المياه اللازمة للتشقيق الهيدروليكي 96
7- 3- 2 المياه المنتجة بعد التشقيق الهيدروليكي 97
الفصل الثامن: الآثار البيئية المرافقة لعمليات الحفر **99**
8- 1 التلوث الصوتي 99
8- 2 جودة الهواء 100
8- 3 التلوث بمواد الحفر 100
8- 4: التأثير الثقافي 101
8- 4: التأثير على الموارد البرية 102
8- 5: المواد الصلبة وإدارة النفايات 103
8- 6: التأثير الاجتماعي 103
الخلاصة والاستنتاجات **105**
بعض المصطلحات المستخدمة في الدراسة **108**
المصادر **112**

الجداول الواردة في الدراسة

الجدول 1: آبار تعرضت لمشاكل في حواجز التدفق أو تكامل البئر في مناطق مختلفة من العالم 11
الجدول 2: تكاليف حفر الآبار في المغمورة في دول جنوب الصحراء الكبرى في أفريقيا 17
الجدول 3: بعض أسباب ظهور مشكلة عدم ثبات جذع البئر 23
الجدول 4: بعض مؤشرات حدوث مشكلة عدم ثبات جذع البئر 23
الجدول5 : بعض الاكتشافات في المياه العميقة والسحيقة بين 2015- 2019 39
الجدول 6: أمثلة عن معيار توزع الجسيمات المستخدمة. 50
الجدول 7: كلفة بعض مواد معالجة تهريب سائل الحفر. 50
الجدول 8: تكاليف سائل الحفر لبئر في دلتا النيجر 56
الجدول 9: تأثير غاز كبريتيد الهيدروجين على الإنسان 57
الجدول 10: عدد الحوادث المضيّعة للوقت في عمليات الحفر حسب الفئات العُمرية عام 2018 64
الجدول 11: الحد الأدنى لمواسير التغليف السطيحة في ولاية أركنساس 78
الجدول 12: كميات المياه اللازمة لتشقيق بئر واحدة حسب الولاية والحوض 96
الجدول 13: تحليل عينة من مياه مسترجعة بعد التشقيق في ولاية بنسلفانيا 98

الأشكال الواردة في الدراسة

الشكل 1: ثاني منصة حفر في موقع بئر دريك 9
الشكل 2: مخطط توضيحي لمنصة الحفر 15
الشكل 3: متوسط تكاليف الحفر والإكمال في خليج المكسيك عام 2015 18
الشكل 4: متوسط تكاليف الحفر والإكمال على اليابسة في بعض المنظومات الأمريكية 18
الشكل 5: تكاليف البئر على اليابسة في بعض المنظومات الأمريكية عام 2014 19
الشكل 6: الكلفة اليومية لمنصة الحفر شبه الغاطسة 20
الشكل 7 شكل تخطيطي لعدم ثبات جذع البئر 22
الشكل 8: الاستعصاء التفاضلي 27
الشكل 9: استناد الأنابيب إلى جدار البئر 28
الشكل 10: إجمالي الوقت الضائع نتيجة حالات الاستعصاء في أرامكو السعودية 29
الشكل 11: مخطط لأحد أجهزة تحديد عمق الاستعصاء 30
الشكل 12 توضيح لأداة قطع الأنابيب المستعصية 33
الشكل 13: أداة العزل التوافقي للحد من اهتزاز مجموعة الحفر 35
الشكل 14 انفجار المواسير نتيجة الضغط الداخلي المرتفع 36
الشكل 15 تطبق المواسير نتيجة الضغط الخارجي المرتفع 37
الشكل 16: انقطاع وصلة أنبوب الحفر نتيجة الاحتكاك 38
الشكل 17: دليل مؤشر خطورة اهتزاز مجموعة الحفر 42
الشكل 18: أعماق الاكتشافات في خليج المكسيك 42
الشكل 19: شكل تخطيطي لظاهرة تدويم مجموعة الحفر 44
الشكل 20: تهريب سائل الحفر 47
الشكل 21: مواد تستخدم لعزل نطاقات التهريب خلال عملية السمنتة 53
الشكل 22: وجود غاز كبريتيد الهيدروجين في حقول الكويت 59
الشكل 23: عدد حوادث معدات الرفع على المنصات البحرية في خليج المكسيك 60
الشكل 24: مخطط تحليل الأسباب الجذرية للحوادث على مستوى الفرد 62
الشكل 25: مخطط تحليل الأسباب الجذرية للحوادث على مستوى الفريق والإدارة 63
الشكل 26: سلة اصطياد الحطام من البئر 69
الشكل 27: مانع الاندفاع ومسار سائل الحفر 72
الشكل 28: حفر آبار الإنقاذ في اندفاع ماكوندو 73

الشكل 29: تعليق وانحناء مواسير التغليف 74
الشكل 30: تصنيف الآبار حسب درجات الحرارة والضغط 75
الشكل 31: القباب الملحية بعد تطوير المعالجة الزلزالية 79
الشكل 32: ماسورة إنتاج مزدوجة الجدار 79
الشكل 33: مراحل عملية السمنتة 81
الشكل 34: توضع الأسمنت في حال عدم مركزة مواسير التغليف 83
الشكل 35: توضع المستشعرات المغناطيسية في مجموعة الحفر 89
الشكل 36: تدرج الضغط اللازم لعمليات التشقيق الهيدروليكي بالعلاقة مع العمق 92
الشكل 37: مخطط لمراحل تشقيق البئر X-1H 93
الشكل 38: تشوه مواسير التغليف نتيجة تسريب سائل التشقيق 95
الشكل 39: موقع لشركة شيفرون في إحدى المدن الكندية 102

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، وقدرت 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 بتشكيلة 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

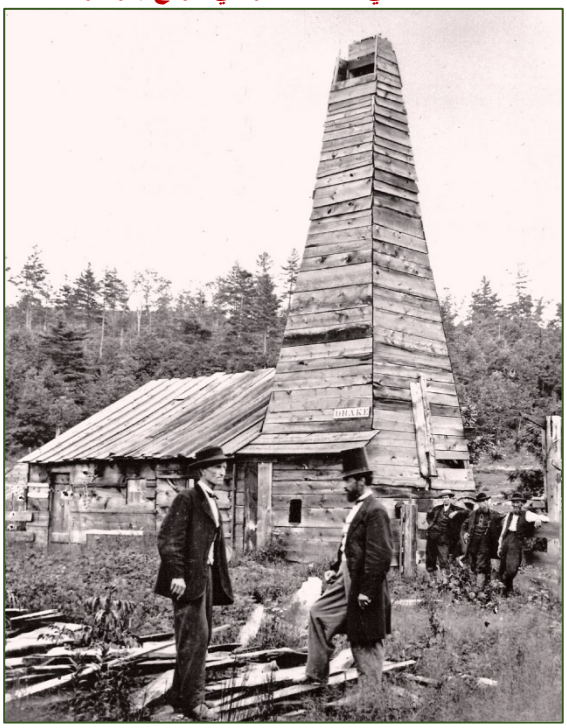
يتضمن كل مشروع هندسي مهما كان نوعه بعض المصاعب والعوائق التي تقف في طريق إنجازه بشكل سلس، وتختلف طبيعة هذه المشاكل باختلاف نوع المشروع. ومن الطبيعي أن عمليات الحفر لا تشذ عن هذه القاعدة إذ تواجه هذه العمليات العديدَ من التعقيدات التي تصعب رؤيتها بشكل مباشر في أغلب الأحيان، لأن معظمها يجري تحت سطح الأرض، 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 كبيرٍ من المعدات والطواقم ومركبات النقل والكثير من التجهيزات الميكانيكية والمواد الكيميائية، ولابد لجميع الخطوات المتخذة في الحقل من أن تسير بشكل متناغم حتى تتحرك دورة العمل بشكل رتيب ميسّر. 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 المكمن 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 الطامّة 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 ديريك[1].

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 تقدّم- 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 الحجري[2].

* كانت سعة تلك البراميل مختلفة، لكن أشهرها كانت سعته 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 للاندفاع. وفي خليج المكسيك، ومن أصل 15500 بئر منتجة في عام 2013، تعرض 43% منها لارتفاع ضغط كبير في مواسير التغليف[3]. وفي دراسة لنحو 406 آبار في 12 موقعاً في النرويج[4]، 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 الاندفاع، 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	1965 -1988	6953	6.1
كندا	آبار في حقل Saskatchewan على اليابسة	غير محدد	435	22
الصين	حقل Daqing على اليابسة	1980 -1999	6860	16.3
الولايات المتحدة	خليج المكسيك.	1973 -2003	15,500	43
البحرين	آبار على اليابسة	1932 -2004	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	1978 -1999	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	1910 -2004	316,439	4.6
النرويج	آبار من 12 حقلاً	1977 -2006	406	18
إندونيسيا	مضيق Malacca على اليابسة وفي المغمورة	1980 -2004	164	4.3
النرويج	آبار مهجورة تعود لثماني شركات	1970 -2011	193	38
هولندا	آبار على اليابسة	غير محدد	31	13
الولايات المتحدة	آبار في ولاية Pennsylvania	2010 -2012	4602	4.8
الولايات المتحدة	حقل Mag Ann على اليابسة، جنوب تكساس.	1998 -2011	18	61
الولايات المتحدة	على اليابسة في ولاية Pennsylvania	2008 -2013	6466	3.4
الولايات المتحدة	على اليابسة في ولاية Pennsylvania ضمن تكوين Marcellus للسجيل	2008 -2011	3533	2.58
الولايات المتحدة	على اليابسة في ولاية Pennsylvania ضمن تكوين Marcellus للسجيل	1958 -2013	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 الأمر.

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 بضع 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 String Drill 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 فتات الحفر Cuttings، وهذه الفتات لو تراكمت فقد توقف الحفر أو تسبب استعصاء تشكيلة الحفر كلها، لذلك يجري ضخ سائل طيني الأساس Mud عبر التشكيلة مروراً برأس الحفر لينظف الفتات 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. ويشبّه 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 الملوحة. 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 يسهّل 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. وهناكٌ طيفٌ من هذه الاختبارات يمكن إجراؤه حتى بعد عملية تغليف البئر.

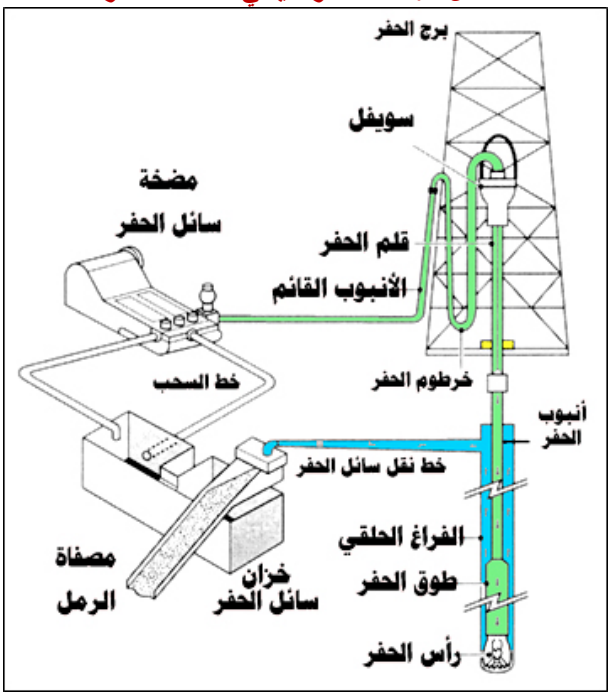
- **اختبار عينات من موائع الطبقات**:

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 بعد[5].

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 مشروعٍ ما.

تتغير كلفة الحفر من بئر لأخرى، ومن حقلٍ 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 الاحتياطيات التي يتم تطويرها، وعوامل أخرى ترتبط بحجم الإنتاج والطاقة الإنتاجية المتاحة من حقلٍ معين، كما تتأثر كلفة الحفر حتى بالظروف الجوية، فالحفر في المغمورة 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 مجالاً 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 السمنتة، والقياسات البئرية، وعمليات التثقيب 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 مثالاً 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 العالم[6].

