الإنتـــــاج

نصائح عملية لزيادة الحصيلة الكلية للإنتاج المجمع *

نتناول هنا بعض النصائح العملية التى يمكن اتباعها لزيادة الحصيلة الكلية للإنتاج المجمع من الحقول البترولية المنتجة من طبقات الحجر الجيرى بالدفع الكامل للماء ، وقد ثبت من البحث والتجربة أن هذه الأساليب تسبب زيادة كبيرة فى المخزون المستخرج ، حتى ولو تميزت الصخور بوجود المسامية المنتظمة مع مسامية الشقوق .

ولقد تم اكتشاف خمسة حقول بترولية فى جمهورية مصر العربية وحدها ، تنطبق عليها هذه الخواص ، وهذه الحقول هى سدر وعسل فى سيناء والعلمين ويدما ورزاق فى الصحراء الغربية ، ولو عرفنا أن هذه الحقول رغم صغر حجمها قد أنتجت أكثر من ١٦٠ مليون برميل حتى الآن لتصورنا بضرورة دراسة العوامل التى ثبت من البحث والتجربة أنها تساعد على الحصول على كفاءة إزاحة تقارب المائة فى المائة ، وارتفاع أسعار البترول يزيد من أهمية اتباع الأساليب السليمة للإنتاج ليتم استخراج كل قطرة من البترول الممكن الحصول عليه ، ومن الجدير بالذكر أنه من المتوقع اكتشاف المزيد من هذا النوع من الحقول فى جمهورية مصر العربية ، وعلى امتداد المناطق الشمالية والغربية للدول العربية الواقعة فى البحر الأبيض المتوسط .

حساب الحصيلة الكلية للإنتاج المجمع :

يمكن كتابة المعادلة العامة لحساب معامل الإنتاج من الحقول المنتجة بتأثير الدفع

---

* ترجمة من بحث للمؤلف :
- مجلة (World Oil) الأمريكية أكتوبر ١٩٧٤ ص ١٣٩ .
- مجلة (.PET. ENG) الأمريكية سبتمبر ١٩٧٧ ص ٧٨ .

الكامل للماء كما يلى :

$$RF = \frac{1 - SW - SOR}{1 - SW} \times SE$$

حيث :

RF = معامل الإنتاج
SW = نسبة التشبع بمياه التكوين
SOR = نسبة الزيت الغير متحرك (اللازج حول حبيبات الصخور)
SE = كفاءة الإزاحة

وجميع هذه العوامل يعبر عنها بأجزاء من الواحد الصحيح (FRACTIONS) أى أنه على سبيل المثال – إذا كانت كفاءة الإزاحة مائة فى المائة يكون SE مساويًا للواحد الصحيح .

وإذا تأملنا هذه المعادلة نجد أن نسبة التشبع بمياه التكوين ونسبة الزيت غير المتحرك (اللازج حول حبيبات الصخور) يعتمدان على نوع وطريقة الصخور والسوائل الموجودة أصلاً فى الطبقات المنتجة .

وهى عوامل طبيعية لا يستطيع الإنسان أن يتحكم فيها بالطرق التقليدية ، وبالتالى فإن العامل الوحيد الذى يمكن التحكم فيه هو كفاءة الإزاحة .

ولكى نوضح هذا المفهوم نفترض أنه لحقل ما وجدنا نسبة التشبع بمياه التكوين ٠,٢٥ ونسبة الزيت غير المتحرك ٠,٣٠ وكفاءة الإزاحة ٠,٦٠ فبتطبيق المعادلة يكون معامل الاستخراج ٠,٣٦ أى أنه يمكن إنتاج ٣٦٪ من الزيت الموجود أصلاً فى الخزان (Original Oil In Place) .

وإذا تمكنا من اتباع الأسلوب السليم الذى نتحدث عنه هنا للحصول على كفاءة إزاحة تقارب الواحد الصحيح (أى مائة فى المائة) وبتطبيق المعادلة يصل معامل الإنتاج إلى ٠,٦٠ أى أنه يمكن استخراج ٦٠٪ من الزيت الموجود أصلاً فى الخزان بالطرق التقليدية .

ومن ذلك يتضح أنه إذا كان الحقل يحتوى على مائة مليون برميل موجودة أصلاً، فإن مجرد التحكم فى كفاءة الإزاحة لتصل إلى حوالى مائة فى المائة بدلاً من ٦٠٪ يتسبب فى زيادة معامل الإنتاج بمقدار ٢٤٪ ، وبالتالى يتم الحصول على ٢٤ مليون

برميل زيادة فى الحصيلة الكلية للإنتاج المجمع ، وهى تعادل أكثر من ٣٠٠ مليون دولار ، ومن الجدير بالذكر أنه من المستحيل الحصول على كفاءة إزاحة تساوى مائة فى المائة نظرًا لتفاوت الأجزاء المختلفة من الخزان الجوفى فى المسامية والنفاذية ، ولكن الأبحاث تستهدف الوصول إلى رقم يقارب هذه القيمة .

وللحصول على الحد الأقصى لمعامل الإنتاج من الحقول البترولية المتكونة من الحجر الجيرى والتى تنتج بتأثير دفع الماء الكامل لابد من اتباع الأسلوبين التاليين :-

١ - الأسلوب الخاص بتكملة وتنشيط الآبار :

إن طريقة تكملة وأسلوب تنشيط الآبار بالأحماض يمثلان عنصران هامان لزيادة كفاءة الإزاحة وبالتالى رفع معامل الإنتاج والهدف هنا هو تجنب وصول المياه الجوفية فى وقت مبكر ناحية البئر وتجنب الإنتاج على فارق ضغطى (Draw Down) كبير داخل الطبقة الحاملة للبترول مما يسبب الزحف الرأسى الغير منتظم للمياه التى توجد تحت طبقة الزيت .

(أ) تكملة الآبار :

وأهم ما نود أن نشير إليه بالنسبة لتكملة الآبار هو اختيار المسافات المثقبة وطريقة التثقيب ، فلابد أن تكون هذه المسافات أقصر ما يمكن وفى أعلى جزء للطبقة الحاملة للبترول حتى ولو كان هذا الجزء لا يتميز بمسامية مناسبة وبذلك تكون المسافة المثقبة أبعد ما يمكن عن سطح تماس الزيت والماء (Oil Water Contact) مما يساعد على عدم وصول المياه الجوفية إلى الثقوب فى وقت مبكر ، ويستحسن ألا تتم عملية التثقيب إلا بعد إرساء فاصل الإنتاج فوق المنطقة المراد تثقيبها ووضع مواسير الإنتاج داخل القيسون ، وعلى ذلك يستخدم جهاز التثقيب الذى يمكن أن يمر داخل ماسورة الإنتاج ، ولابد من استخدام السائل المناسب من حيث الكثافة النوعية فى البئر لكى تتم عملية التثقيب تحت فارق ضغطى (Differential Pressure) إلى داخل البئر لتجنب انسداد الثقوب .

ومن الجدير بالذكر أنه فى أحد الآبار التى طبق عليها هذا الأسلوب - فى حقل العلمين - تم تثقيب مسافة ٢٠ قدمًا فقط فى التكملة الأولى ، وكانت هذه المنطقة فى جزء علوى من الطبقة المنتجة ، ولكن ليست فى أعلى مكان ، واختيرت هذه المسافة لوجود مسامية مناسبة ، وكانت المسافة بين المنطقة المثقبة وسطح تماس الزيت والماء تزيد على ١٠٠ قدم ولقد كان المعدل اليومى لإنتاج البئر بعد معالجته

يزيد على ٥٢٠٠ برميل وكان ضغط الاستنزاف لا يزيد على ٩٠ رطل / بوصة مربعة ، ولم تظهر أية آثار للمياه حتى وصل الإنتاج المجمع إلى أكثر من ثلاثة ملايين برميل وبعد متابعة سلوك البئر والخزان الجوفى تقرر عمل تكملة ثانية للبئر تسد فيها طبقة العشرين قدمًا المثقبة بالأسمنت المضغوط ، وبفتح طبقة ١٣ قدمًا فى أعلى جزء من الطبقة المنتجة على الرغم من عدم وجود المسامية المناسبة ، وأعيد وضع البئر على الإنتاج بعد تنشيطه بالحامض فأنتج بمعدل أكثر من ٣٦٠٠ برميل / يوم وكان ضغط الاستنزاف ٤٥ رطل / بوصة مربعة فقط ، ومازال البئر ينتج حتى الآن ولقد ظهرت طبعًا به المياه ولكن بعد الإزاحة المناسبة للزيت وزادت كمية الإنتاج المجمع – من هذا البئر وحده – على ستة ملايين برميل .

