



التقييم الاقتصادي لمشروع تطوير حقل مجنون النفطي في ظل إدارة الجهد الوطني

فيصل غاتر حسن

كلية العلوم الاقتصادية والتصرف/ جامعة صفاقس

faisalghater@gmail.com

07709204433

أ.د. منتج عبيدة

المدرسة العليا للتجارة بصفاقس

montejabida@gmail.com

المستخلص:

قرر مجلس الوزراء إنفاذ أعمال تطوير حقل مجنون النفطي العملاق بالجهد الوطني لشركة نفط البصرة، ليتم تنفيذ خطط التطوير بالمعايير والأساليب المعتمدة لشركات جولات التراخيص، وأكد على الالتزام بتخفيض كلف التطوير والإنتاج وكلف إدارة الحقل بدءاً من عام 2018 وصولاً إلى نسبة لا تقل عن 50% من كلف تشغيل الحقل لشركة (شل) في السنوات التالية، جاء القرار لغرض إدارة الحقل بالطريقة المثلى فضلاً عن قيادة الملاك الوطني لفعاليات تشغيل أهم الحقول الوطنية بإدارة عراقية وبمعايير عالمية تحقيقاً للتنمية المستدامة للبلد، وجاء هذا البحث لتقييم تجربة الجهد الوطني وتوصل إلى مجموعة من الاستنتاجات والتوصيات المرتبطة بموضوعه.

الكلمات المفتاحية: الجهد الوطني، حقل مجنون، شركة شل، التقييم الاقتصادي، عقد الخدمة لتطوير والإنتاج (PDSC).

Economic evaluation of the Majnoon oil field development project under the national cadres Management

Faisal Ghater Hasan

The Faculty of Economics and Management

University of Sfax

faisalghater@gmail.com

07709204433

Prof. Dr. Montej Abida

Higher Business of School of Sfax

montejabida@gmail.com

Abstract:

The Council of Ministers decided to entrust the development of the giant Majnoon oil field to the national cadres of Basra Oil Company, to implement the development plans according to the standards and methods approved by the licensing round companies, and stressed the commitment to reduce the costs of development, production and field management starting from 2018 to reach a percentage of no less than 50% of the costs of the field operator (Shell) in the following years. The Council of Ministers' decision aims to manage the field in the best way, in addition to leading the national cadres to the activities of operating the



most important national fields under Iraqi management and international standards to achieve sustainable development for Iraq. This research aims to evaluate the experience of the national cadres in the management of the Majnoon oil field and reached a set of conclusions and recommendations related to its subject.

Keywords: National cadres, Majnoon oil field, Shell Company, Economic evaluation, development and production Service contract (PDSC).

المقدمة:

أعلنت كبريات شركات النفط الأجنبية عن خطط لبيع حصصها في عدد من حقول النفط الرئيسية بالعراق، في ظل إجراءات قد تنعكس سلباً على إنتاج النفط العراقي، وتتعدد تفسيرات البعض لهذه الخطوة ما بين الظروف الأمنية وعدم التزام العراق بسداد مستحقات الشركات الأجنبية نظير تشغيل الحقول بالإضافة إلى ترايد النفوذ الصيني في قطاع النفط، وفسرها البعض الآخر بأن إعلان الشركات الأجنبية الانسحاب من العراق ما هو إلا مناورات للضغط على الحكومة العراقية لتحسين أرباحها، حيث تعد الشركات الأجنبية أن الأرباح التي تحصل عليها من وزارة النفط العراقية غير مجزية من الناحية الاستثمارية، وفي نفس السياق بينت شركة شل الهولندية إنها اتفقت مع وزارة النفط العراقية على التنازل عن عملياتها في حقل مجنون النفطي بالتراضي وإنها ستركز جهودها في تطوير وتوسعة "شركة غاز البصرة" هو مشروع مشترك بين شركات (شل وميتسوبيشي وغاز الجنوب).