* Sub-Saharan Africa

الجدول 2: تكاليف حفر الآبار في المغمورة 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 المغمورة 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 المغمورة تتمثل في:

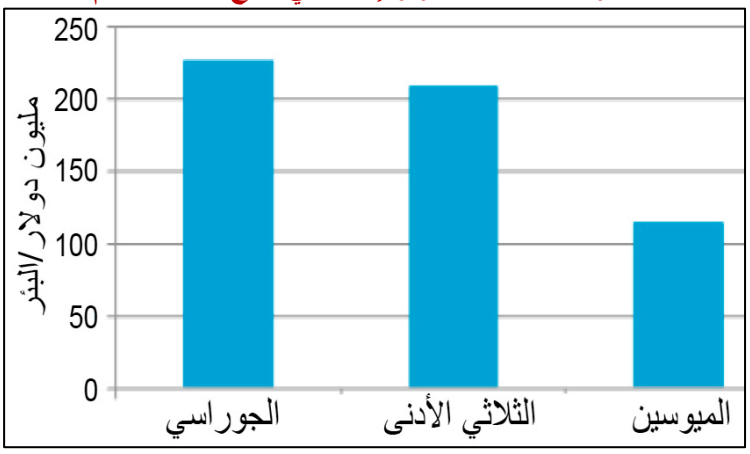
- عمق المياه.
- عمق البئر المراد حفرها.
- ضغط ودرجة حرارة المكمن.
- حجم الحقل، وبعده عن الشاطئ.

ويضاف إلى هذه العوامل كذلك جودة المكمن، 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"الميوسين" 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 الطبيعية 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 دولار[7].

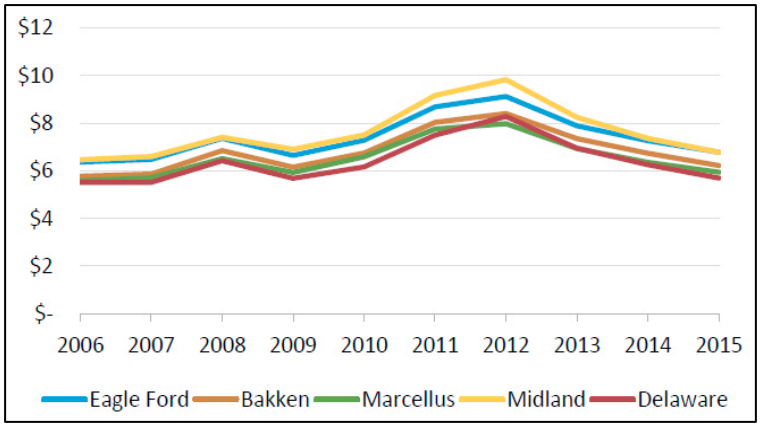
الشكل 3: متوسط تكاليف الحفر والإكمال في خليج المكسيك عام 2015



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

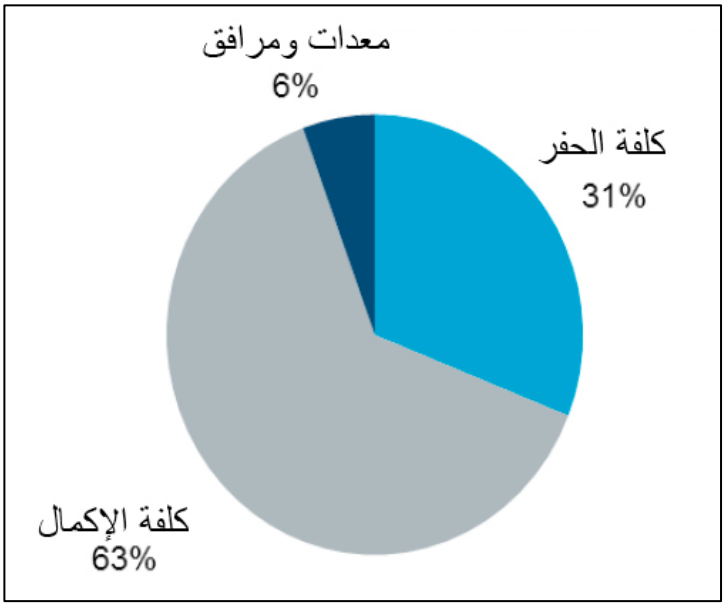


المصدر: EIA، 2016

* 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 الموجّهة، 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

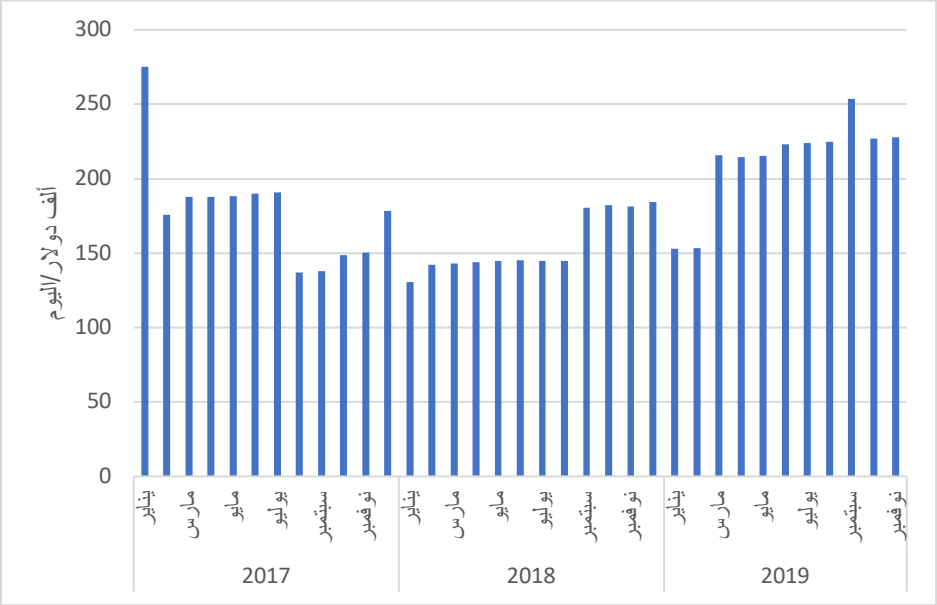
وهنا قد يكون من المفيد معرفة عدد الآبار التي تحفر سنوياً للوقوف على صورة أولية مبسطة عما يمكن للتكاليف أن تصل إليه، فعلى سبيل المثال بلغ عدد آبار النفط والغاز المحفورة في مقاطعة ألبرتا الكندية 2241 بئراً وذلك خلال عشرة أشهر من عام 2019، منها 617 بئراً للغاز (558 تطويرية، و59 استكشافية)، و1624 بئراً للنفط (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 اليوم[9]. 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، والممركزات 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 تفهّم المشاكل أو محاولة الحد من حدوثها يمثل هدفاً في غاية الأهمية.

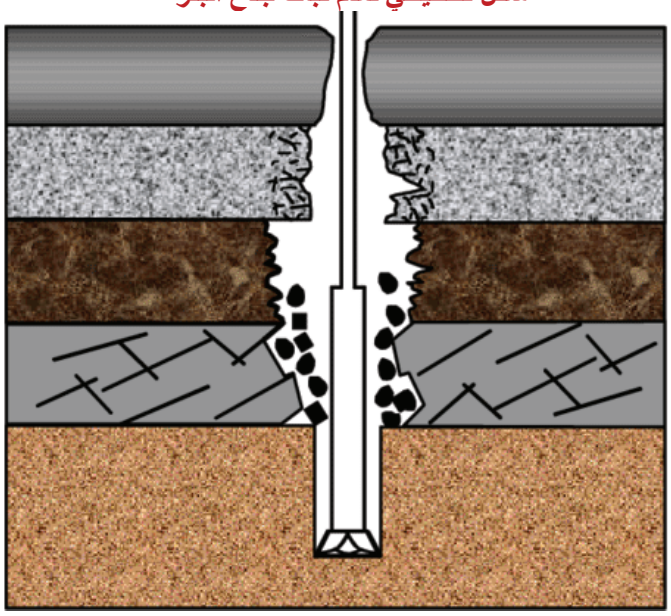
1- 1 عدم ثبات جذع البئر Wellbore Instability

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 البئر[10]، ويقدر أن 30% من التكاليف الإضافية خلال عملية الحفر تنفق عملياً على حل مشاكل عدم ثباتية جذع البئر[11]. 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 الأنابيب[12].

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 تصنّف أسباب ظهور هذه المشكلة ضمن ثلاثة أنواع رئيسية[13]:

* Non-Productive Time

1- **أسباب ميكانيكية**: بسبب الاجهاد المسلّط 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 لسائل الحفر منخفضاً، بينما يحدث التكسر نتيجة الشد عندما يكون الوزن النوعي للسائل مرتفعاً.

2- **الحت**: 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 الحفر[14].

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	**تدرّج 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**
تضيق 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 لابد من الدقة في تحرّي المؤشرات، وهو أمر يرتبط بالخبرة إلى حدٍ 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 بئرٍ ما، ومحاولة تفاديها في الآبار التالية. ويمكن توضيح ذلك من خلال **مثال** من الصين[15]، حيث ظهرت مشكلة عدم ثبات جذع البئر خلال حفر بئر استكشافيتين 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

الثبات التي تم الحصول عليها من بيانات الحفر اليومية ومن قياسات تغير قطر البئر، وقياسات المقاومة المجهرية Microresistivity*. ثم استخدمت الخواص الجيوميكانيكية من البئرين المحفورتين 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 2010[16].

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

- ارتفاع عزم اللّي 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:

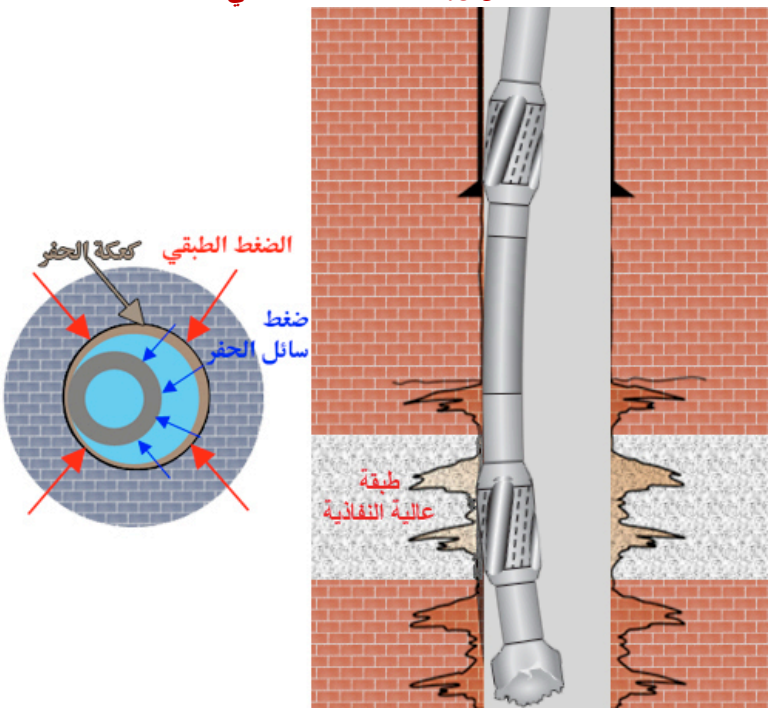
- ✓ الحفر ضمن تشكيلة مرتفعة النفاذية.
- ✓ تكوّن كعكة حفر سميكة.
- ✓ وجود أنبوب الحفر على تماس مع كعكة الحفر، وهذا عادة ما يحدث عند ميل جذع البئر عن الوضع العمودي (الشاقول).
- ✓ وجود فرق ملحوظ بين الضغط الهيدروستاتيكي وضغط الطبقة المحفورة.
- ✓ التوقفات في عملية الحفر.
- ✓ عدم كفاءة دوران سائل الحفر بين الأنابيب والكعكة المتشكلة حيث تصبح الكعكة وكأنها عازل للضغط عند توقف الأنابيب عن الحركة[17].