(ب) تنشيط الآبار بالأحماض :

إن الهدف الأساسى من عملية تنشيط الآبار بالأحماض هى زيادة النفاذية حول المنطقة المثقبة من البئر و ذلك بغرض تقليل ضغط الاستنزاف فى هذه المنطقة ، والسبب فى ذلك أن الجزء الأعظم فى فاقد الضغط الطبيعى (Pressure Loss) يقع فى هذه المساحة ، فلو تمكنا من زيادة النفاذية فى هذه المنطقة أمكن تقليل ضغط الاستنزاف بدرجة كبيرة ، وهذا يساعد على تحريك السوائل فى الخزان الجوفى بطريقة منتظمة دون أن تترك فرصة لأن يلعب اختلاف سيولة الزيت والماء دورًا كبيرًا ، وهذه الحركة المنتظمة تساعد على عدم وصول المياه للبئر فى وقت مبكر ، ولابد من التنويه هنا إلى أن أسلوب ضغط الحامض لإجراء عملية التنشيط يجب أن تتم عند ضغط أقل من ذلك الذى قد يتسبب فى إحداث شقوق فى الطبقة الحاملة للبترول ، وإلا تسبب ذلك فى وصول المياه الجوفية من تحت طبقة الزيت مسرعة نحو البئر ، وعلى ذلك فالمطلوب هو تفاعل كيميائى تحت ظروف الضغط المناسب بين الحامض والصخور لكى تتفتت الأخيرة وتزداد النفاذية بناء على ذلك ، ولقد ثبت عمليًا أنه من الأفضل إجراء عملية التنشيط على مراحل باستخدام جرعات صغيرة نسبيًا من الحامض المعالج ، وهذه الطريقة تعطى نتائج أكثر إيجابية عن الحالة التى تستخدم فيها جرعة واحدة كبيرة ، ومن المفضل أن تكون الجرعة الأولى من حامض الأيدروكلوريك المخفف بتركيز حوالى ١٥٪ ، وحجم الجرعة من ٢٠ إلى ٦٠ جالونًا لكل قدم من المسافة المثقبة على حسب الحالة وبحد أدنى حوالى ٥٠٠ جالونًا ، والغرض الأساسى من هذه الجرعة هو إزالة العوالق من الثقوب والشوائب الأخرى التى تنتج من استخدام الأنواع المختلفة من الطفلة فى عمليات الحفر ، ويلى

الجرعة المخففة الأولى جرعات مركزة صغيرة كل منها حوالى ٣٠٠ جالونًا فقط ، ويتوقف عدد هذه الجرعات على صلابة الصخور ومدى تأثرها بالحامض ، وفى حالة وجود المسافة المثقبة أمام منطقة صلدة ذات مسامية قليلة جدًّا ، يوضع الحامض المركز المعالج كيميائيًا (لكى يمنع تآكل مواسير القيسون) أمام الثقوب ويترك فترة حوالى ساعة لكى يتشبع به الصخر وذلك قبل إجراء عملية الضغط ، ومن المستحسن أن يوضع البئر على الإنتاج بعد كل جرعة مع تسجيل الضغط الجوفى وحساب ضغط الاستنزاف (Draw-Down) وتتكرر العملية إلى أن يصل الفارق إلى القيمة المسموح بها رياضيًا ، ومن الجدير بالذكر أنه سيلاحظ أن أول جرعة مركزة هى التى تتسبب فى نتيجة ملحوظة وتتناقص الفائدة باستخدام جرعات أخرى ، وبالطبع فإن معظم عمليات التنشيط لا تستلزم تواجد جهاز الحفر على الموقع .

ولقد تم استخدام هذا الأسلوب فى آبار حقل يدما ، حيث الطبقات الحاملة للبترول تتكون من صخور الدولوميت الصلد ذات المسامية القليلة جدًّا (حوالى ٦٪) ، ولقد أسفرت هذه الطريقة عن نتائج عظيمة ، ونوجز فيما يلى تتابع الأحداث فى أحد الآبار بهذا الحقل ، لقد عولج هذا البئر بجرعة مختلفة مقدارها ٥٠٠ جالونًا تلتها جرعة مركزة حوالى ٢٥٠ جالونًا وتم وضع البئر على الإنتاج بمعدل ١٧٠٠ برميل/يوم وكان ضغط الاستنزاف ١١١ رطل / بوصة مربعة ، ولما كان مثل هذا الضغط كبيرًا بالنسبة للمسموح به كان هناك الخيار بين تقليل معدل الإنتاج ليقل هذا الضغط أو يعالج البئر بجرعات أخرى ، فتقرر معالجة البئر بجرعة مركزة مقدارها ٢٥٠ جالونًا ، وتم وضع البئر على الإنتاج وتم تسجيل الضغط الجوفى وحساب ضغط الاستنزاف الذى تبين أنه وصل إلى ٥٨ رطل/ بوصة مربعة ، أى أن إنتاجية البئر زادت بمقدار حوالى مائة فى المائة ، ثم عولج بجرعة رابعة مقدارها ٣٠٠ جالونًا ، وأعيدت الحسابات فتبين أن ضغط الاستنزاف وصل إلى ٤٣ رطل / بوصة مربعة أى زادات الإنتاجية بمقدار ٣٢٪ ، ولقد تم إنتاج أكثر من ٢,٥ مليون برميل من هذا البئر حتى الآن رغم صغر سمك الطبقة الحاملة للبترول بالإضافة إلى كون المسامية قليلة جدًّا .

٢ – الأسلوب الخاص بمعدلات الإنتاج :

من الجدير بالذكر أن هذه الخزانات الجوفية من الحجر الجيرى موضوعنا هنا تكون حساسة لمعدلات الإنتاج من الآبار ، والسبب الأساسى فى ذلك هو وجود تباين واضح فى مسامية الصخور ، حيث توجد المسامية المنتظمة ، ومسامية الشقوق

علاوة على أن الجسم المائى الضخم الموجود تحت طبقة الزيت يكون متحركًا ، وهذا التحرك يمثل القوة الطبيعية لإزاحة الزيت ، ففى حالة إنتاج البترول تتحرك المياه لتملأ الفراغات التى تنشأ بسبب سحب كميات من البترول ومعنى ذلك أن درجة التشبع بالماء فى الطبقة المنتجة للبترول ، تزيد ويرتفع منسوب سطح الماء ، ولو كان ضغط الاستنزاف الذى يسبب الحركة ، كبيرًا فإن الماء – نظرًا لأن سيولته أكبر من سيولة الزيت – يكون أسرع فى حركته ، وبذلك يتكون سائل متصل من الماء بسرعة فيحبس الزيت وراءه وحول البئر ، كما أن وجود الشقوق تساعد الماء على التحرك بسرعة وتساعده على أن يأتى من مسافات بعيدة ليجد طريقه بين الزيت المتحرك ببطء فيحجبه خلفه ، أما إذا أنقص معدل الإنتاج من البئر فإن سرعة الحركة تقل وبذلك يكون للزيت فرصة تكاد تكون مساوية لفرصة الماء فى التحرك ، ومن المحتمل أن تتناقص فرصة الماء إذا كانت المياه لم تصل للبئر بعد ، وبالطبع فإن كميات الزيت المحبوس تكون معزولة تماما (Bypassed) ولايمكن إنتاجها عن طريق باقى الآبار ، ويعد هذا الزيت خسارة فى الإنتاج المجمع لن يمكن إنتاجها إلا عن طريق حفر آبار أخرى قد لا يكون حفرها اقتصاديًا .

ويتم تحديد معدلات الإنتاج المثلى للآبار بناء على عوامل كثيرة ، منها سُمك الطبقة الحاملة للبترول والقرب من الفوالق ومقدار المسامية والنفاذية وقرب المسافة المثقبة من منسوب تماس سطحى الزيت والماء ، ووجود شقوق أو قطاعات صلدة تحت المسافة المثقبة وضغط الاستنزاف المسموح به رياضيًا ، وقبل وضع البئر على الإنتاج لابد من إجراء اختبارات على فتحات مختلفة مع وجود جهاز تسجيل الضغط داخل البئر وجمع البيانات اللازمة لتحديد العلاقة بين معدلات الإنتاج وضغط الاستنزاف لتكون مؤشرًا لتحديد المعدل المستديم الذى سيوضع عليه البئر .

وبعد وضع البئر على الإنتاج بفترة قصيرة ولكن كافية لإحداث عملية التنظيف حول البئر من العوالق والرواسب المختلفة ، يجب إجراء عملية تسجيل مستوى تماس سطحى الزيت والماء من داخل القيسون بواسطة الجهاز الخاص بذلك (TDT) ويعتبر هذا القياس بمثابة نقطة الصفر ، ويتم تسجيل معدل ارتفاع المنسوب على فترات مناسبة للتأكد من أن عملية إزاحة الزيت بالماء تتم بانتظام والتأكد من أن سطح التماس يظل أفقيًا بقدر الإمكان وليس متعرجًا .