مشكلة البحث: انسحبت شركة "شل" من حقل مجنون النفطي في العراق في إطار خطتها لإعادة هيكلة أعمالها العالمية والتركيز على أصول الغاز، وهذه الحالة فرضت على الحكومة العراقية تطوير هذا الحقل من خلال شركة نفط البصرة الحكومية (الجهد الوطني)، ونظراً لأهمية الموضوع جاء البحث للإجابة على التساؤل الآتي: هل الجهد الوطني قادر على المحافظة على مستوى استقرار الإنتاج النفطي وتخفيض كلف إدارة الحقل مما يجعلها امام اختبار حقيقي في تطوير حقل مجنون بدل الشركات العالمية التي تمتلكه كفاءات فنية عالية، وإمكانات تكنولوجية متطورة.

فرضية البحث: استطاع الجهد الوطني المحافظة على مستوى معدلات الإنتاج وتخفيض الكلفة الكلية (الاستثمارية والتشغيلية) لإنتاج البرميل لحقل مجنون النفطي مقارنة بمشغل الحقل شركة شل.

هدف البحث: يهدف البحث الى تقييم تجربة الجهد الوطني في تطوير حقل مجنون النفطي وفق قرار مجلس الوزراء رقم (80) لسنة 2018 من خلال مقارنة البيانات المالية والفنية بين الفترة المناطة لشركة شل لغاية انسحاب الشركة في النصف الأول من العام 2018 والفترة المناطة للجهد الوطني بدءاً من النصف الثاني لعام 2018 واجراء تقييم مالي واقتصادي للحقل.

المبحث الأول- التقييم الاقتصادي للمشاريع واهم المعايير المستخدمة في البحث

تفوق هذا العصر بدقة وشمولية البيانات التي تتصف بالمرونة والتركيز على المستقبل، بغية تحديد عائد الاستثمار، وان قرار الاستثمار يعتمد هدف زيادة المنافع على الكلفة الاستثمارية. ولقد شهدت عملية تقييم المشروعات تطوراً كبيراً في مختلف دول العالم كوسيلة لزيادة الثروة وصنع القرارات الاستثمارية الرشيدة بأقل تكلفة ممكنة لتوزيع الموارد على المشاريع الاستثمارية التي تحقق وفورات أفضل، لذا فان صنع قرارات اختيار البدائل لتحقيق اهداف تعتمد على دقة التحليل ودراسة المشروعات الاستثمارية بأساليب فنية.

ولاً- مفهوم عملية التقييم للمشروعات:



يمكن أن ينظر إلى مفهوم التقييم على أنه "عملية بحث ودراسة للتأكد أن الموارد الطبيعية والبشرية والمالية اللازمة لقيام المشروع يمكن توفرها بالفعل، ثم قياس كفاءة الاستثمار من المشروع من وجهة التجارية والاقتصادية والاجتماعية، بما يؤكد تحقيق المشروع لأهدافه بأقل تكلفة ممكنة وبأكبر عائد اقتصادي في ضوء الموارد المتاحة، ويعتمد هذا التقييم على سلسلة منتظمة ومتراصة من البيانات والمعلومات التي تمكن من قياس الآثار المباشرة وغير المباشرة للمشروع وعلى امتداد حياته الإنتاجية" (طعيمة، 2002) كما يمكن أن تعرف عملية تقييم المشروعات بأنها "أسلوباً أو طريقة منظمة تستخدم للتعرف على مدى النفع الذي سيتحقق من خلال القرار الاستثماري المتوقع (المشروع المتوقع)، كما أن هذه الدراسة المنظمة ستقدم لمتخذ القرار الاستثماري تصوراً شاملاً، لما سيكون عليه المشروع خلال حياته المتوقعة، بحيث يمكن اتخاذ قرار محدد بشأن إقامة المشروع من عدمه، وعلى وفق معايير ومقاييس محددة" (عبد الكريم وكداوي، 1999) أو هي عبارة عن "عملية وضع المعايير اللازمة التي يمكن من خلالها التوصل إلى اختيار البديل أو المشروع المناسب من بين عدة بدائل مقترحة، الذي يضمن تحقيق الأهداف المحددة واستناداً إلى أسس علمية" (العيساوي، 2005).