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

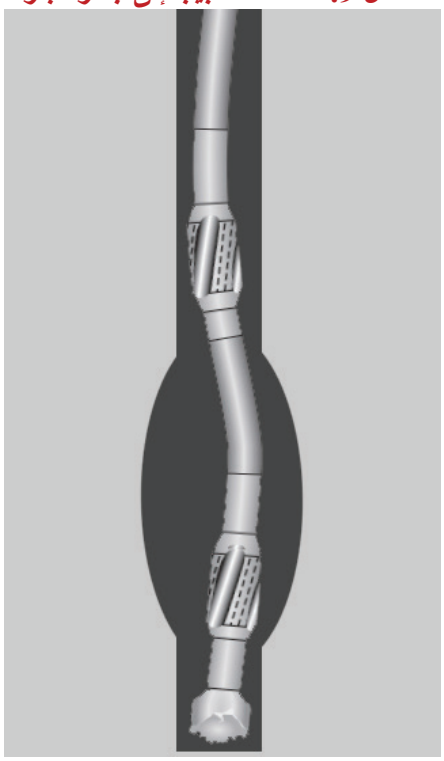
ويسمى أيضاً الالتصاق الميكانيكي Mechanical Sticking، ويحصل لعدة أسباب، من أهمها:

- ✓ تراكم فتات الحفر نتيجة عدم كفاءة التنظيف، أو توقف الدوران لفترة طويلة مما يساهم بترسب فتات الحفر في حالة عدم تجانس خواص سائل الحفر. أو نتيجة لنموّ كعكة الحفر خاصة عند الطبقات مرتفعة النفاذية.
- ✓ عدم ثباتية جدران البئر، وحدوث التكهف أو زحف* الصخور الغضارية أو الملحية أو تحرّك 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 نطاقٍ 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 لزوجته 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

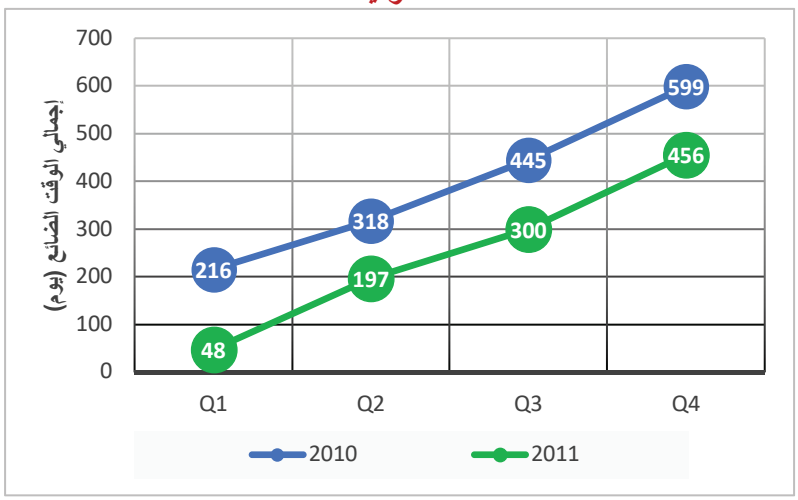
* هناك عدد كبيرٌ من التسميات المتعارف عليها في الصناعة البترولية ترتبط بأسماء الحيوانات، ومنها على سبيل المثال عنق الإوزة Gooseneck وهو يمثل جزءاً من خرطوم نقل سائل الحفر باتجاه أنابيب الحفر، ومنها القط البرّي Wild Cat وهي البئر التنقيبية، وهناك الكثير من هذه الأمثلة.

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 اصطياد الأنابيب المستعصية مقابل حفر جذع جانبي وهجر الأنابيب المستعصية. حيث تنص سياسة أرامكو على إلغاء محالات اصطياد الأنابيب المستعصية إذا كانت كلفة عملية الاصطياد 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 المنحى التراكمي للزمن الضائع في حالات استعصاء الأنابيب قبل وبعد الإجراءات التي تبنتها أرامكو، حيث يظهر جلياً تراجع الوقت الضائع بشكل ملحوظ[18].

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



Muqeem et al، 2012

1- 2- 2 التعامل مع مشكلة استعصاء أنابيب الحفر

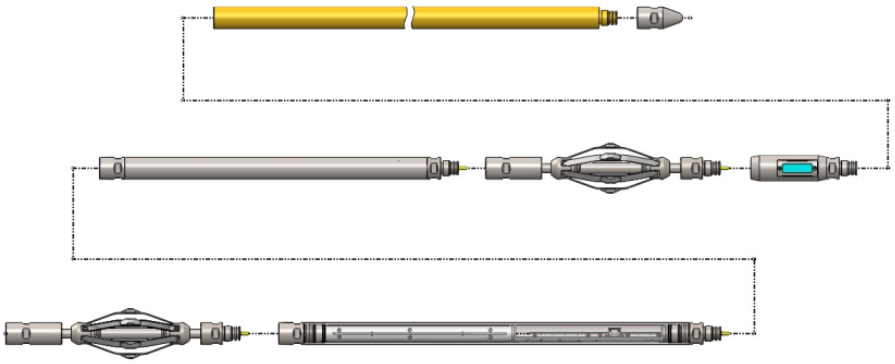
عند التعامل مع هذا النوع من المشاكل، فإن الخطوة الأولى تتمثل في تحديد العمق الذي حصل عنده الاستعصاء، وهذا يجري عادة بطريقتين، إما بالقياس المباشر، أو بالحسابات.

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 المغناطيسي[19] 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 الموجّهة. 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 الطبقية 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 مزلّقة 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 ترتكز على[20]:

- ✓ 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 أملاً 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 اصطياد 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 الأنابيب[21].

2- الطريقة الكيميائية:

تستخدم في هذه الطريقة شحنات متفجرة صغيرة ترسل كمية من المواد الأكّالة عالية الفاعلية بحيث تسبب تآكلاً شبه فوري بشكل دائري منتظم في الأنابيب المستعصية[22].

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 Hughes[23]، 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 للأنابيب[24].

لحل المشكلة جرى حقن 36 متر مكعب من نفط 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 الطبقية 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، وأتبعت 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 باللّي 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 حفاضاً 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 تقدّر بدون واحدات.
§ استخدمت تسمية عطب أنابيب الحفر كترجمة لكلمة Failure لأن الأنابيب أخفقت في تأدية المهمة المسندة إليها سواء بسبب انقطاعها أو تآكلها، أو تطبقها أو تهريبها، أو غير ذلك.

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

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 لكلل المعدن، وانقطاعه.

لتجاوز هذه المشكلة، يتم اللجوء لأنواع مختلفة من الأدوات التي تعمل على تخفيف الاهتزازات، ومنها على سبيل المثال أداة العزل التوافقي[25] 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 يخزّن 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 و81% على التوالي[26].

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 (الليونة 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 خارجها[27]، كما هو موضح في الشكلين 14و15. 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

Myers، 2017

الشكل 15
تطبق 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 يسرّع 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 بديلاً 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 الأنبوب.

الشكل 16: انقطاع وصلة أنبوب الحفر نتيجة الاحتكاك

Hehn et al، 2007

* الشرار، الجزء المحلزن 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 إحماؤه أو إرجاعه Tempering عن طريق تسخينه إلى ما دون الحرارة الحرجة، وتركه يبرد بالتدريج.

عموماً، دلّت 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 الأنبوب[28].

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 شهدها 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.

الجدول5 : 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	البئر	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 (Apprisal)	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 خاصة[29].

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 الدراسات[30] إلى أن شركة Schlumberger عملت على القياس الآني لاهتزاز مجموعة الحفر متتبعة 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، دعته 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

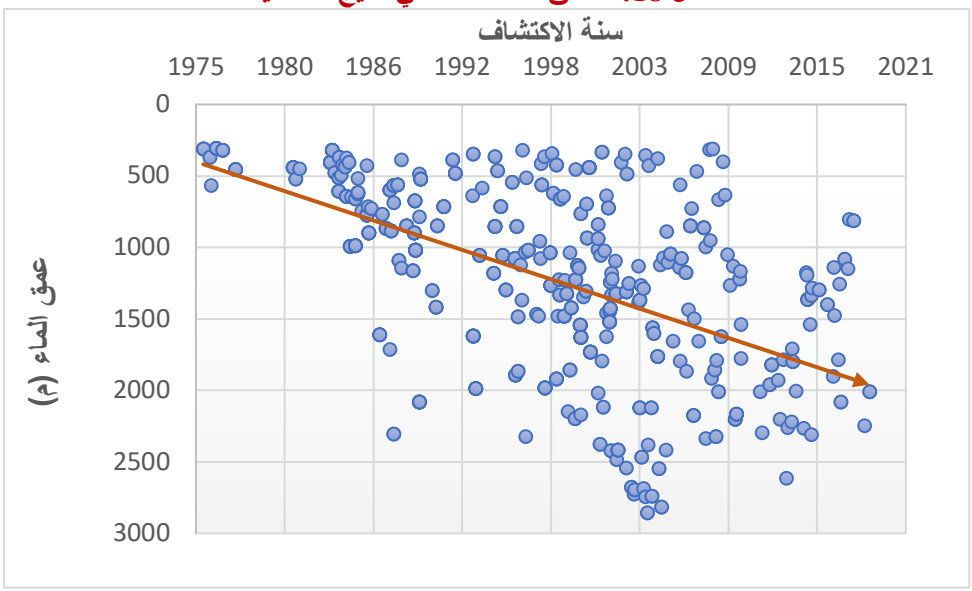
	Vib X (G rms)	Vib Lat (G rms)	Time Limit
Low	<1	<1	None
Medium	1<2	1<3	Recommended to mitigate More than 24 hours, medium risk of tool failure
High	2<4	3<6	Mandatory to mitigate More than 12 hours, high risk of tool failure
Severe	>4	>6	30 minutes (formal notification)

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

Arevalo *et al*، 2011

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 المثال[31] 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



Hemsh، 2019.

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 اصطياد 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 بقطر $18\frac{1}{8}$ 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 توضعت على القاشط نفسه، وهذا ما سبب انخفاض

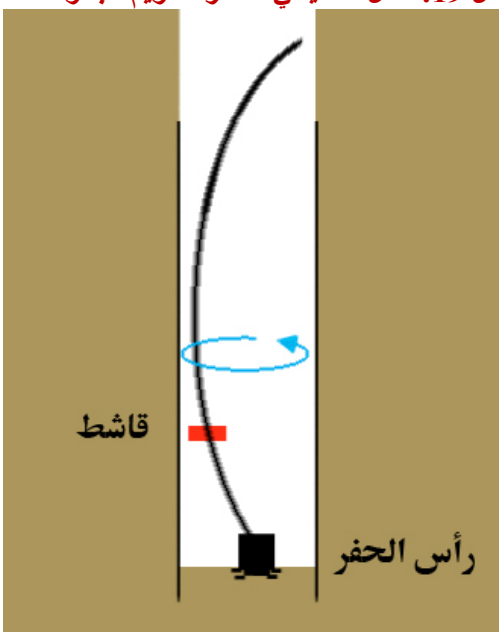
* لم توضح الورقة اسم الحقل أو البئر.

† Rate of Penetration.

‡ الصيغة المعدنية لملح كلوريد الصوديوم المعروف باسم الملح الصخري.

سرعة الحفر. وظهرت اهتزازات جانبية قوية، كما أشارت القياسات اللحظية خلال الخفر 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/د[32].

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 اصطياد 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 أكّالة خلال عملية الحفر، ويمكن هنا الاستعانة ببعض المواد الكيميائية التي تتحكم

بحموضة سائل الحفر خاصة عند احتمال وجود غاز كبريتيد الهيدروجين H_2S في البئر. ويمكن القول إن المشاكل المرتبطة بتشكيلة الحفر تعتبر مشاكلاً 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 اصطياد مجموعة الحفر في حال انقطاعها، وتكاليف هجر البئر في الحالات الصعبة التي لا يمكن حلها.

ثانياً: تهريب سائل الحفر، وتلوثه

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 الحفر[33]. 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.