ويجب متابعة معدلات الإنتاج من الآبار المختلفة باستمرار حتى وإذا ظهر الماء ولو بنسبة قليلة جدًا فى العينات التى تؤخذ من رأس البئر يتم تقليل الفتحة السطحية

لانقاص الإنتاج قبل أن تصل درجة التشبع بالماء حول البئر إلى درجة الخطورة ، وفى كل مرحلة من مراحل تقليل الإنتاج تجمع البيانات لتقييم العملية ، ومن الجدير بالذكر أن هذا الأسلوب يتسبب فى استخراج كميات كبيرة من البترول الذى كان من الممكن أن يعتبر مفقودًا ، وباستخدام هذه الطريقة تم زيادة الإنتاج المجمع من أحد الآبار النموذجية بحقل العلمين بأكثر من مليونى برميل .

ويتوقف تطبيق وسيلة تقليل الإنتاج للتحكم فى معدل الزيادة فى نسبة الماء على بعض العوامل الميكانيكية الأخرى ، فعندما يصل معدل الإنتاج إلى الحد الذى تتثاقل عنده قطرات الماء المحمولة مع الزيت فى مواسير الإنتاج ، وتكون سائلاً متصلاً يهبط إلى أسفل ويتوقف العمل بنظرية تقليل الإنتاج وإلا تسبب الماء الهابط فى قتل البئر ، وحينئذ يترك البئر موضوعًا على الإنتاج وتتزايد نسبة المياه تدريجيًا حتى يتوقف عن الإنتاج بالتدفق الطبيعى ، ويمر البئر بمرحلة الإنتاج المتقطع أو الإنتاج بالرفع الصناعى حسب الحالة .

مما تقدم يتضح أنه باستخدام الأساليب العلمية السليمة الخاصة بتكملة الآبار ، وتنشيطها ، ومعدلات الإنتاج المناسبة ومتابعتها ، يمكن زيادة الحصيلة الكلية للإنتاج المجمع من الحقول المحتوية على طبقات الحجر الجيرى ذات المسامية المتباينة ، والتى تنتج بواسطة الدفع الكامل للماء ، وهذه الأساليب التى تناولناها هنا سهلة التطبيق وينجم عنها زيادة كبيرة فى المخزون القابل للاستخراج بالطرق التقليدية باستخدام الطاقة الطبيعية ، ودون الحاجة إلى طاقة صناعية دخيلة قد تكون مكلفة للغاية .

سياسة استخراج البترول بين النظرية والتطبيق *

حينما تخيم الأزمات الاقتصادية على العالم تبدأ موجة من القلق على المستقبل ، وحيث أن إنتاج البترول يمثل أحد الأعمدة الرئيسية فى اقتصاد مصر الحبيبة كان للقارئ العزيز الحق كل الحق فى أن يعرف بعض سمات صناعة استخراج البترول وما يجول بخاطر رجال هذه الصناعة .

ونوضح هنا كيفية تحقيق زيادة مستمرة فى إنتاج البترول ليقوم قطاع البترول بواجبه المقدس فى خطة التنمية مع زيادة متزامنة ومتوازية فى الاحتياطيات البترولية القابلة للاستخراج لضمان استمرارية أداء البترول بالتزامه الحتمى .

سمات صناعة استخراج البترول :

تنفرد صناعة استخراج البترول بعدة خصائص تجعلها مختلفة إلى حد كبير عن سائر الصناعات الآخرى .

أهم هذه الخصائص :

١ - يوجد البترول فى مكامن جوفية تقع على عمق آلاف الأقدام من سطح الأرض أو من قاع البحر ، ويتعامل الإنسان مع هذه التجمعات النفطية دون أن يراها

* مقالة للمؤلف - مجلة البترول مايو / يونيو ١٩٨٣ .

أو يلمسها أو يعرف حقيقة حجمها ، وإنما يتعامل معها باستخدام نظريات علمية متطورة وخبرة عملية طويلة ، ولكن لا يعلم إلا الله مدى مطابقة صورة هذه المكامن فى ذهن الإنسان للحقيقة .

وكلما تعمق الإنسان فى دراسة العلوم المتعلقة بصناعة البترول ، كلما ظهر له أن النظريات المتاحة لا تكفى إلا لحل نسبة ضئيلة من المشكلة " وما أوتيتم من العلم إلا قليلا " .

٢ – طرق البحث عن البترول معقدة ، وتتطلب مبالغ طائلة ، ومهما بلغت هذه الطرق من التطور العلمى ، سواء فى عملية المسح السيزمى أو المغناطيسى ، من تقدم باستخدام المعادلات الرياضية المعقدة والحاسبات الآلية التخصصية المتطورة ، فيجب أن نتذكر دائما أن الله سبحانه وتعالى قد خلق الأرض من طبقات مختلفة ، وتتباين خصائص الأجزاء المكونة للطبقة الواحدة تباينا واضحًا ، ومما يزيد فى تعقيد العملية هو حدوث تحركات فى الطبقات الأرضية نجم عنها عدة تكسيرات وتفاعلات تزيد من حدوث اختلافات كبيرة فى الخصائص حتى فى المناطق المتجاورة ، وبالإضافة إلى ما تقدم فإن جميع الطرق الكشفية المتاحة للآن لا تستطيع إعطاء البيان اليقين عن وجود تجمعات بترولية فى مكان ما ، ولكن لابد من حفر الآبار للتأكد من هذا ، وعلى ذلك فهناك معدل مرتفع للخطورة فى فقدان الأموال الطائلة التى تنفق فى حفر بئر ما ثم تكون النتيجة خيبة الأمل فى العثور على البترول .

وفى كثير من الأحيان لا تزيد نسبة النجاح الكشفى عن عشرة فى المائة أى بئر كشفية منتجة من كل عشرة آبار يتم حفرها .

٣ – لا توجد التجمعات النفطية فى خزانات أو بحار أو أنهار جوفية كما قد يتصور البعض، ولكنها توجد فى مسام الصخور الرسوبية سواء كانت أولية أو ثانوية، نتيجة لحركة الطبقات أو بسبب التفاعلات الكيميائية أو فى تشققات الصخور النارية تحت ظروف معينة ، وعادة توجد هذه التجمعات مع مواد أخرى أهمها المياه الجوفية وبعض الشوائب ، وعلى هذا لا تمثل المواد البترولية مائة فى المائة من حجم المسامية المتاحة فى المصائد البترولية سواء كانت تركيبية أو ترسيبية .

ومن هذا نرى أن كمية البترول المتواجدة فى طبقة صخرية ما لا تمثل إلا حجمًا قليلا جدًا بالنسبة للحجم الكلى للطبقة الحاملة للبترول .

ومما يزيد من صعوبة الموقف أن نفس درجة التشبع البترولى فى المسام تنقسم

إلى كمية قابلة للاستخراج وأخرى ملتصقة بسطح الحبيبات المكونة للصخور التصاقًا قد يكون كيميائيًا ، وعلى ذلك لا يمكن استخراجه دون إجراء عمليات مكلفة جدًّا تسبب تغير خصائص هذا الالتصاق .

٤ – بعد العثور على الكشف البترولى لا تكون الرؤية واضحة بالدرجة التى تعطى الاطمئنان على تقييم الكشف من حيث كمية البترول القابل للاستخراج ، أو حجم الخزان أو سلوكه المتوقع ، ولكنه يجب أن يتخذ قرارًا بتنمية هذا الكشف قد يتكلف عشرات الملايين من الدولارات ، ولا يمكن الانتظار طويلاً دون اتخاذ مثل هذا القرار لأن عقود البحث لا تعطى الباحث عن البترول إلا مدة محددة ، وكذلك لا يمكن تجميع البيانات الإضافية للمكمن الجوفى إلا بالمزيد من عمليات الحفر والتنمية وعملية الإنتاج الفعلية لتقييم سلوك الخزان الجوفى .

وقد يتصور البعض أنه من الممكن الحصول على كل المعلومات المطلوبة أثناء الحفر ، وذلك بأخذ كل ما يمكن من صخور على شكل عينات أسطوانية لدراسة خصائص الطبقة الحاملة للبترول ، بالإضافة إلى عمل اللازم من اختبارات الإنتاج لتوضيح الرؤية عن سلوك الخزان المتوقع ، ولكن يجب الإشارة هنا إلى أنه مهما بلغ حجم العينات الأسطوانية ، فإنه لن يزيد على واحد إلى أربعين أو خمسين مليونا بالمقارنة بالحجم الكلى لصخور الطبقة المطلوب دراستها ، أى أن كل المعلومات المتاحة يمكن مشابهتها ببساطة بأن يقابل المرء واحدًا فقط من المصريين ويعتقد أنه يمثل كل الشعب المصرى من حيث الشكل والطباع والثقافة والتعليم وهذا طبعًا مستحيل .