تتم عملية التقييم في جميع الأنشطة الاقتصادية سواء كانت زراعية أو صناعية أو خدمية، ولا يوجد هناك اختلاف جوهري عند تقييم هذه الأنشطة وإنما الاختلاف شكلي وهو كيفية اختيار المعايير المناسبة لكل نشاط (البكري، 2004).

ثانياً- التقييم المالي والاقتصادي للمشروعات:

تطلق مسميات عديدة على عملية التقييم، كالتقييم الاقتصادي، تقييم كفاءة الأداء، التقييم الاقتصادي والفني المقارن والتي تعني جميعاً على الرغم من اختلاف نطاقها التقييم الذي ينظر إلى الموضوع من وجهة نظر المجتمع أي أثر المشروع على الاقتصاد القومي، وكذلك المسميات الأخرى التقييم المالي والتحليل المالي والربحية التجارية تعود لمفهوم واحد وهو ذلك التقييم الذي يهتم أصحاب المشروع بصورة أساسية (محمد، 2000).

يختص التقييم المالي أو التجاري للمشروعات الاستثمارية بتقدير الربحية المالية أو التجارية للمشروعات طيلة عمرها أو حياتها، أي أنه يختص بتقييم المشروعات من وجهة نظر أصحابها (وجهة نظر المستثمر) (خضر وآخرون، 1996)، وبالتالي فإن ضمان الربحية التجارية للمستثمر في المشروع الخاص لا يكفي بحد ذاته لضمان المصلحة العامة للمجتمع وبمعنى آخر فإن جدوى المشروع الاقتصادية من وجهة نظر المستثمر الخاص لا تكفي بحد ذاتها للتسليم بأهميته وجدواه على المستوى الوطني ككل (دياب، 2007) لذا يجب ألا تقتصر عملية التقييم على الجوانب المالية والتجارية للمشروع فقط، بل يجب أن تشمل الجوانب الاقتصادية، فإذا كان التقييم المالي أو التجاري يختص بدراسة المشروع الاستثماري من وجهة نظر ملاك أو مموليه، فإن التقييم الاقتصادي يقصد به تحديد أهمية المشروع لإجمالي المجتمع وللاقتصاد الوطني على حد سواء (موسى وسلام، 2009)، إلا أن كلاهما يتفق مع قواعد النظرية الاقتصادية التي تنص على تعظيم العائد من الموارد المستخدمة، ومن ثمة فإن أسس التحليل ومبادئه واحدة لكل الخلاف في وسائل التحليل وما يدخل في الحساب من البنود، فالعلاقة بين التقييمين يجب أن ينظر إليها بضرورة وجود تنسيق بين نتائجها (علام، 2006).

ثالثاً- أهمية عملية تقييم المشروعات:

ويمكن إبراز أهمية تقييم المشروعات في النقاط التالية: (الصيرفي، 2005)

1. أنه يساعد على تجاوز القرارات الفردية والعشوائية التي تقود إلى ظهور مشاريع فاشلة تمثل عبئاً على الاقتصاد القومي.



2. التقدم العلمي والتكنولوجي الذي أصبح سمة العصر الحاضر قد وفر العديد من البدائل أمام المستثمر وهذه البدائل تختلف فيما بينها من حيث الطاقة الإنتاجية والتكاليف والحاجة إلى مستلزمات الإنتاج والقوى العاملة، الأمر الذي يجعل المستثمر عاجزاً عن تحمل نتيجة الاختيار العشوائي بين هذه البدائل، ومن ثم فإن عملية التقييم تساعد على الاختيار الأفضل من بين البدائل المتاحة.

3. ترجع أهمية التقييم إلى ارتفاع تكلفة الفرصة البديلة مع الندرة النسبية في رأس المال، الأمر الذي زاد من نسبة المخاطرة التي تواجه المستثمر عند الاختيار ما بين الفرص الاستثمارية المختلفة.