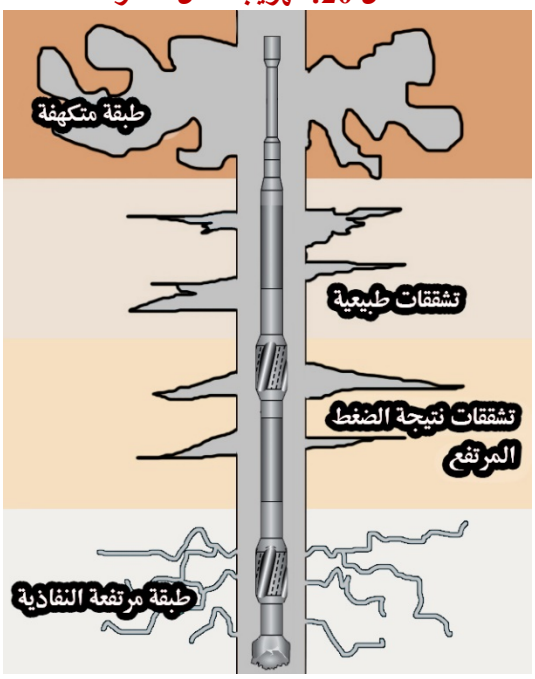
ينظر إلى مخاطر الحفر في مناطق معروفة بطبقاتها المتشققة أو عالية النفاذية أو المتكهفة كأحد العوامل الهامة في اعتماد برنامج حفر معين أو تعديله أو حتى إلغائه، فعند تقدم الحفر نحو نطاقات منخفضة الضغط، يدخل قسم من سائل الحفر في الطبقة من خلال هذه النطاقات التي تدعى النطاقات السلّابة أو النطاقات السارقة Thief 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 ليوجِد 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 كمٌ كبيرٌ 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 تغطيها مظلة من التكتم في الصناعة البترولية، وباتت تشكل سراً من أسرار الشركات العاملة في هذا المجال[34].

الشكل 20: تهريب سائل الحفر



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 مكمن 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 المخترقة[35]، 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 الطبقية.

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 معيقات للحركة ضمن الفراغ الحلقي بين الأنابيب وجدران البئر. إضافة إلى تغليف التشكيلات المتشققة 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 توزع الجسيمات المستخدمة† PSD من بين أهم المعايير عند اختيار المواد المانعة للتهريب. يبين الجدول 6 نتائج عدة دراسات تتعلق بتوزع الجسيمات المستخدمة[36].

* Lost Circulation Material.

† Particles Size Distribution.

الجدول 6: أمثلة عن معيار توزع الجسيمات المستخدمة.

معيار توزع الجسيمات	نسبة التطابق الحقلي مع التجارب المخبرية
D50≤ 3/1 قطر مسامات التشكيلة	**%68**
D90= حجم مسامات التشكيلة	**%77**
D90= أكبر قطر للمسامات D75 > 3/2 أكبر قطر للمسامات D50≤ 3/1 D25=7/1متوسط قطر المسامات D10 > أصغر قطر للمسامات	**%45**
D50= قطر المسامات	**%55**
D50≤ 10/3 قطر مسامات التشكيلة D90 ≤ 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، وD90 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 وكربونات الكالسيوم إلا عند استخدامها بتراكيز مرتفعة.

ومع تكرار الإشارة إلى تأثير فقدان سائل الحفر على كلفة عملية الحفر برمّتها، 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 الحفر[37]، مع ملاحظة أن هذه الأسعار تختلف من مكان لآخر بحسب الجهة المصدّرة وبحسب جودة المواد.

الجدول 7: كلفة بعض مواد معالجة تهريب سائل الحفر.

المادة	دولار/الطن
بنتونايت	**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 توزع 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 المكمن، ويتبعه ارتفاع كبير في الضغط تحت المكمن. 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 خفّض من قيمة منحني التشقيق، أي من قيمة الضغط الذي يمكن أن يتسبب بتشقق الطبقة المحفورة، وبينت التحاليل المكمنية وجود شقوق بقطر يصل إلى 800 ميكرون. مما عنى 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. وسعياً للوصول إلى اللزوجة البلاستيكية‡ المثالية، تم استخدم نوعين من البارايت§ بأقطار حبيبات مختلفة مع استخدام مادة مستحلِبة 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[38].

---

* 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 كسرٍ 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 تسرّب 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 والسمنتة (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.

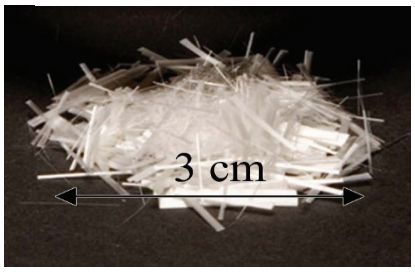
تم لاحقاً اللجوء إلى الاسمنت المعزز بالألياف CemNet، حيث تضاف للخلطة الأسمنتية ألياف خاصة غير قابلة للاشتعال، تعمل على تكوين شبكة تغلق نطاقات التهريب، وتسمح بوصول الأسمنت إلى السطح. حقن في البادية نوع خاص من الألياف الميكروية[39] W/O Losseal، للمساعدة على الحد من التهريب خلال قشط كعكعة الحفر تحضيراً لعملية السمنتة. ثم حقنت الألياف[40] CemNet ضمن خلطة أسمنتية منخفضة السيولة Low-rheology مما أغلق نطاقات التهريب خلال عملية إزاحة الأسمنت نحو السطح، وسمح بالقيام بعملية سمنتة 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

Losseal W/O Fibers

المصدر: Schlumberger، بدون تاريخ



CemNet 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 والبنتونايت* 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 تحقن 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 الهزّاز 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 الطبقية، 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 المغنزيوم بكميات كبيرة سيكون له تأثير سلبي على انسيابية سائل الحفر وسوف ترتفع قوة التخثّر 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 سوائل الحفر مرتفعة الكثافة، فإن إضافة الماء ومن ثم تعديل الكثافة باستخدام البارايت يعتبر أمراً غير مجدٍ اقتصادياً.

يلاحظ مما سبق أن تغيّر أي خاصية من خواص سائل الحفر يتبعها تغير في خاصية أو خواص أخرى، مما يعني أن الحفاظ على توازن تركيب سائل الحفر أمر ليس بالهيّن. 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 **مثال**[41] 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 أساسٍ 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 المغمورة، وهو أعلى كلفة من غيره.

الجـدول 8 تكـاليف السـائل لكـل مرحلـة، حيـث يلاحـظ منـه أن كلفـة برميـل سـائل الحفـر 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 الاصطياد، 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 الأمريكية[42].

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، حرقة 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	ترنح، 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، وتقصّفه، ويؤدي إلى إجهاد المعدن وتشققه.

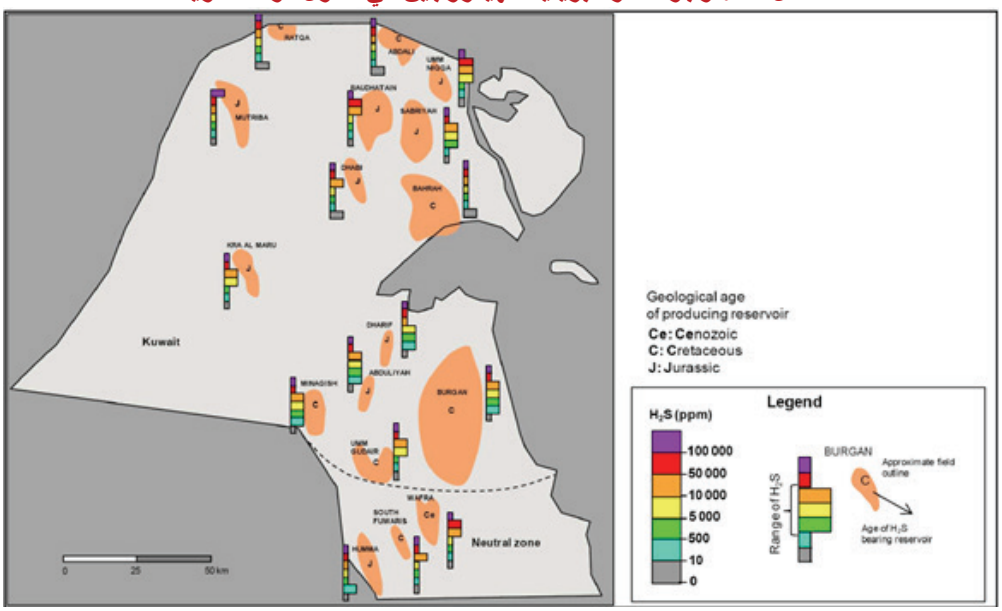
عند وضع خطة الحفر لمناطق معروفة، يمكن توقع وجود غاز كبريتيد الهيدروجين حسب المعلومات السابقة عن المنطقة، حيث يتوجب إجراء دراسة حول المعلومات الجيولوجية والجغرافية للمنطقة، بحيث تتضمن هذه الدراسة تقارير حفر الآبار المجاورة للتنبؤ بالنطاقات التي يتوقع أن يصادف فيها غاز كبريتيد الهيدروجين. ويزداد الأمر 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 اشعال الغاز المندفع لمنع الغاز السام من التأثير على البشر وباقي المخلوقات في المنطقة، بينما تم لاحقاً التعامل مع حريق البئر[43]. 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 الهيدروجين[44]، كما هو مبين في الشكل 22، حيث تختلف التراكيز والأعمار الجيولوجية التي يوجد فيها من مكمن 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:

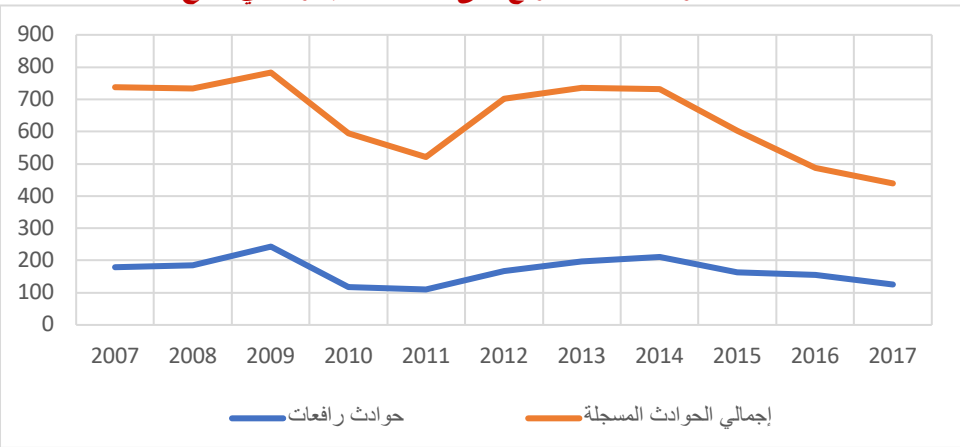
1- استخدام طاقة تصميمية مناسبة للمضخات للتأكد من قدرتها على تنظيف البئر.
2- وجود محرك بقوة كافية لرفع مجموعة الحفر، مع هامش احتياطي لمواجهة المشاكل المحتملة في البئر.
3- وجود أنظمة تحكم ملائمة لمواجهة حالات ركلات الغاز Kick، مع ضرورة صيانة موانع الاندفاع بأنواعها المختلفة.
4- وجود نظام مراقبة يسجل تغير مؤشرات الحفر بشكل منتظم.
5- وجود نظام فعال للتعامل مع سائل الحفر، ولصيانة 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 والطاقم 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 اصطياد مكلفة، وقد تفشل عملية الاصطياد 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 المكسيك[45] 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.