وهذا يوضح أنه مهما بلغت المعلومات المبدئية عن الكشف البترولى فإنها لا يمكن أن تمثل الحقيقة كلها ، وعلى ذلك لابد أن يكون الإنسان متوقعًا للمفاجآت السارة وغير ذلك خلال عمليات التنمية .

سياسة معدلات الإنتاج :

مما تقدم تتضح الصعوبة والجهد الخارق الذى يتطلبه الوصول إلى اكتشاف بترولى ، وإذا ما حصل الإنسان على شيء عزيز كهذا ، فلابد من المحافظة على هذه النعمة الكبيرة وهنا يكون الإنسان عند مفترق الطرق ، فإذا تمادى فى الإنتاج بمعدلات قليلة لم يتمكن من الحصول على البيانات الخاصة بالحقل البترولى بالسرعة المطلوبة لعمل الدراسات الخاصة بالتنمية والتطوير ، وكذلك لن يكون هناك عائدات مالية كافية للاستمرار فى عملية الاستكشاف ، وتمويل المشروعات الأخرى للدولة ،

ويمثل الإفراط فى المعدلات المنخفضة عدم كفاءة فى الإنفاق .

والأسلوب السليم فى هذا المجال هو الإنتاج بالمعدلات القصوى الآمنة لكل بئر ، أى أكبر معدلات يومية لا يتسبب عنها أى إضرار بالخزانات الجوفية مع الأخذ فى الاعتبار ضرورة زيادة الاحتياطى القابل للاستخراج كما سيأتى ذكره فيما بعد .

وللوصول إلى هذه المعدلات المطلوبة لابد من عمل المتابعة الدقيقة واستخدام الأجهزة الألكترونية الحديثة التى يتم إنزالها فى بعض الآبار التى يتم اختبارها بالطرق الهندسية السليمة فى كل حقل لقياس معدل تغيير التشبع بالبترول ، وكذلك الأجهزة الخاصة بقياس معدل الإنتاج الجوفى (أمام الطبقات المثقبة) ولابد أيضًا من إجراء قياسات دورية ، لمعدلات الإنتاج وقياس الضغوط الجوفية لعمل الدراسات اللازمة ، وجدير بالذكر أن جميع هذه الأجهزة وغيرها ضرورية وتمثل للحقل البترولى ما يمثله جهاز رسم القلب للإنسان .

ولكى تتمكن شركة ما من زيادة معدلات إنتاجها يجب أن يكون لديها جهاز فنى قوى ومتطور يتابع الدراسات الهندسية العالمية ، ويكون له القدرة على مواكبة كل تقدم علمى ويقوم بتطبيق كل ما هو جديد على حقول الشركة .

وقد يتطلب الأمر استخدام طرق الرفع الصناعى ، أو تغيير وضع الطبقات المثقبة للآبار ، أو إدخال طاقة رفع خارجية إلى الخزان الجوفى مثل الحقن بالماء أو الغاز .

وجدير بالذكر أن أى مشروع ناجح للحقن بالماء فى خزان جوفى مناسب قابل لهذا النوع من العمل ، بناء على خواص قوى الدفع الكامنة ونوعية الصخور المكونة للحقل وخواصها يعتبر بمثابة ، اكتشاف جديد يماثل الكشف الأصلى من حيث كمية الاحتياطى القابل للاستخراج ، حيث تكون نسبة زيادة الاحتياطى تحت الظروف المناسبة بعد الحقن بالماء تقارب المائة فى المائة أو تزيد .

وأحد الأساليب التى يجب الأخذ بها لزيادة الإنتاج هو وضع خطط التنمية السريعة للاكتشافات الجديدة موضع التنفيذ باستخدام الأساليب السليمة للتخطيط والمتابعة ليكون كل إنفاق فى محله مع الأخذ فى الاعتبار القيمة الزمنية للنقود ، واتباع هذا الأسلوب يساعد - بالإضافة إلى الحصول على الإنتاج أثناء عمليات التنمية - على جمع المعلومات عن سلوك الحقل فى موعد مبكر يساعد على تحسين مسار عمليات التنمية .

الاحتياطى البترولى القابل للاستخراج :

إذا ما تحدثنا عن الاحتياطى البترولى القابل للاستخراج لابد وأن نتناول بالبحث الاحتياطى المتغير (الديناميكى) وليس الاحتياطى الساكن (الإستاتيكى) ، ولتوضيح الفرق بين المعنيين ببساطة نشبه التعامل مع الاحتياطى الإستاتيكى بشخص ورث أبناءه الكسالى مبلغا من المال فإنه بعد فترة ينتهى المال (الاحتياطى) ويتم الإفلاس ، أما الاحتياطى الديناميكى فإنه يماثل حالة الإرث لأبناء أذكياء يستثمرون أموالهم وينفقون من عائداتهم ، وفى النهاية يرفعون من مستواهم المعيشى ، ويتبقى لهم مخزون احتياطى ربما كان أكثر من الميراث الأصلى .

ويتم تطور أرقام الاحتياطى على ثلاث محاور :

١ - الاحتياطى المضاف نتيجة الاكتشافات الجديدة ، وعادة ما تميل هذه التقديرات إلى ناحية التحفظ ولا يعلن منها إلا المؤكد ويتم حساب كميات البترول المتواجدة والاحتياطى بناء على الخرائط الجيولوجية المتاحه والخبرة السابقة .

٢ - الاحتياطيات التى تضاف نتيجة لتنمية الاكتشافات الجديدة ، أو حتى الحقول المنتجة وما زالت تحت التنمية ، فكلما تم حفر آبار جديدة يتم عمل تقييم جديد بناء على المعلومات المضافة ويتم تغيير أرقام الاحتياطى بناء على التغير الذى يطرأ على الخرائط الجيولوجية .

٣ - فى أثناء عمليات الإنتاج يتم جمع معلومات أساسية عن سلوك الحقول المنتجة ، وتستخدم هذه البيانات فى حساب كمية البترول القابع فى مسام صخور الطبقات الحاملة بالطرق الرياضية ، ويتم مقارنة هذه الأرقام بما تم الحصول عليه من الخرائط الجيولوجية .

وفى كثير من الأحيان تؤدى هذه الطريقة إلى تعديل الاحتياطى بالزيادة بعد الدراسات المشتركة بين الجيولوجيين ومهندسى الخزانات الجوفية ، وكذلك تساعد الطرق الرياضية - على قدر كميات المعلومات المتاحة - على فهم سلوك الخزانات بطريقة أفضل بتطبيق طرق المحاكاة الرياضية ويتم تعديل أرقام الاحتياطى بناء على ذلك .

الهدف والنتيجة :

إن الهدف الأول لأى شركة لإنتاج البترول هو زيادة معدلات الإنتاج اليومية بما

لا يضر بالخزانات الجوفية مع العمل المتواصل والمتزامن لزيادة الاحتياطيات القابلة للاستخراج ، وذلك لضمان استمرارية إمداد الدولة بما يلزم من البترول لتحقيق خطة التنمية وكذلك لتأكيد نمو الشركة .

ويوضح جدول معدلات الإنتاج والاحتياطى هذا الهدف والنتائج التى تم الحصول عليها كمثال لإحدى شركات إنتاج البترول .

معدلات الإنتاج والاحتياطى

السنة	المعدل اليومى للإنتاج مقدرًا بالألف برميل	الإنتاج السنوى مقدرًا بملايين البراميل	إجمالى الإنتاج حتى نهاية العام مقدرًا بملايين البراميل	الاحتياطى المتبقى فى حينه مقدرًا بملايين البراميل
١٩٧٥	١٧٦,٢	٦٤,٣	٥٢٩,١	١٠٠٠
١٩٧٦	٢٢٠,٤	٨٠,٤	٦٠٩,٥	٩٧٠
١٩٧٧	٣١٧,٧	١١٥,٩	٧٢٥,٤	٩٢٠
١٩٧٨	٣٧٣,٧	١٣٦,٤	٨٦١,٨	٥٨٠
١٩٧٩	٤١٧,٢	١٥٢,٣	١٠١٤,١	٩٥٠
١٩٨٠	٤٥١,٠	١٦٤,٦	١١٧٨,٧	١٢٠٠
١٩٨١	٤٨٢,٦	١٧٦,١	١٣٥٤,٨	١٢٥٠
١٩٨٢	٤٩١,٢	١٧٩,٣	١٥٣٤,١	١٣٠٠

فإذا أخذنا عام ١٩٧٥ كسنة الإشارة ، يظهر من الجدول أن الاحتياطى كان ١٠٠٠ مليون برميل والإنتاج المجمع حتى ذلك العام ٥٢٩ مليون برميل ، وتطور الإنتاج اليومى بالزيادة سنويا من ١٧٦,٢ ألف برميل عام ٧٥ إلى ٤٩١,٢ ألف برميل عام ٨٢ ، وتطور الإنتاج السنوى من ٦٤,٣ مليون برميل إلى ١٧٩,٣ مليون برميل عن نفس الفترة بمجموع ١٠٦٩,٣ مليون برميل .