رابعاً- أهداف عملية تقييم المشروعات: (العيسوي، 2005)

1. تحقيق الاستخدام الأمثل للموارد المتاحة، ومن أجل تحقيق ذلك لا بد وأن تضمن عملية تقييم المشروعات العلاقات الترابطية بين المشروع المقترح والمشروعات القائمة.
2. تساعد في التخفيف من درجة المخاطرة للأموال المستثمرة، حيث أنه من خلال عملية تقييم المشروعات يمكن اختيار البديل المناسب من بين عدة بدائل.
3. تساعد في توجيه المال المراد استثماره إلى ذلك المجال الذي يضمن تحقيق الأهداف المحددة.
4. تساعد على ترشيد القرارات الاستثمارية.

خامساً- أسس ومبادئ عملية تقييم المشروعات: (العيسوي، 2001)

1. تقوم عملية تقييم المشروعات على إيجاد نوع من التوافق بين المعايير التي تضمنها تلك العملية وبين أهداف المشروعات المقترحة.
2. تضمن عملية تقييم المشروعات تحقيق مستوى معين من التوافق بين هدف أي مشروع وأهداف خطة التنمية القومية من جهة وبين الهدف المحدد للمشروع وبين الإمكانيات المادية والبشرية والفنية المتاحة.
3. لا بد أن يكون هناك توافق وانسجام بين أهداف المشروعات المتكاملة والمترابطة وإزالة التعارض بين أهدافها.
4. توفر المستلزمات اللازمة لضمان نجاح عملية تقييم المشروعات خاصة ما يتعلق منها بتوفر المعلومات والبيانات الدقيقة والشاملة.
5. أن عملية تقييم المشروعات هي جزء من التخطيط، كما تمثل مرحلة لاحقة لمرحلة دراسات الجدوى المناسب ومرحلة سابقة لمرحلة التنفيذ.
6. أن عملية تقييم المشروعات لا بد وأن تفضي إلى تبني قرار استثماري أما بتنفيذ المشروع المقترح أو التخلي عنه.
7. أن عملية تقييم المشروعات تقوم أساساً على المفاضلة بين عدة مشروعات أو بدائل وصولاً إلى البديل.

سادساً- المعايير المستخدمة لتقييم المشروعات:

هناك عدة معايير تستخدم في تقييم المشروعات، وهي تتفاوت فيما بينها من حيث الدقة والصعوبة، فهناك المعايير التي تعتمد على التقدير الشخصي والمعايير الموضوعية والتي تقوم على الأساس الكمي. ولكل معيار مزاياه وعيوبه وظروف تطبيقه، ونظراً لتعدد هذه المعايير وتفاوتها، سيقصر على مناقشة أهمها بحيث يجري تناول تلك التي تستخدم في الحياة العملية على نطاق واسع وتتميز بالدقة والصحة من الناحية النظرية (موسى وسلام، 2011).

يتم عادةً تقييم المشاريع لتحديد إيراداتها المتوقعة من خلال ما اصطلح عليه بـ (القيمة المتوقعة) التي هي عبارة عن قيمة الوسط الحسابي للتوزيع الاحتمالي للعوائد التي يمكن الحصول عليها في المستقبل، نتيجة تنفيذ المشروع، وهي تساوي القيمة المستقبلية للعوائد الممكنة مضروبة في احتمال تحققها (عبد الكريم، 2002). وبما أن هذه القيم مستقبلية وعملية التقييم تتم في الوقت الحالي، لذا يجب تحويل هذه القيم إلى قيم



حالية من خلال معامل الخصم الذي يتم الحصول عليه من جداول خاصة، أو من خلال صيغة خاصة لإيجاد هذا المعدل بواسطة سعر الخصم. وأن الفكرة الأساس لعملية الخصم هي أن قيمة النقود تتأثر بعامل الزمن (السماك وآخرون، 1984) فإن ما يستلم بعد سنة من الآن هو أقل قيمة فعلاً، مما يستلم الآن. إذ أن الفرق في توقيت الاستلام يقيم بكلفة الفرصة الضائعة والتي تقاس بعائد الاستثمار الممكن. ومعنى خصم التدفقات ضربها بمعامل خصم وهو:

$$\text{معامل الخصم} = \frac{1}{(1+r)^n}$$

أذ (n) عدد السنوات

(r) سعر الخصم – وهو عادة سعر الفائدة المرجعي في السوق تضاف عليه نقاط تأخذ بالحسبان المخاطرة وأمور أخرى. ويسمى سعر الخصم عندما يراد به تقييم تدفقات المستقبل بمقاييس الحاضر (علي، 2011).