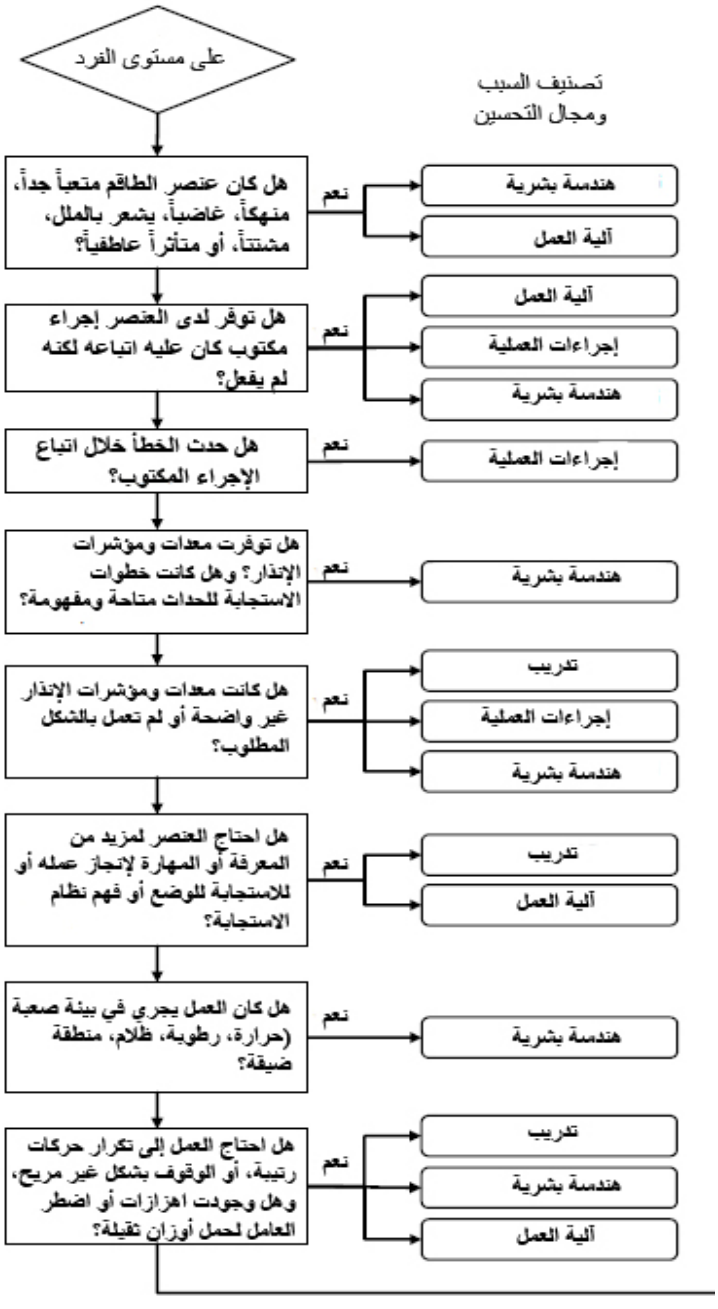
3- 4 الطاقم

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 لحادثٍ ما على مختلف المستويات (فرد، فريق، إدارة) ومحاولة تصنيف هذا السبب ضمن فئات متميزة بحيث يصبح من الأسهل الحد من هذا السبب في المستقبل[46]. 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.

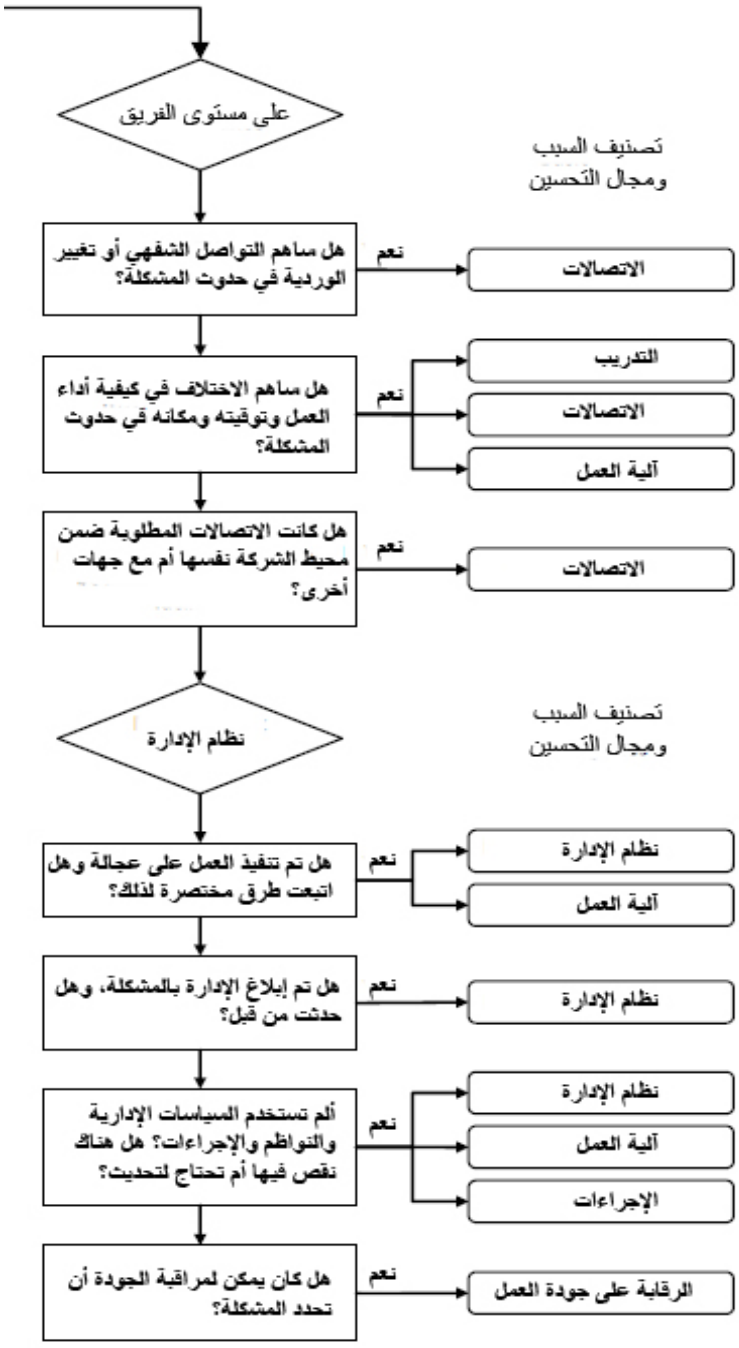
* الشكلان في الأساس ضمن مخطط واحد تم تقسيمه هنا ليكون أوضح، وعند البحث عن جذر الخطأ من المستوى الفردي وعدم الوصول إليه، يتم الانتقال إلى البحث على مستوى الفريق، ثم مستوى الإدارة.

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 المضيّعة للوقت LTI في عام 2018 حسب الفئات العمرية للطواقم العاملة في الصناعة البترولية في الشرق الأوسط* وفي العالم[47]، 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 المضيّعة للوقت في الصناعة البترولية إجمالاً، تسبب بها أفراد تراوحت مدة خدمتهم بين سنة إلى خمس سنوات في مجال الحفر[48]. ولابد عند النظر إلى هذا النوع من الجداول أن تبقى جزئية كلفة توقف الحفر ضمن منظور الأهمية، فارتفاع عدد الحوادث يعني المزيد من التوقفات عن العمل.

الجدول 10: عدد الحوادث المضيّعة للوقت في عمليات الحفر حسب الفئات العُمرية عام 2018

	الشرق الأوسط			إجمالي الصناعة البترولية
الفئة العُمرية		على اليابسة	في المغمورة	اليابسة+ المغمورة
18 - 25	عدد الحوادث	10	3	42
	النسبة من الإجمالي	% 33.3	% 30	% 12.6
26 - 35	عدد الحوادث	12	3	162
	النسبة من الإجمالي	% 40	% 30	% 48.5
36 - 45	عدد الحوادث	3	2	81
	النسبة من الإجمالي	% 10	% 20	% 24.3
46 - 55	عدد الحوادث	3	1	38
	النسبة من الإجمالي	% 10	% 10	% 11.4
56 - 65	عدد الحوادث	2	1	11
	النسبة من الإجمالي	% 6.7	% 10	% 3.3
	الإجمالي	30	10	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 بشرية[49]. بينما أشارت بيانات تقرير لوزارة الداخلية الأمريكية[50] 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/ لتر[51].

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 البئر[52]، 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 المخلطات هو إجراء اختبار دقيق لتركيب الخلطة والعناية قدر الإمكان بإجراءات عملية السمنتة. لكن ذلك لم يتحقق على أرض الواقع، فقد تم استخدام 6 ممركزات قبالة المكمن، بينما كان العدد التصميمي أكبر من ذلك، وتوفرت على المنصة مجموعة من الممركزات ظن الطاقم خطأً أنها لم تكن من النوع المطلوب، فتم الاستغناء عنها. إضافة إلى أن الدراسات السابقة أشارت إلى مخاطر تشكل أقنية تمتد من رمال المكمن 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 إسناده 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 يعملا أساساً، أو لأنهما لم يقدما 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 خطأه 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 م^3/ي ، وارتفع الضغط في المعدات إلى أكثر من الطاقة التشغيلية بحوالي 100 رطل/بوصة مربعة (psi)، وتسرب الغاز على سطح منصة الحفر وصولاً إلى مآخذ 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 وثلاثين 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 الأعمى[53].

* 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 لشركائها 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 لابد 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 مكامنه 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، وتتابعت 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 التفتيش الأمني الدوري والتدقيق، إذ لم تكن هناك خطة مسبقة للتعامل مع الأخطار المتوقعة لحوادث احتراق الغاز عالي الضغط[54].

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 يتكسّر رأس الحفر أو جزءٌ 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 ككلٍ، خاصة عند الحفر في المغمورة. وقد تسقط قطعٌ 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 باتجاهٍ واحد نحو الأعلى لتسمح بالتقاط الأجسام ولا تسمح بسقوطها ثانية[55].

الشكل 26: سلة اصطياد الحطام من البئر

المصدر: Lake Petro، بدون تاريخ

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 الطبقية 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 مسيطرٍ عليه، وهي صمامات خاصة تسمى موانع الاندفاع[56].

4- 1 تصنيف طرق السيطرة على البئر

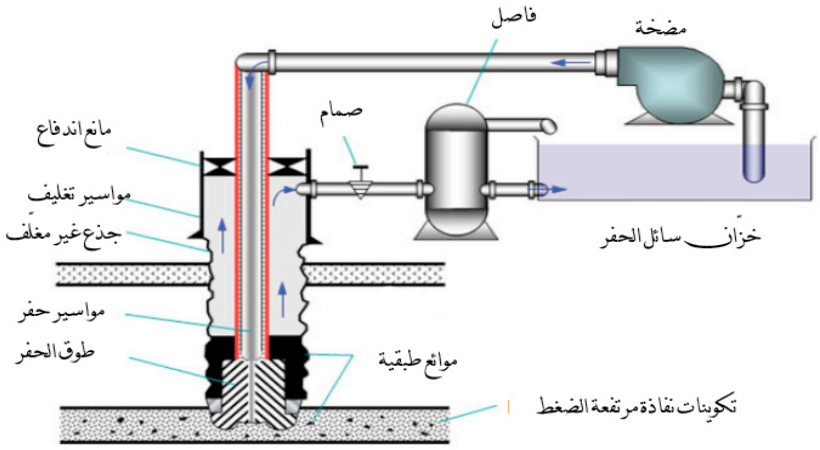
يمكن تصنيف طرق السيطرة على البئر ضمن ثلاثة أنواع من التحكم:

1- **التحكم الرئيسي**: ويتم عبر الضغط الهيدروستاتيكي لسائل الحفر، والذي يجب يكون أعلى بقليل من الضغط الطبقي، لكن بما لا يتسبب بتهريب 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 الكترونياً، 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 رئيسي[57]، كما هو مبين الشكل 27.

* هي أجهزة لتخزين الضغط، تمتلئ بسائل هيدروليكي غير قابل للانضغاط.

الشكل 27: مانع الاندفاع ومسار سائل الحفر

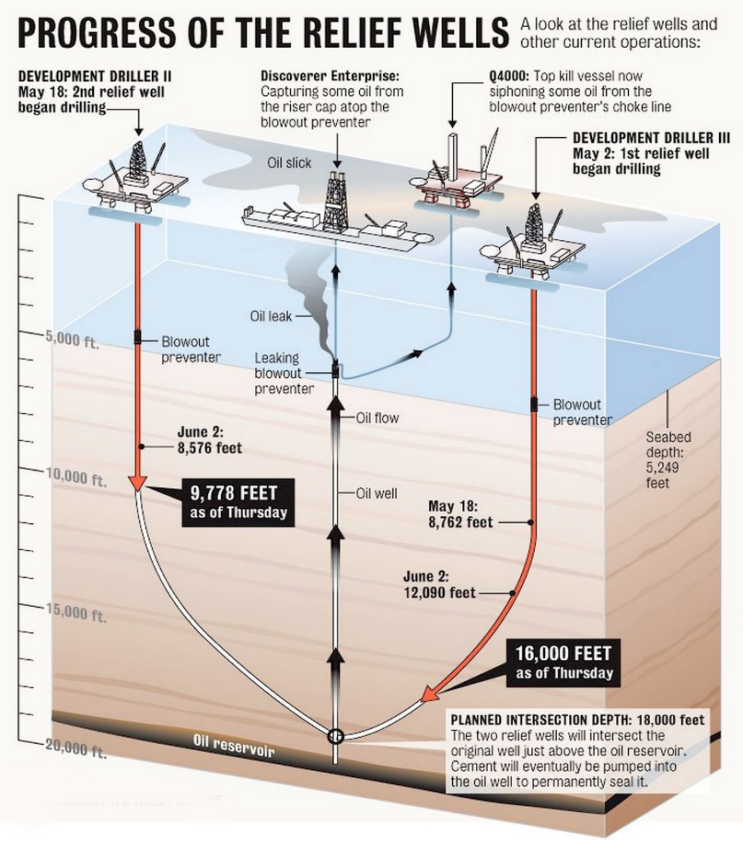


المصدر: Hossain and Al-Majed، 2015

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 إكماله[58].