أى أنه إذا لم يكن الاحتياطى قد تطور خلال هذه الفترة لكانت الشركة قد توقفت عن الإنتاج نهائيًا خلال عام ١٩٨٢ ، ولكن يوضح الجدول أنه بعد إنتاج مجمع ١٠٦٩,٣ مليون برميل فى الفترة المشار إليها مع العمل الجاد والمستمر لزيادة المخزون كانت النتيجة أن الاحتياطى القابل للاستخراج فى نهاية الفترة ١٣٠٠ مليون برميل وهذا يفوق ما بدأنا به سنة الإشارة .

ونود الإشارة فى هذا المقام أن ما نود أن نحصل عليه فى حاضرنا هو زيادة

مستمرة فى الإنتاج ، وما نود أن نتركه للأجيال القادمة هو أكبر احتياطى بترولى ممكن مع تكنولوجيا متطورة وإخلاص وحب للعمل لكى تستطيع هذه الأجيال أن تستثمر هذا الاحتياطى بكفاءة تضمن لها الرفاهية وتترك للأجيال المتعاقبة ما يسهل لها المضى فى الحياة بأسلوب أفضل .

■ ■ ■

obeikandl.com

الحقن بالمياه لرفع الإنتاج *

يتطلب اكتشاف أى حقل بترولى الكثير من الفكر والجهد والمال ، ومن هذا لا تزيد نسبة استخراج البترول الكامن فى مسام الصخور القابعة على عمق آلاف الأقدام بالطرق الذاتية فى كثير من الأحيان عن ٢٠٪ من إجمالى المخزون وتزيد هذه النسبة عند حقن الخزان الجوفى بالمياه ، ولقد ثبت بالتجربة فى مناطق خليج السويس أن أى مشروع ناجح للحقن بالماء فى خزان مناسب قابل هذا النوع من العمل بناء على خواص قوى الدفع الكامنة ونوعية الصخور المكونة للحقل وخواصها تعتبر بمثابة اكتشاف جديد يماثل الكشف الأصلى من حيث كمية الاحتياطى القابل للاستخراج ، حيث تكون نسبة زيادة الإنتاج المجمع تحت الظروف المناسبة بعد الحقن بالماء تقارب المائة أو تزيد .

ويجب التأكيد هنا أنه إذا تقرر عمل مشروع للحقن بالماء أن ينشأ معه فى نفس الوقت مشروع للرفع الصناعى ، وذلك لأن زيادة نسبة الماء الذى ينتج مع الزيت قد تجعل قوى الدفع الذاتية عاجزة عن توصيل هذا الخليط إلى تسهيلات الإنتاج .

تاريخ تطور الحقن بالمياه :

يقال : إن الصدفة لا تأتى إلا لمن يستحقها فلقد حدث بالصدفة تسرب المياه السطحية إلى أحد الخزانات البترولية (١٨٦٥م) بمدينة بنسلفانيا ، وكان العالم

* مقالة للمؤلف – مجلة البترول يوليو / أغسطس ١٩٨٣ .

جون كارل أول من لاحظ (١٨٨٠م) أنه نتيجة لتسرب هذه المياه إلى باطن الخزان فلقد تحسن معامل استخراج الزيت من باطن الأرض ، ومن ثم فقد بدأ النظر إلى هذا الموضوع (التسرب) على أنه مفيد ومطلوب ليس للمحافظة فقط على ضغط الخزان وزيادة إنتاجيته ، ولكن أيضا لاستخراج أكبر كمية من الزيت المخزون فى باطن الأرض .

ولقد بدأ التطبيق العملى لحقن المياه عام ١٩٢٤ ، وذلك عندما قامت إحدى الشركات البترولية الأمريكية بتحويل عدد من الآبار الموجودة بالخزان إلى آبار حقن مياه لنفس الخزان ، ولما كانت النتائج مشجعة للغاية فإن هذا التكنيك قد بدأ فى الانتشار وتم تطبيقه فى عدة حقول أخرى ، وما هى إلا أعوام قليلة (بداية الخمسينات) إلا وكانت أغلب حقول البترول فى الولايات المتحدة الأمريكية تطبق هذه الطريقة لزيادة معامل الاستخراج ، كما أن السوفيت قد تأكدوا من ضرورة حقن المياه على ضغط الخزان البترولى الجوفى وزيادة معامل الاستخراج ، الأمر الذى أدى إلى بدء حقن المياه فى الحقول السوفيتية كجزء من التنمية الأساسية ، وعليه يبدأ السوفيت الحقن من اليوم الأول للإنتاج ، وفى مصر لم يبدأ التطبيق العملى لذلك إلا فى عام ١٩٧٤ فى حقل المرجان وهو ما سيأتى ذكره .

وهناك طريقتان لحقن المياه فى الخزانات البترولية :

الطريقة الأولى :

وهى طريقة الحقن الذاتى ، وفيه يتم تحويل المياه الموجودة تحت سطح الأرض فى أحد الآبار (مياه ذات ضغط عالى وفى خزان منفصل) إلى الطبقات الحاملة للزيت (ضغط أقل) ، ونتيجة للفرق فى الضغط بين الطبقتين فإن المياه تندفع إلى الطبقة الحاملة للزيت ، فترفع من ضغطها وتزيد من إنتاجيتها وتحسن معامل (نسبة) استخراج الزيت منها ، وهذه الطريقة مطبقة بنجاح فى حقل الرزاق بالصحراء الغربية (أحد حقول شركة بترول خليج السويس) .

الطريقة الثانية :

وتتلخص فى حقن المياه (بعد معالجتها) فى آبار تحفر خصيصا لهذا الغرض ، ويتم ترتيبها بطرق هندسية مختلفة حسب طبيعة الخزان البترولى وحجمه ، حيث تقوم المياه المحقونة أما برفع ضغط المياه الأصلية المحيطة بالخزان وبالتالى رفع ضغط الخزان البترولى ودفع المياه للزيت إلى السطح ، أو بالحقن فى آبار الحقن

وسط الخزان البترولى ذاته فى تشكيل هندسى خاص حيث تدفع المياه الزيت مباشرة خاصة فى حالة الخزانات غير المحاطة بالمياه الجوفية ، وفى هذه الحالة يعد حقن المياه طريقة ثانوية لاستخراج البترول .

وقد استخدمت طريقة الحقن فى المياه المحيطة بخزان البترول بنجاح فى حقول المرجان ويوليو ورمضان التابعة لشركة بترول خليج السويس ، كما يتم الحقن فى الخزان نفسه فى حقل يوليو بطبقة الروديس العلوية .

أنواع الخزانات البترولية ومدى احتياج كل منها إلى حقن المياه :

تنقسم الخزانات البترولية إلى ثلاث أنواع رئيسية حسب قوى الدفع الطبيعية التى تحرك الزيت فى اتجاه الآبار المنتجة :

١ - الدفع النشط بالمياه الطبيعية .

٢ - الدفع عن طريق تمدد الغازات الطبيعية المذابة فى الزيت .

٣ - الدفع عن طريق تمدد الغازات الموجودة فوق الزيت .

والدفع المشترك يشمل الثلاثة أنواع السابقة معا .

ومن المعروف أن معدل انخفاض الضغط فى أى من الخزانات السابقة يختلف من نوع إلى آخر حسب طبيعة قوى الدفع ، وعلى سبيل المثال فإنه فى النوع الأول وأيًا كانت معدلات الإنتاج من الخزان فإن التغيير فى ضغط الخزان يكون صغيرًا نسبيًا ، وبالتالى قد لا يلزم حقن إضافى للمياه ، إلا أنه فى كثير من الأحيان وحسب نشاط المياه المحيطة بالخزان يتم حقن المياه للمحافظة على ضغط الخزان .