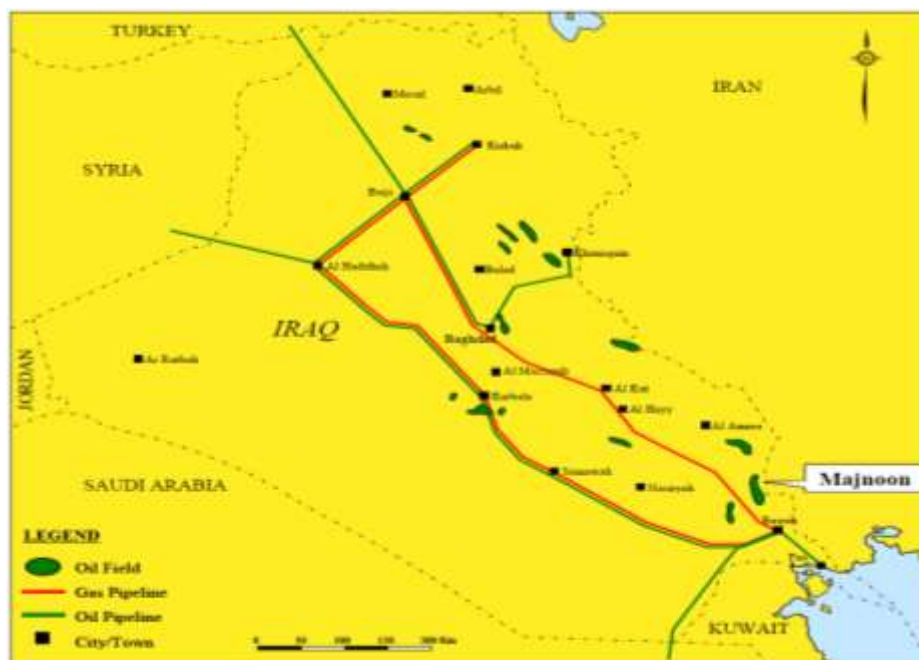
المبحث الثاني- تطورات واحداث حقل مجنون والبنود الأساسية والمالية في عقد الخدمة

أ- تطورات واحداث حقل مجنون (1973-2018)

يُعدّ حقل مجنون النفطي واحداً من أكبر حقول النفط في العالم حيث تبلغ الاحتياطات النفطية في الحقل نحو 38 مليار برميل، يقع الحقل في جنوب العراق على بعد (60) كم من مركز محافظة البصرة ويمتد شمالاً باتجاه محافظة ميسان، تم اكتشاف الحقل من قبل شركة براسبيترو البرازيلية في سنة 1976م بعد ان أجرت مسوحات زلزالية في عامي 1973 و 1975 وتمكنت الشركة من حفر (21) بئر نفطي خلال الفترة (1978-1980) وتوقف تطوير الحقل في العام 1980 بسبب الحرب العراقية- الإيرانية، وخلال فترة التسعينات توصلت شركة توتال الفرنسية الى توقيع عقد مع الحكومة العراقية لتطوير الحقل بعد رفع العقوبات الاقتصادية عن العراق، وبعد احداث عام 2003 تم تطوير الحقل بشكل جزئي من قبل شركة نفط الجنوب سابقاً (شركة نفط البصرة حالياً)، قدمت شركات النفط العالمية عروض لتطوير حقل مجنون في جولة التراخيص الثانية التي اقامتها وزارة النفط في 2009/11/27 وانتهت بفوز شركات شل الهولندية وبتروناس الماليزية وتوقيع عقد الخدمة للتطوير والإنتاج بتاريخ 2010/1/17، وتمت إدارة الحقل من قبل شركة شل كمشغل لغاية انسحابها بتاريخ 2018/6/30 (PCLD, 2024) يعزى هذا الانسحاب لتوجه الشركة نحو مشاريع الغاز بدلا من مشاريع النفط نظراً لان هذه المشاريع أكثر ربحية، وهو ما تعمل عليه شل في مختلف أنحاء العالم، حيث أوضحوا ذلك مسؤولي الشركة لوزارة النفط والحكومة العراقية (جهاد، 2024) وبعد انسحاب شركة شل بالتراضي شكلت وزارة النفط إدارة وطنية تنفيذية لإدارة حقل مجنون النفطي والمباشرة بتسليم المسؤوليات والوثائق من الشركة تنفيذاً لقرار مجلس الوزراء رقم (80) لسنة 2018 المتضمن إنابة أعمال تطوير حقل مجنون النفطي العملاق بالجهد الوطني لشركة نفط البصرة، ليتم تنفيذ خطط التطوير بالمعايير والأساليب المعتمدة لشركات جولات التراخيص، وأكد على الالتزام بتخفيض كلف التطوير والإنتاج بنسب لا تقل عن 30% خلال خطة عام 2018 وصولاً الى نسبة لا تقل عن 50% في السنوات التالية من كلف تطوير مشغل الحقل شركة (شل)، جاء القرار لغرض إدارة الحقل بالطريقة المثلى وبما يضمن عدداً من الأهداف التي أهمها تقليص كلف إدارة الحقل بمعدل 300 مليون دولار/ سنة عن الكلف السابقة، فضلاً عن قيادة الملاك الوطني لفعاليات تشغيل اهم الحقول الوطنية بإدارة عراقية وبمعايير عالمية تحقيقاً للتنمية المستدامة للبلد.