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 المكمن وبين المعدات السطحية، ويشار إلى السيطرة على نقل الهيدروكربونات من المكمن 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 تزحف بعض الصخور الأسفلتية أو الملحية أيضاً خلال فترة توقف الحفر والتحضير لعملية التغليف.

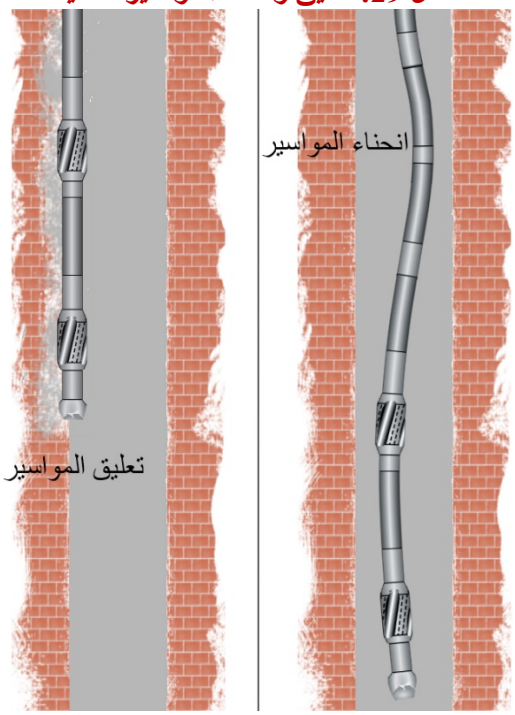
عند إنزال مواسير التغليف واصطدامها بجذع البئر قد تنغرس فيه، ولابد من سحبها وإعادة إنزالها ثانية.

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.

الشكل 29: تعليق وانحناء مواسير التغليف



المصدر: أوابك، 2020.

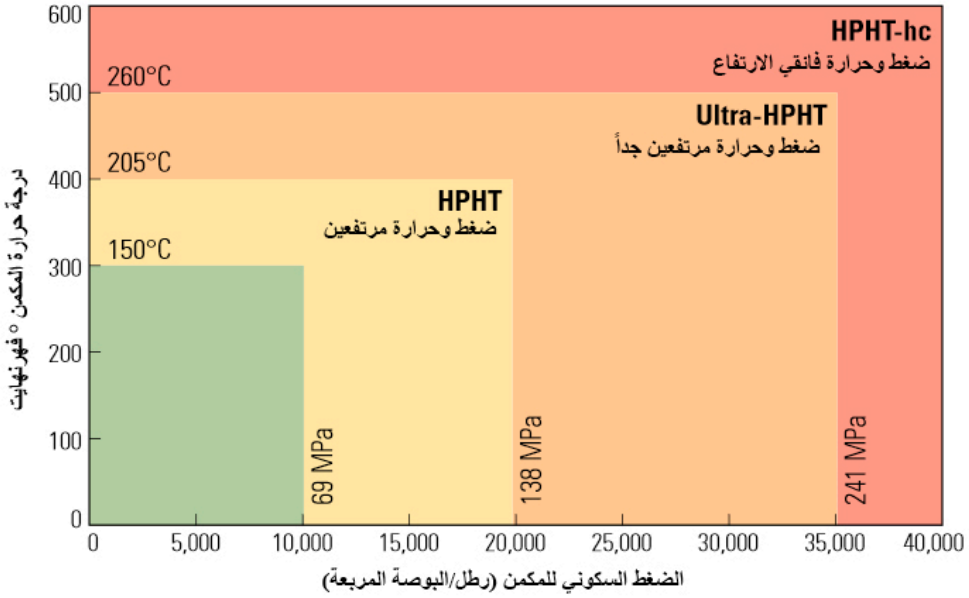
يؤدي انحناء مواسير التغليف إلى عطب وتآكل القسم المجاور لجدران البئر، ويزيد الحاجة إلى استخدام عزم ليٍّ مرتفع لتدوير المواسير. كما ترتفع قوى الإجهاد في معدن الأنابيب وترتفع معها فرصة ظهور الاهتزاز الأفقي. هذا في حال استخدام المواسير للتغليف فقط، لكن في بعض الحالات يمكن استخدام مواسير التغليف نفسها للحفر 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

الجانبي المناسب لها، وهو ما يتم باستخدام ممركزات الحفر. أما في حالة الآبار غير العمودية (المائلة أو الأفقية)، فإن الجزء المرتكز 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 في هذه الدراسة الإشارة إلى أن عمليات الاستكشاف تتجه نحو المياه الأعمق، أو نحو الآبار العميقة، وهو ما يعني أن المكامن في هذه الآبار ستكون ضمن درجات حرارة عالية وضغوط مرتفعة HPHT، إذ يبلغ متوسط تدرج حرارة القشرة الأرضية 25- 30° مئوية/كم. ويمكن لدرجة الحرارة في 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 في آبار النفط والغاز، لكن بعض الآبار الجيوحرارية Geothermal يمكن أن توجد فيها هذه الظروف المتطرفة[59].

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 التالي:

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 الحفر[60]. 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 لتتحمل 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 البارايت عن سائل الحفر، علاوة على ضرورة سحب المواسير بسرعة منخفضة نسبياً لحد من ظاهرة تفرّغ البئر من سائل الحفر Swabbing‡.

علاوة على ما سبق، تختلف درجة حرارة المعدات أثناء الرفع والإنزال أو أثناء التوقفات 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 ترتكز 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 سمنتتها 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 سمنتة مواسير التغليف الإنتاجية إلى السطح. وتضع ولاية Arkansas المزيد من التفاصيل[61] 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

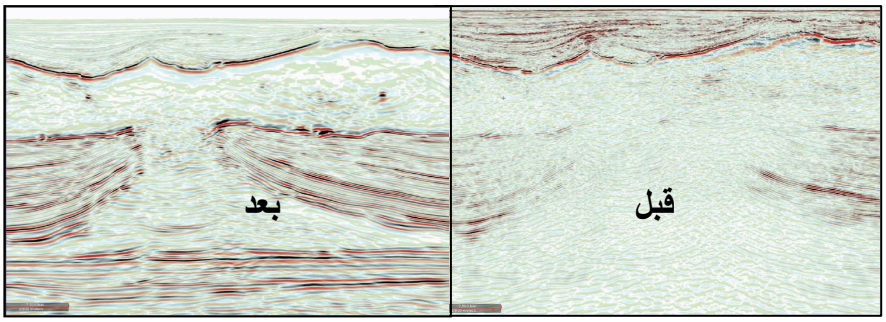
أما في British Columbia في كندا، فلابد من وجود مواسير تغليف سطحية بطول يعادل 15% من عمق البئر. وتطلب مقاطعة Alberta أن تنزل مواسير تغليف المرحلة السطحية إلى عمق يزيد عن 25 م من عمق الطبقات المائية القابلة للاستخدام (سواء أكانت عذبة أو غير عذبة)، وتشترط كذلك أن تتم سمنتة المرحلة التالية من مواسير التغليف إلى السطح. كما تضع ضمن شروطها وجوب تثبيت مواسير تغليف وسطية إذا زاد عمق البئر عن 3600 م[62]. 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 المائية[63].

مثال: تحديات حقل Shenzi، في خليج المكسيك

اكتشف حقل Shenzi عام 2002 في القاطع 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%، وتراوحت النفاذية بين 500 -700 ميلي دراسي[64]. وضع الحقل على الإنتاج عام 2009، بمعدل بلغ 130 ألف ب/ي، ووصل إلى 149.5 ألف ب/ي عام 2015، وتراوحت تقديرات

الاحتياطيات القابلة للإنتاج فيه بين 350- 400 مليون برميل[65]. كانت طبقات الملح من أولى العوائق التي واجهت الشركة خاصة عند تحديد مواقع الآبار، وأعالي 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.

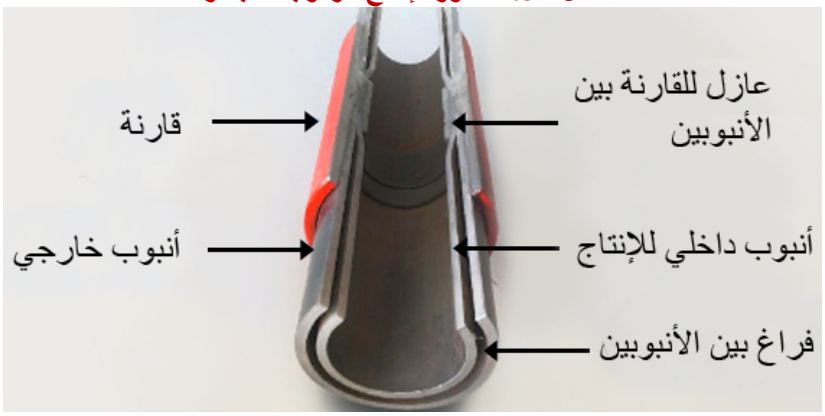
الشكل 31: القباب الملحية بعد تطوير المعالجة الزلزالية



المصدر: BHP Billiton، 2015

تمثلت أحد عوائق الحفر والتغليف في أن صخور المكمن 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 الحلقي وقد يتجاوز قدرة تحمل مواسير التغليف، وتم تجاوز هذه المشكلة عن طريق استخدام مواسير إنتاج مزدوجة الجدران ومفرّغة[66]، كما يبدو في الشكل 32، حيث تعزل هذه المواسير درجة الحرارة ضمن الأنبوب الداخلي، وتمنع انتقالها إلى الفراغ الحلقي بينها وبين مواسير الإنتاج.

الشكل 32: ماسورة إنتاج مزدوجة الجدار



المصدر: Helixoil، 2017

وقد بلغ متوسط العمق العمودي للآبار التطويرية ولآبار الحقن المحفورة في الحقل زهاء 7600 م، مما عنى وجود حمولة هائلة على منصة الحفر نتيجة أوزان مواسير الحفر أو التغليف، كما أن الأعماق الكبيرة للآبار كانت تعني أن التوقفات 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 تصدّق 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 إحداهما 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 المعدات[67].

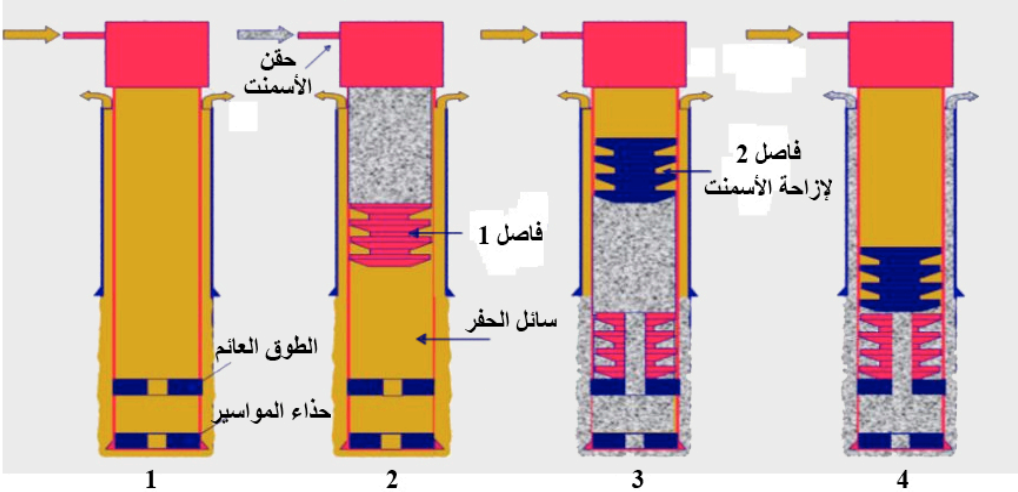
5- 5 مشاكل السمنتة

شهد عام 1921 تسجيل أول براءة اختراع عن طريقة لسمنتة آبار النفط [68]، 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 الحلقي[69]، 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 غيرها[70].