أما بقية الأنواع الأخرى فإنه يلزم المحافظة على ضغط الخزان بطريقة أو بأخرى ، ومن أفضل هذه الطرق الحقن بالمياه ، وفيه يتم حقن كميات كبيرة من المياه تتناسب مع معدلات الإنتاج (الزيت) ، وبالتالى المحافظة على ضغط الخزان وزيادة كفاءة عملية الاستخراج من باطن الأرض .

وعملية حقن المياه تحتاج إلى دراسات هندسية ممتدة وطويلة للتعرف على طبيعة الخزان وخواص الصخور التى سيتم الحقن فيها (خاصية التبلل - الخاصية الشعرية) ، كذلك خواص المياه التى تستخدم فى عملية الحقن والمياه الموجودة مع الزيت فى باطن الأرض .

كذلك يلزم تحديد الأماكن التى سيتم الحقن فيها وبالتالى حفر عدد من الآبار موزعة بطريقة هندسية لتحقيق أعلى كفاءة ممكنة من المشروع على أن ترتبط هذه الآبار بشبكة من مواسير الضغط العالى مع المحطة الرئيسية لسحب ومعالجة وضغط مياه الحقن .

حقن المياه فى خليج السويس (حقل المرجان) :

يعتبر حقل المرجان من أكبر الحقول الموجودة فى جمهورية مصر العربية من حيث الاحتياطى المخزون به (أكثر من ١٠٠٠ مليون برميل) وعدد الآبار المنتجة (٧٥ بئرًا) كذلك معدلات الإنتاج اليومية حاليًا (حوالى ١٧٠,٠٠٠ برميل زيت يوميًا) .

وقد بدأ الإنتاج من هذا الحقل فى عام ١٩٦٧ بمعدلات إنتاج عالية للوفاء بالاحتياجات المحلية فى ذلك الوقت .

ونتيجة لذلك فإن ضغط الخزان استمر فى الانخفاض الملحوظ حتى وصل إلى أقل من ١٠٠٠ رطل / البوصة المربعة عام ١٩٧٤ ، (الضغط الأصلى ٣٠٠٠ رطل / البوصة المربعة على عمق ٦١٠٠ قدم تحت سطح البحر) مما أثر على معدلات الإنتاج ، وقد تم فى خلال هذه الفترة الإنتاجية من عمر الخزان عمل تقييم لنوعية القوة الدافعة للزيت فى باطن الأرض واتضح أن خزان المرجان من النوع الذى يعمل بنظرية الدفع بالغازات المذابة فى الزيت مع الدفع بالمياه غير النشطة ، وبناء عليه فقد أصبح من الضرورى استخدام إحدى الطرق الصناعية للمحافظة على ضغط الخزان وزيادة معامل الاستخراج منه ، وقد تم أخذ عينات من الصخور الحاملة للزيت لاستكمال الدراسات اللازمة لإمكان تطبيق نظام الحقن بالمياه ، وبالرغم من أن كل النظريات العلمية والهندسية لاستخدام حقن المياه كانت تشترط أن تكون الصخور التى سيتم الحقن فيها من النوع الذى يتبلل بالمياه لضمان نجاح المشروع ، ومع العلم بأن صخور حقل المرجان من النوع الذى يتبلل بالزيت فقط ، ونتيجة للدراسات المحلية المشتركة وتطبيق نظام معين للحقن فإنه قد بدأ الحقن فى حقل المرجان ١٩٧٤ وأعطى نتائج باهرة مما كان له الفضل فى تغيير فكرة عدم نجاح المياه فى مثل هذا النوع من الصخور (التى تتبلل بالزيت فقط) .

ولقد كانت مصر من أولى الدول فى الشرق الأوسط التى استخدمت هذا التكنيك وعلى أعلى مستوى من حيث ضخامة المشروع وبدأ تطبيقه وبلغ معدل الحقن حوالى ٤٠٠ ألف برميل يوميًا .

تأثير حقن المياه على معامل الاستخراج :

من المعروف علميًا أنه لا يمكن استخراج المخزون الكلى من الزيت فى أى من الخزانات البترولية ، والنسبة بين ما يمكن استخراجه إلى السطح والمخزون فى باطن الأرض يسمى معامل الاستخراج وهذه النسبة عادة ما تتراوح بين ١٥-٢٥٪ حسب القوة الدافعة للزيت بالخزان .

إلا أنه نتيجة لحقن المياه فى حقل المرجان (بكميات مسبقة التحديد) وطريقة توزيع هذه الكميات فى باطن الأرض فإنه أمكن زيادة معامل الاستخراج ليقترب من ٥٠٪ من المخزون الكلى .

وهذه النسبة تعتبر نجاحًا كبيرًا لهذا المشروع الذى تكلف عشرات الملايين من الجنيهات .

ولقد تم الاستفادة من الخبرة التى اكتسبت من حقن المياه فى حقل المرجان لتصميم محطة لحقن المياه لحقلى يوليو ورمضان وكذلك توقيت بدء الحقن فى حقلى يوليو ورمضان للحصول على أحسن النتائج وبأسرع وقت .

حقل يوليو :

بدأ الإنتاج من طبقة الروديس السفلى فى نوفمبر ١٩٧٣ وكان الضغط الأصلى لطبقة الروديس ٤٤٠٠ رطل/ البوصة المربعة على عمق ٨٦٠٠ قدم تحت سطح البحر ، وبعد أن تم إنتاج ٣٧ مليون برميل زيت انخفض ضغط الخزان إلى ٢٠٠٠ رطل / البوصة المربعة .

وقد تم البدء فى حقن المياه عند هذا الضغط حيث أنه أنسب الأوقات التى يجب أن يتم الحقن عندها ، إذ أنه يمثل أقل ضغط يمكن للآبار استمرار تدفقها قبل ازدياد نسبة الغاز للزيت ، وعليه بدأ حقن المياه فى طبقة الروديس فى مايو عام ١٩٧٨ بمعدل (١٠٠ ألف) برميل يوميًا .

وبعد حوالى ستة أشهر ارتفع الضغط فى الخزان وزاد معدل الإنتاج منه دليلاً على التأثير الواضح للحقن فى الوقت المناسب .

وفى عام ١٩٧٩ ظهر تأثير مشروع حقن المياه بوضوح حيث ارتفع معدل الإنتاج اليومى من هذه الطبقة إلى (٨٤٠٠٠) برميل زيت يوميًا وكذلك لوحظ ارتفاع ضغط الخزان بمقدار ٩٠٠ رطل/البوصة المربعة .

ويتم حاليًا حقن المياه فى طبقة الروديس السفلى بمعدل حقن يومى

٦٥٠٠٠ برميل مياه وذلك للمحافظة على ضغط الخزان عند ٣٠٠٠ رطل/البوصة المربعة حيث أثبتت الدراسات المستفيضة أنه يجب المحافظة على هذا الضغط لاستخراج (٤٢٪) من الزيت المتواجد أصلاً فى الخزان .

حقل رمضان :

بدأ الإنتاج من حقل رمضان فى ديسمبر ١٩٧٤ من طبقة النوبيا بمعدل إنتاج يومى ٢٨٠٠٠ برميل زيت ، وكان ضغط الخزان الأولى ٥٨٠٠ رطل / البوصة المربعة عند عمق قدره (١١٠٠٠) قدم تحت سطح البحر ، وقد لوحظ أن معدل انخفاض الضغط الجوفى قليل جدًّا ، وقد بدأ حقن المياه فى يناير ١٩٨٠ بمعدل حقن يومى قدره (٥٠٠٠٠) برميل من المياه .

إلا أنه تم ملاحظة أن حقن المياه على طبقة النوبيا ليس له تأثير على زيادة ضغط الخزان وبالتالى تم تخفيض معدل الحقن اليومى إلى ٢٠٠٠٠ برميل ، وفى نوفمبر ١٩٨٢ توقف حقن المياه فى هذه الطبقة حتى الآن .

ونظرًا لهذا النجاح الكبير الذى تمت ملاحظته فى مشروعات الحقن بالمياه فى الحقول السالفة الذكر ، فإنه جارى الآن عمل مشروع آخر لحقل شُعَب على وسيؤخذ فى الاعتبار عمل مشروعات مناسبة فى الاكتشافات الجديدة ، ولا يفوتنا فى هذا المقام أن نوجه النظر إلى وجوب عمل مشروعات رفع صناعى فى نفس زمن القيام بمشروعات الحقن بالماء ، لأنه بعد بداية حقن المياه تزيد نسبة المياه المصاحبة للزيت فى الآبار المنتجة مما يتسبب عنه زيادة فى وزن العمود الذى يجب إزاحته من الآبار (وخاصة العميقة) إلى تسهيلات الإنتاج .

والجدير بالذكر أنه ثبت بالدراسة والتطبيق العملى أن أنسب طريقة للرفع الصناعى بالنسبة لحقول مرجان ويوليو ورمضان هى طريقة استخدام الغاز تحت الضغط العالى ، وتبلغ طاقة مشروع الرفع بالغاز فى حقل مرجان أكثر من ١٨٠ مليون قدم مكعب يوميًا وحقلى يوليو ورمضان أكثر من ٦٢ مليون قدم مكعب يوميًا .

تكملة الآبار تحت سطح الماء
بديل يفرض نفسه فى المياه المصرية *

أتاحت الاتفاقيات البترولية المصرية الفرصة لنقل التكنولوجيا العالمية المتطورة فى مجالات البحث عن البترول والغاز وإنتاجهما ، وساعد على ذلك وجود الكوادر المصرية المتخصصة فى النشاطات المتنوعة من فنية وإدارية واقتصادية تنصهر فى بوتقة البترول وتكون عناصر لها القدرة الفائقة على العطاء والاقتباس والتطوير .

ولقد أدخلت طرق تكملة الآبار البحرية تحت سطح الماء حديثًا فى أماكن مختلفة من العالم وتطورت التكنولوجيا فى هذا المجال لدرجة تطمئن الإدارة المصرية فى إدخالها إلى حيز التطبيق فى مصر ، خاصة وأنه ظهرت ظروف مناسبة وملحة تفرض هذه الطرق على صناعة إنتاج البترول .

وتعتبر تكملة الآبار البحرية تحت سطح الماء الحل الوحيد لتنمية الاكتشافات البترولية فى المياه المصرية العميقة ، ومن العوامل المشجعة لتكملة الآبار التى تقع فى الممر الملاحى أو قريبة منه فى خليج السويس ، بشرط أن يكون عمق المياه يسمح بمسافات فوق رؤوس الآبار تكفى وبالأمان الواجب بمرور جميع أنواع السفن التى تعبر قناة

* مقالة للمؤلف – مجلة البترول ديسمبر ١٩٨٥ .

السويس ، وهذه الطريقة تكون مغرية اقتصاديًا فى تنمية الخزانات الجوفية الصغيرة التى لا تحتاج إلى عدد كبير من الآبار بشرط قربها من أحد الأماكن التى تكون موجودة من ذى قبل لتصريف الإنتاج خلالها ، وفى أحوال كثيرة تساعد هذه الطريقة فى اختصار وقت تكملة الآبار ووضعها على الإنتاج .

وتتلخص عوامل نجاح هذه الطريقة على التخطيط الجيد واختيار أنسب وأحسن المعدات ووجود الكفاءات المتخصصة والعمالة المدربة .

لا يمكن بالضبط تحديد أول بئر تم إكماله تحت سطح البحر ، ولكن من أوائل الآبار التى أعلن عن إكمالها تحت سطح البحر كان فى عام ١٩٤٤ فى الجانب الكندى من بحيرة أرى فى عمق مياه ٣٥ قدمًا، كذلك البئر الذى أكمل فى عمق مياه ١٣٢ قدمًا عام ١٩٥٧ شمال بيرو . وفى عام ١٩٦٠ أعلنت شركة شل عن إكمال أول بئر لها تحت سطح البحر فى خليج المكسيك بالولايات المتحدة الأمريكية .

ثم توالت عمليات تكملة الآبار تحت سطح الماء فى أماكن متفرقة من العالم وتطورت أساليب تخطيط وتنفيذ مثل هذه العمليات بواسطة الشركات العالمية المتخصصة .

أما بالنسبة لمصر فلم تدخل صناعة البترول هذا المجال بعد ، على الرغم من أنه تم دخول الحفر البحرى عام ١٩٦١ ، لأن الضرورة لم تكن ملحة ومستوى التكنولوجيا فى هذا المجال لم يصل إلى المستوى المطمئن .

أما الآن قد بدأت بعض الظروف تفرض نفسها بالإضافة إلى اطمئنان الفنيين المصريين وقناعتهم بأنه آن الأوان للدخول فى هذا المضمار .

وعلى ذلك تعتزم شركة بترول خليج السويس عمل تكملة لأحد آبارها المكتشفة حديثا تحت سطح الماء فى القريب العاجل إن شاء الله وفقًا للظروف الاقتصادية والزمنية الخاصة بهذا الكشف كتجربة يمكن الاستفادة منها قبل الدخول بخطوات سريعة فى اتباع هذا الأسلوب .

ظروف ومميزات التكملة تحت سطح الماء :

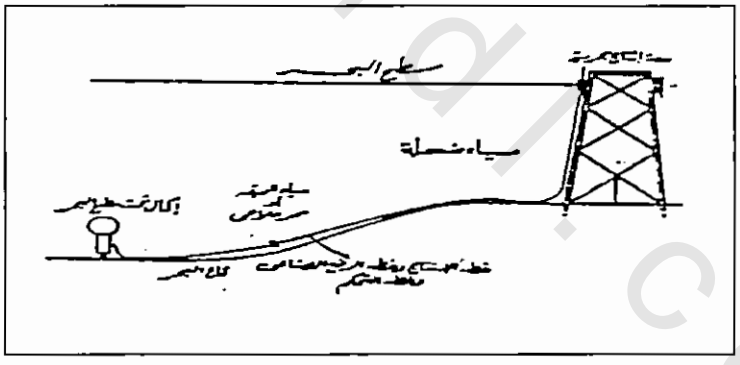
أما عن الظروف التى تفرض استعمال الإكمال تحت سطح البحر فيمكن تلخيص أهمها فيما يلى (شكل ١) :

١ – أعماق المياه الكبيرة والتى يصبح إنشاء أرصفة للآبار فيها غير اقتصادى أو غير ممكن فنيًا وعمليًا ، ففى جنوب غارا بخليج السويس تصل أعماق المياه إلى حوالى ٢٤٠٠ قدم فى بعض مناطق الامتياز ، وتتميز مياه البحر الأحمر والبحر الأبيض بأعماقها الكبيرة بعيدًا عن الشواطئ .

٢ – انتشار الأرصفة البحرية الثابتة حول الممر الملاحي بخليج السويس مما يؤثر على سيولة الملاحة فيه ، فحقل يوليو (شركة جابكو) يقع بالكامل داخل المنطقة الفاصلة بين الحارة الشمالية والجنوبية للممر الملاحى، وحقل خليج السويس ٣٨٢ (فى الجنوب) يقع على بعد ٥٠٠ متر من الحافة الشرقية للحارة الشمالية ، وغير ذلك من الأمثلة الكثيرة للمنشآت البترولية المتواجدة حول الممر الملاحى وإن كانت تبعد بمسافات مسموح بها دوليًا ولكن الحساسية ليست فى بعدها بقدر ما هى فى كثرتها .

٣ – الخزانات الجوفية الصغيرة والتى يتم تنميتها بعدد من الآبار بشرط قربها من أحد أرصفة الإنتاج الموجودة فعلاً حتى يمكن تصريف الإنتاج من خلالها ، ومثال على ذلك اكتشاف شركة جابكو الجديد خليج السويس ٣٠٦ .

شكل (١)



ومن ذلك نرى أن تكنولوجيا إكمال الآبار تحت الماء ستساعد على تنمية اكتشافات غير مجدية اقتصاديًا تنميتها بالطرق التقليدية لوجودها فى أعماق مياه كبيرة أو لصغر حجمها ، كما أنها تساهم فى تنمية الاكتشافات الموجودة داخل الممرات الملاحية ، والتى لا يمكن تنميتها من خارج الممر بالحفر المائل ، وبالتالى تحد من ازدحام الخليج بالمنشآت البترولية .

إن من الأمور الأساسية التى تجعل بعض الشركات تحجب عن استعمال تكنولوجيا إكمال الآبار تحت سطح البحر هى اعتبارات تتعلق بسلامة التشغيل والتحكم فى رأس البئر تحت سطح الماء وكذا بالنواحى الاقتصادية ، أما عن سلامة التشغيل فإن الإكمال تحت سطح البحر يجعل البئر فى مأمن من بعض المخاطر التى يتعرض لها بئر الإكمال التقليدى كالآتى :

١ – وجود رأس البئر تحت سطح البحر يجعله فى مأمن من مخاطر اصطدام السفن بأنواعها بالرصيف البحرى والتى يتعرض لها البئر التقليدى المقام عليه وقد يؤثر ذلك بدوره على البئر .

٢ – يجعله فى مأمن من مخاطر الحريق التى يتعرض لها البئر التقليدى فى حالة نشوب حريق على الرصيف البحرى المقام عليه .