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 كعكعة الحفر أو على بقايا منها في حال قشط البئر Reaming، كما يتلامس مع الموائع الطبقية 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 توزع 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 لتشكل مساراً للموائع الطبقية ينتج عنه

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

للحد 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- 5- 2 مشاكل مرتبطة بسيولة الأسمنت وسائل الحفر

هناك عملياً عدة أسباب تجعل عملية السمنتة غير ناجحة، ومنها عدم الإزاحة الجيدة لسائل الحفر، وعدم تحضير الخلطة الإسمنتية بشكل صحيح، أما السبب الأكثر شيوعاً فهو عدم التخلص من كعكعة الحفر بشكل مناسب قبل السمنتة، مما يؤدي إلى تكون أقنية 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 السمنتة بدون استخدام فواصل، وهذا يؤدي إلى اختلاط جزء من سائل الحفر مع الأسمنت سواء خلال حقن الأسمنت، أو خلال إزاحته بسائل الحفر، مما يشكل نطاقات ضعيفة الترابط وغير متجانسة، فلا تحقق السمنتة الهدف المرجو منها.

يتم حقن الأسمنت على دفعات تزاح باستخدام سائل الحفر، مع استخدام سائل صدٍ بين الأسمنت وسائل الحفر يشار له باسم السائل الفاصل أو المُباعد 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.

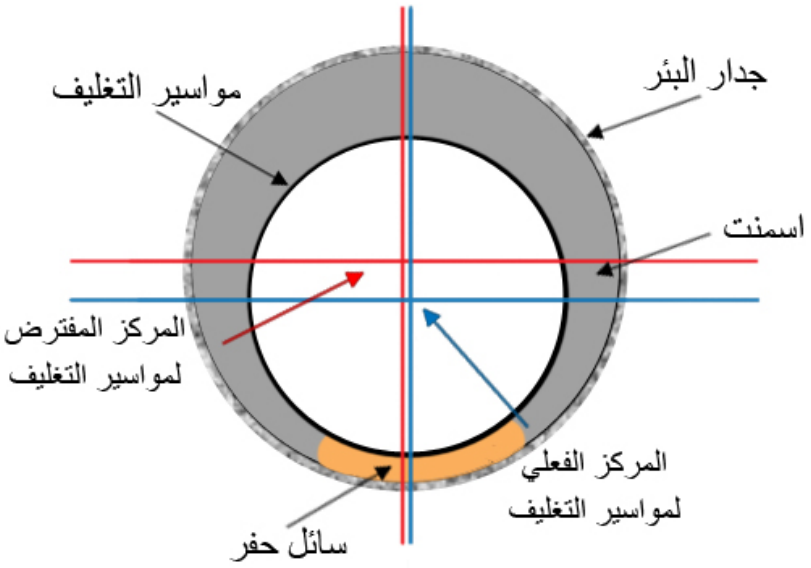
وتشكل نوعية سائل الحفر المستخدم نقطة حرجة عندما يكون سائل الحفر ذا أساس زيتي، إذ أن الزيت (عادة الديزل) قابل للانحلال مع أغلب المواد التي تستخدم في الخلطة الأسمنتية، مما يغير من خواص هذه الخلطة. ويؤدي امتزاج الأسمنت مع سائل الحفر ذي الأساس الزيتي إلى: رفع

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 العزل[71]. 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 مركزة مواسير التغليف

عندما لا تكون مواسير التغليف ممركزة 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 مركزة 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 ممركزة 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 المشكل 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 المكمن، 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. توضعت 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 مَرْكزة 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 المثقّل 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، وبدا أن البئر تحت السيطرة. لكن الغاز عاد للاندفاع، ثم اشتعل هذه المرة مسبباً تدمير المنصة وانخفاسها نتيجة الحرارة العالية، فأعيد تحضير 4000 برميل إضافية من السائل المثقّل، وحقنت في البئر لمدة ساعة ونصف، حيث توقف اندفاع الغاز تماماً.

بينت التحقيقات اللاحقة أن النفط والغاز دخلا إلى البئر عبر حذاء المواسير 9⅝ 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 البئر[72].

سادساً: مشاكل الحفر الموجه

يعرف الحفر الموجه بأنه التحكم بمسار البئر المرسوم مسبقاً للوصول إلى مكمنٍ ما، وذلك عند إزاحة أفقية معينة وعمق عمودي حقيقي محدد. وعندما تزيد زاوية ميل مسار البئر عن 80° عن الوضع العمودي، يسمى الحفر بالحفر الأفقي[73]. 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 مكمن تحت جبل مثلاً. ومن تطبيقات الحفر الموجّه 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. وتبعتها شركة BP البريطانية متبنية فكرة الحفر الأفقي التي طبقتها في حقل Prudhoe Bay الواقع في ألاسكا، في محاولة للحد من إنتاج الغاز والمياه المرافقة للنفط[74].

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 تعرّج 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 ضمنياً 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 الكويت[75]، 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 رملية غير متماسكة على أعماق تتراوح بين 213- 245 م، وقد تجلى تحدي الحفر والتوجيه في أحد مشاريع استثمار هذه النفوط، في:

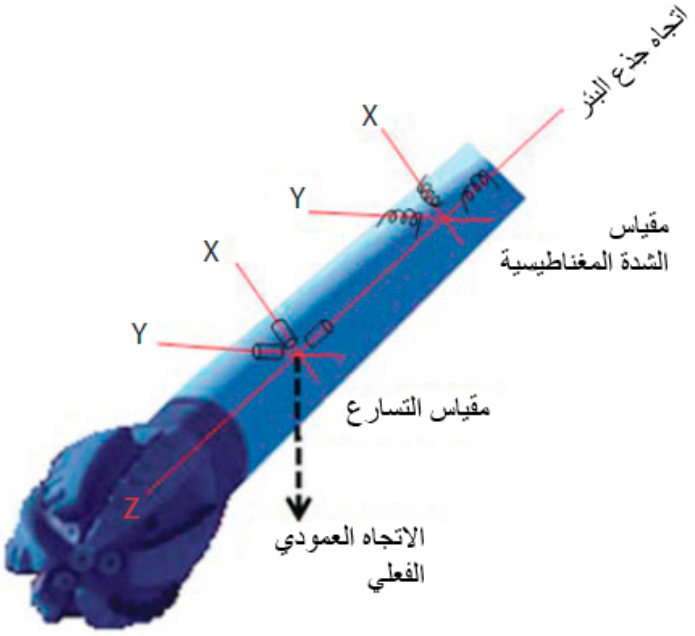
- حفر بئر أفقية ضحلة بقطر تمييل متوسط من نقطة تمييل على عمق لا يتجاوز 30 م، وبقطر 12¼ بوصة للمرحلة السطحية.
- متوسط العمق العمودي المقاس يبلغ نحو 218 م، ويجب توقيع البئر Landing ضمن مجال أفقي لا يتجاوز 1.5 م.
- التفاوت في توجيه البئر ضمن المقطع الأفقي يجب ألا يتجاوز +/- 3 م.
- توجيه البئر ضمن المقطع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

- نقطة بدء التمييل KOP تقع على عمق ضحل جداً، ويجب أن تحقق ميلاً بمقدار 4°/100 م (13°/100 قدم).
- صعوبة تثبيت مواسير التغليف للمرحلتين السطحية والإنتاجية ضمن نطاق تمييل مرتفع الزاوية.
- ضحالة الحفر العمودي تعني استخدام عدد محدود من مواسير الحفر عند الوصول لنقطة التمييل أي أن الحمولة اللازمة على رأس الحفر والناتجة 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 تمييل 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 المكمن.
تزخر الصناعة البترولية بعددٍ 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.

الشكل 35: توضع المستشعرات المغناطيسية في مجموعة الحفر



المصدر: Hossain and Islam، 2018

لكن هذه الأداة قد تعطي قراءات خاطئة في بعض الأحيان بسبب التداخلات المغناطيسية، أو عدم الدقة في معايرة المستشعرات، أو بسبب انحناء المواسير أو عدم مركزتها في البئر، كما قد تتأثر بتغيرات درجة الحرارة، وحتى بمكونات سائل الحفر التي ربما تتضمن مواد ذات أثر مغناطيسي، وهي نقطة تستحق الوقوف عندها بشيء من التفصيل.

6- 1 التداخلات المغناطيسية نتيجة مكونات سائل الحفر

تمتلك الأرض مجالاً جيومغناطيسياً Geomagnetic يحيط بها، ويمتد تأثيره إلى الغلاف الجوي، وشدة الحقل المغناطيسي الكلية التي تقاس بالمقاييس ثلاثية المحاور هي حزمة من مجموعة من المجالات المغناطيسية الناشئة عن العمليات الفيزيائية التي تتغير مع الوقت، وهذه المجالات هي:

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، والمرتبط 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 هيئةٍ 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، كالعدول 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 المثقّلة، 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 السمت تتراوح بين 1- 2°، وقد تصل الأخطاء في بعض الحالات إلى 10°. وقد بينت دراسة 30 بئراً في بحر الشمال[77]، أن تغيراً بمقدار 5° في تحديد السمت 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 المكمن 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 سوائل تشقيق فعالة وزهيدة الكلفة، وتطور تقنيات القياس الكهربائي البئري، 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.

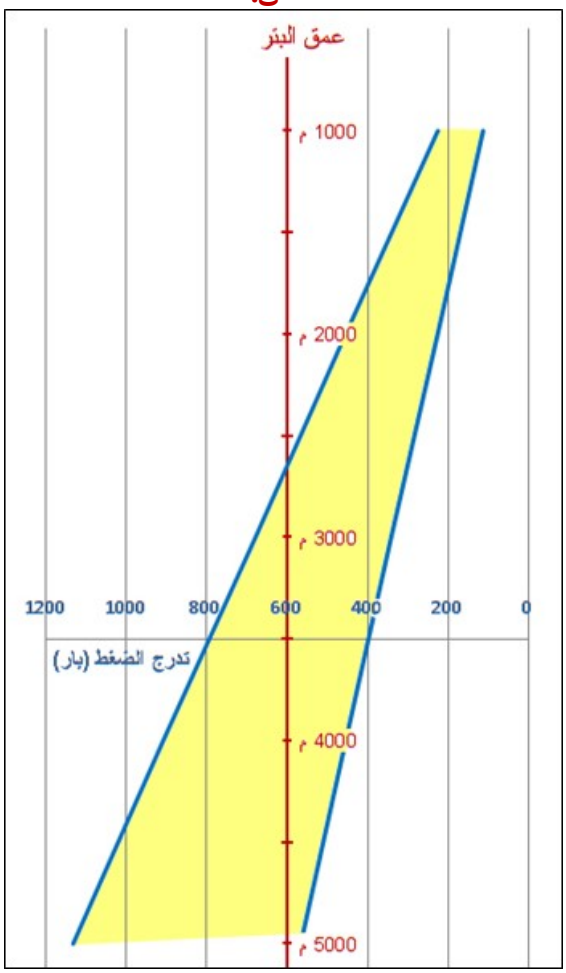
بعد حفر البئر وإكمالها وتحديد النطاقات المنتجة ضمن البئر، يتم تثقيب مواسير التغليف مقابل هذه النطاقات[78] (في حالة البئر المغلّف)، ثم يجري عزل النطاق المثقب عن باقي البئر باستخدام باكر Packer، ويتم ضخ سائل بضغط مرتفع يكفي لتشقيق الصخر. وبطبيعة الحال فإن مقدار الضغط اللازم يختلف حسب نوع الصخور وعمقها وخواصها الميكانيكية، مما يستوجب إجراء عمليات محاكاة تستخدم فيها كل البيانات المتاحة في سبيل تقدير الضغط اللازم للعملية، وهو معيار من المهم تحديده بمنتهى الدقة، إذ أن استخدام ضغط أقل من اللازم يعني أن عملية التشقيق لن تحدث، كما أن استخدام ضغط أعلى من اللازم قد يؤثر على المكمن ككلٍ ويتسبب في تهشّم 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 أخرى[79]. ويمكن من خلال الشكل على سبيل المثال تقدير أن الضغط الازم لعملية تشقيق هيدروليكي على عمق 700 م سيكون أقل من 200 بار (2900 رطل/البوصة المربعة)، لكن شركة أرامكو السعودية[80] 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 تكسّر 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 المكمن إلى قطر لا يتجاوز في معظم الأحيان 1 ميليمتر.