٣ – يجعله فى مأمن من أى اصطدام يمكن أن يتعرض له البئر التقليدى أثناء تناول مواد ومعدات على الرصيف المقام عليه .

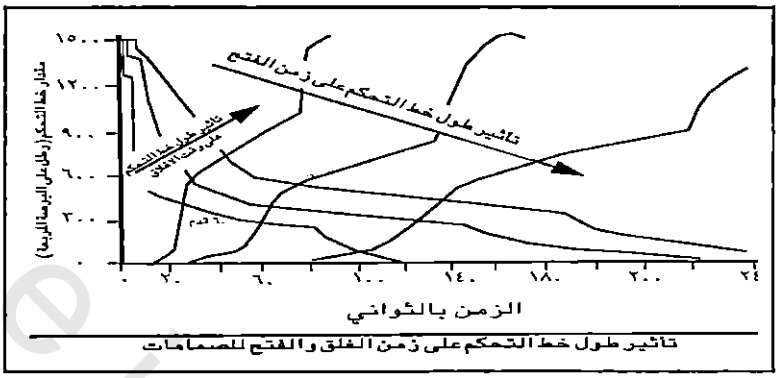
ويجب الأخذ فى الاعتبار أن رأس البئر لا يركب إلا فى عمق أكبر من غاطس أى مركب ممكن أن تمر فى منطقة إنشائه كما أنه يوجد فوقه شمندوره تحذير وأحيانًا يحاط بواق حديدى بالإضافة إلى إحاطته بمنطقة تبين فى الخرائط البحرية الملاحية كمنطقة يحذر فيها رمى مخاطيف السفن وذلك إن سمحت الأعماق الكبيرة برميها .

اعتبارات التحكم (شكل ٢) :

من الفروق الرئيسية بين الإكمال التقليدى لبئر وإكماله تحت سطح البحر هو الحاجة إلى التحكم من بعد فى البئر وهو تحت سطح البحر وهذه الحاجة قد أدت إلى تركيز الجهود لتطوير أجهزة التحكم فى الآبار تحت سطح البحر ، ولبيان أهمية أجهزة التحكم فإن الإحصائيات بينت أن تكلفتها حوالى من ١٥ – ٤٠ فى المائة من التكلفة الكلية وذلك حسب نوعها ، وتنقسم أنظمة التحكم إلى خمسة أنواع رئيسية :

- Direct Hydraulic .
- Pilot Valve Controlled Hydraulic .
- Sequenced Hydraulic .
- Direct Electro-Hydraulic .
- Multiplex Electro-Hydraulic .

شكل (٢)



ويعتمد اختيار النظام على عدد المتغيرات المراد التحكم فيها أو مراقبتها ، وعلى كمية السائل الهيدروليكى المطلوبة للتحكم ، والتى تعتمد على المسافة وبالتالى الزمن اللازم لفتح وغلق الآبار ويعد النظام الأول أبسط كل الأنظمة من حيث التشغيل والصيانة وهو يصلح إلى حوالى سبعة آلاف قدم كطول الخط للتحكم الهيدروليكى من جهاز التحكم على الرصيف البحرى إلى رأس البئر ويكون زمن غلق وفتح الآبار أقل من دقيقتين ، وللمسافات الأطول فإن النظام الثانى والثالث (شكل ٢) يصلحان لذلك ويمكن الحصول على ١٤٠ ثانية و١٠٠ ثانية كزمن لغلق وفتح الآبار على الترتيب عن طريقهما فى خط تحكم طوله حوالى (ثمانية عشر ألف قدم) ، أما فى حالات خطوط أطول من ذلك فإن النظام الرابع يصلح حيث يستبدل خط التحكم الهيدروليكى بكابل كهربائى أقل تكلفة وكفاءة من الأنواع السابقة ، أما النوع الخامس فيمكن عن طريقه التحكم والقياس لأكبر عدد من المتغيرات بالمقارنة بالأنواع الأخرى ولكنه يحتاج إلى حاسب إلكترونى صغير مصمم بطريقة خاصة يوجد تحت سطح البحر ومصدر كهرباء وهو نظام شديد التعقيد ، وقد بلغت مسافات التحكم حاليًا فى العالم حوالى (سبعة وثلاثين ألف قدم) ويستخدم موائع هيدروليكيا مائية القاعدة لمراعاة عدم تلوث المياه ومما هو جدير بالذكر أنه فى حالة الإكمال تحت سطح البحر يتم التحكم هيدروليكيًا وأتوماتيكيًا فى عدد أكبر من الصمامات بالمقارنة بالإكمال التقليدى للآبار .

اعتبارات مصاريف التشغيل :

من النقد الذى يوجه إلى الإكمال تحت سطح الماء هو ارتفاع مصاريف التشغيل

بسبب الاحتياج إلى حفار لإجراء أى عملية من العمليات حتى عمليات السلك ، وهذا الكلام غير دقيق خصوصًا ، وأن الاتجاه العالمى الآن فى جميع الأحوال حتى الإكمال التقليدى هو تركيب صمام السلامة تحت السطحى مع الإكمال وبالتالى يكون إخراجه للإصلاح أو الاستبدال بإخراج الإكمال والذى يحتاج إلى حفار ، وهناك أسباب كثيرة وراء ذلك من أهمها هو تقليل الضغط الخلفى على البئر حيث يكون القطر الداخلى لصمام الأمان هو نفس قطر مواسير الإنتاج لكى لا يعوق الصمام حركة الإنتاج .

ولقد قامت شركة جابكو بعمل دراسة مقارنة بين الطريقة التقليدية للإكمال التقليدى ، والإكمال تحت سطح البحر لتنمية الاكتشاف الجديد خليج السويس ٣٠٦ ، وبنيت الدراسة على أساس حساب المصاريف الكلية التى تنفق على البئر خلال عمر الخزان الافتراضى آخذة فى الاعتبار المصاريف الرأسمالية الابتدائية ومصاريف التشغيل لكل حالة .

ولقد تبين من الدراسة أنه لا يوجد فرق كبير بين المصاريف الكلية فى الحالتين بالرغم من أن عمق المياه فى هذه المنطقة غير كبير ويبلغ حوالى ٢٣٠ قدماً .

إن إدخال أى تكنولوجيا جديدة فى صناعة البترول فى مصر سيكون له الآثار الإيجابية الكبيرة ويجب دائمًا أن نفكر فى التطبيق المبكر قدر الإمكان لكى يكون عندنا الخيار دائمًا لكى يتمكن الفنيون من اكتساب المهارات الخاصة والتى تكون مفيدة جدًّا حينما لا يكون لدينا أى بديل آخر ، ومن منطلق الإيمان بهذا المبدأ فإن شركة جابكو اعتمدت مشروع إكمال البئر الاستكشافى خليج السويس ٣٠٦ تحت سطح البحر ، حتى تقوم الكوادر المصرية فى المجالات المختلفة من تصميم وتشغيل وصيانة بالتدريب على تلك التكنولوجيا الجديدة والتى تطبق لأول مرة فى مصر بالرغم من إمكانية تنمية هذا الاكتشاف بالطرق التقليدية خصوصًا وأن عمق المياه ليس كبيرًا (٢٣٠ قدما) ، إلا أن شركة جابكو رأت أن تدريب الكوادر فى تطبيق بسيط لهذه التكنولوجيا المعقدة (مياه غير عميقة وخزان صغير) سيكون بمثابة إعداد لاحتمالات تطبيقات أخرى أكثر تعقيدًا فى ظروف أكثر صعوبة ومواقف ربما لا يكون لها حل إلا التكملة تحت سطح الماء .

ومن هذا نرى أنه حان الوقت لإدخال تكنولوجيا تكملة آبار البترول والغاز البحرية تحت سطح الماء كلما سمحت الظروف بذلك ، ومن أهم مواقع التطبيق هى الآبار الواقعة فى المياه العميقة والممرات الملاحية بشرط وجود مسافات كافية

لمرور جميع أنواع السفن فوق رؤوس الآبار ، والاكتشافات الصغيرة التى يمكن تنميتها بعدد قليل من الآبار والتى تكون غير اقتصادية إذا تم تنميتها بالطرق التقليدية .

ويجب اختيار أنسب المعدات والتى تتوفر فيها درجات الأمان العالية وتكون نمطية قدر الإمكان لسهولة استبدالها وصيانتها ، ولا يخفى علينا أن التدريب الفنى الراقى للعاملين فى هذا المجال يلعب دوره الهام .

المراجع

تم استيفاء العديد من البيانات الفنية من واقع عمليات الإكمال تحت سطح البحر فى أماكن متفرقة من العالم مثل بحر الشمال وخليج المكسيك وترينيداد والفلبين .

obeikandl.com