الصخور الكربوناتية 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: أوابك، 2017

7- 1 تشوّه مواسير التغليف عند التشقيق الهيدروليكي

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

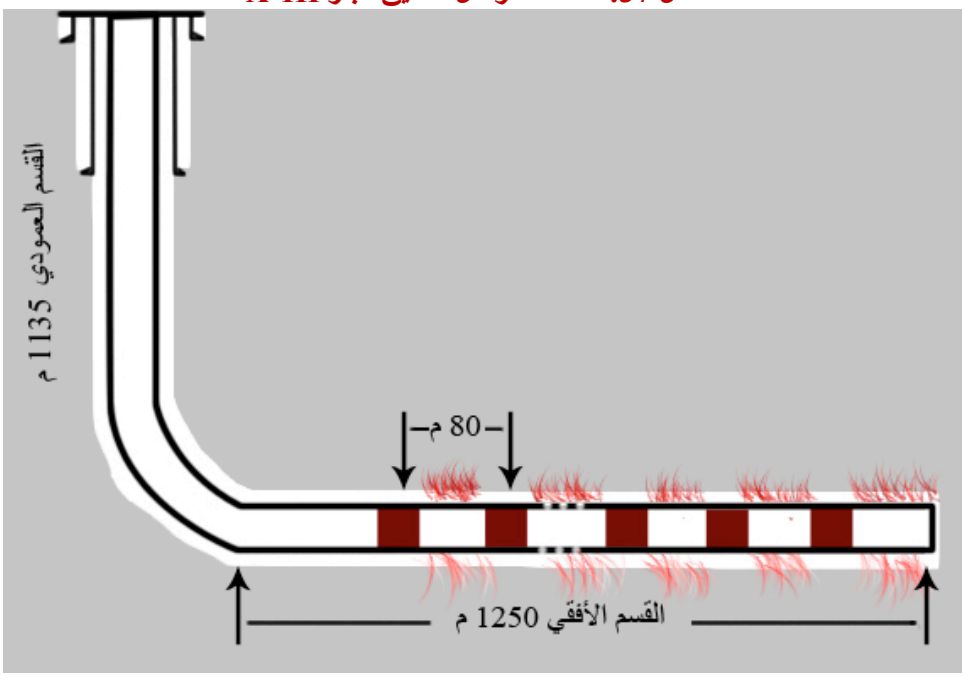
فقد ظهرت مشكلة تشوه وعطب مواسير التغليف نتيجة حقن كميات كبيرة من المياه بضغوط مرتفعة خلال هذا النوع من العمليات، حيث تنتج تعقيدات ميكانيكية مثل العطب الناتج عن إجهاد القص، وتسرب سائل التشقيق خلف مواسير التغليف مشكلاً حقل إجهاد موضعي In-situ stress يضغط على هذه المواسير. تسبب هذه الإجهادات

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 الصين[81]، بلغ عمقها المقاس 2649 م، وطول جذعها الأفقي 1250 م. تم تغليف المرحلة الإنتاجية الأفقية باستخدام مواسير من صنف P110† بقطر 139.7 ملم (½ 5 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 لمراحل 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 للأنابيب، بل من الأفضل إعادة النظر في طول المجال المثقب لكل مرحلة، مما قد يسمح بتوزع 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 الصين[82]، 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 توزع الحرارة في قاع البئر.
2- رفع معدل الحقن سيؤدي إلى تناقص حادٍ في درجة الحرارة، مما سيولّد إجهاداً حرارياً في مواسير التغليف.
3- كلما كانت درجة حرارة المكمن أعلى، كلما كان الإجهاد المتولد في المواسير أعلى.

* Heat Transfer Coefficient

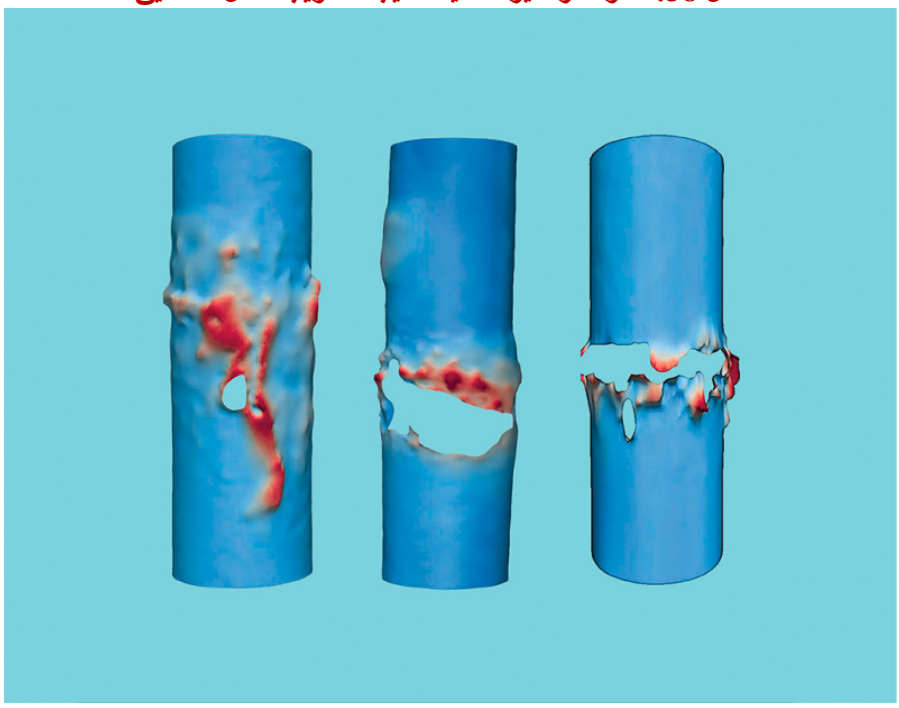
4- مع استمرار الحقن وانخفاض درجة حرارة المكمن، يتناقص الإجهاد المتولد في مواسير التغليف، ثم يعود إلى الارتفاع مع تزايد الضغط في الشقوق المتولدة.

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 السبب[83]. 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 حادٍ 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 آحياناً 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	تقديراتEPA 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
الوسطي		10,942	91,913

المصدر: EPA، 2016، أوابك 2017.

يلاحظ من الجدول أن أرقام التقديرات تتباين بشكل ملحوظ حسب الجهة التي تقدوم بالتقدير، فالجمعية الكندية للمصادر غير التقليدية[85] 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 برميل[86]. 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 برميل[87]. 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 2015[88].

ولو تم النظر إلى كميات المياه اللازمة لعمليات التشقيق بالمقارنة مع تلك اللازمة لعمليات الحفر[89]، لتبين بجلاء أن 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 اكثر 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 مكمن 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 المكمن) 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 يتروح 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 الأمريكية[90] 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 المنتجة[91] كما هو مبين في الجدول 13، وهو أمر لايمكن 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
ألمنيوم	3
باريوم	6,500
كالسيوم	18,000
كلوريد	116,900
حديد	60
ليثيوم	150
مغنزيوم	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 العادية[92]. 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 المكمن.

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

يتم عادة تخزين الماء المنتج (المياه الطبقية 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 حمولتها[93].

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 المولّدة 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 بل[94]. 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 الإنتاج[95].

8- 2 جودة الهواء

تشمل الانبعاثات المتولدة خلال مرحلة الحفر والتطوير انبعاثات محركات المركبات، ومولدات الطاقة، وانبعاثات الديزل من معدات البناء الكبيرة، وانبعثات 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 السمنتة. وتشير أصابع الاتهام إلى حرق الغاز على الشعلة كمصدر رئيسي لتلويث 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: ①تسرب الموائع المختلفة خلال الحفر، ②رفع المواسير من البئر وتنظيفها، وهو أمر يؤخذ بعين الاعتبار خاصة في الآبار العميقة حيث تستخدم آلاف الأمتار من المواسير[96].

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 قطعها[97].

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 تأثر 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.

* Ecologial 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 أوغير 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 والكادميوم والكروم والنحاس والرصاص والزئبق 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 خطرة إذ تتكون من حاويات ومواد تغليف، ونفايات متنوعة مثل أغلفة وبقايا الطعام، وجذوع الأشجارالمقطوعة. ويتم نقل معظم هذه المواد خارج الموقع للتخلص منها بشكل آمن. كما يمكن في المناطق الحراجية أن يتم بيع الأخشاب ذات الحجم الكبير الناتجة عن إزالة الأشجار، في حين يمكن حرق الباقي بالقرب من موقع البئر، وهو ما يخضع للقوانين البيئة 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 يوفرون 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 الاندفاع[98].

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 برمّتها 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 القبب 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 الاخر 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.

Potential Drilling Problems

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.

بعض المصطلحات المستخدمة في الدراسة

Abandoned well	بئر مهجورة
Accumulator	مُراكمات. 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	اندفاع 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	ممركزات الحفر، تستخدم لإبقاء مجموعة الحفر ضمن مركز البئر
Collapse	تطبق 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 موجّه بزاوية معينة
Drill column	أعمدة الحفر، مواسير ثقيلة سميكة 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 تكسّر 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 المكمن 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 بئرية لمواصفات الطبقات والموائع الجوفية
Lost Circulation Material (LCM)	مواد سدّادة مانعة لتهريب سائل الحفر
Mechanical sticking	الالتصاق الميكانيكي
Metallurgical	معدنيّ (خاص بالمعدن)
Microresistivity	قياس المقاومة المجهرية
Mud	سائل الحفر (طين الحفر، الطَفلة)
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 هشّاً عند تعرضه للإجهاد، لذلك يتم لاحقاً إحماؤه 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 المُباعد: يتم حقن الأسمنت على دفعات تزاح باستخدام سائل الحفر، مع استخدام سائل صدٍ بين الأسمنت وسائل الحفر.
Spotting fluids	موائع مزلّقة
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	
مقاومة الشد	Tensile
عزم اللي (الفتل)	Torque
اهتزازات التوائية	Torsional vibrations
الشكل الهندسي لمسار البئر	Trajectory
محرك عنفي (توربين) يعمل باستخدام سائل الحفر	Turbine
انقطاع الأنابيب باللّي أو الفتل	Twist Off
رمال غير مترابطة (مفككة)	Unconsolidated sand
الحفر مع تطبيق ضغط أقل من ضغط الطبقة المخترقة	Underbalanced drilling
مركبات مولّدة للنبضات (في المسح الزلزالي بدلاً عن التفجير)	Vibroseis
السيطرة على البئر أو التحكم بالبئر، هي آلية تركز على منع الموائع الطبقية من دخول البئر	Well control
عطب أو إخفاق البئر وتوقفه على العمل	Well failure
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.	Well Integrity
عدم ثبات جذع البئر	Wellbore instability
الحذاء الرطب: اسمنت غير متصلب نتيجة ضخ كميات كبيرة من سائل الإزاحة (سائل الحفر) وبسرعة كبيرة.	Wet shoe
نقطة أو قوة الخضوع، تعبر عن الإجهاد الذي تبدأ المادة عنده بالتشوه اللدن، أي تتشوه بدون العودة لشكلها الأصلي عند زوال سبب التشوه	Yield point

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. Muqeem, 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

[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, Yonnellybeth 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, Isuue1. 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

[40]Schlumberger. 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.

[42]US 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] Provence 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] أوابك. *التشقيق الهيدروليكي وآثاره البيئية المحتملة*. الكويت، 2017.

[79] المرجع السابق.

[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 وآثاره 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.

[91] المرجع 78.

[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 Jouranl, 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