الموقع الجغرافي لحقل مجنون



- Ministry of Oil/ Petroleum Contracts and Licensing Directorate (PCLD). (2009) .
Technical overviews for the award of service contracts. Baghdad, Iraq.

الجدول (1) تطورات واحداث حقل مجنون (1973-2018)

الاحداث	السنة
مسح زلزالي 2D	1973
مسح زلزالي 2D	1975
اكتشاف الحقل وحفر بئر استكشافي Mj-1	1976
اكمال حفر بئر نفطي Mj-2	1977
مسح زلزالي 2D	1978
اكمال حفر الابار Mj-3, Mj-4, Mj-5	1978
مسح زلزالي 2D	1979
اكمال حفر الابار Mj-6, Mj-7, Mj-8, Mj-9, Mj-10, Mj-11, Mj-12, MJ-13	1979
اكمال حفر الابار Mj-14, Mj-15, Mj-16, Mj-17, Mj-18, Mj-19, Mj-20, MJ-21, Mj-22, Mj-23	1980
توقف تطوير الحقل بسبب الحرب العراقية - الايرانية	1980
تطوير جزئي لإنتاج النفط	2002
توقيع عقد الخدمة للتطوير والإنتاج مع ائتلاف شركتي (شل وبتروناس) بإدارة شركة شل كمشغل للحقل	2010
انسحاب شركتي (شل وبتروناس) من العقد وتكليف الجهد الوطني بتطوير الحقل.	2018

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على:



Ministry of Oil/ Petroleum Contracts and Licensing Directorate (PCLD). (2009).
Technical overviews for the award of service contracts. Baghdad, Iraq.

ب- البنود الأساسية والمالية في عقد الخدمة لتطوير والإنتاج (PDSC) لمنطقة حقل مجنون

وُقِعَ عقد الخدمة للتطوير والإنتاج (عقد حقل مجنون) بتاريخ 2010/1/17 بين شركة نفط الجنوب سابقاً (شركة نفط البصرة حالياً) باعتبارها الطرف الأول وإنتلاف شركات (شيل الهولندية وبتروناس الماليزية ونفط ميسان "الشريك الحكومي") يشار إليهم مجتمعين بـ "المقاول" باعتبارهم الطرف الثاني.
(Majnoon DPSC, 2010)

أولاً- المادة (2) نطاق العقد

- يجب على المقاول واستناداً إلى أحكام هذا العقد وبموجب أفضل ممارسات الصناعة البترولية العالمية أن:
1. يوفر أو يرتب لتوفير خدمات وتقنيات لتنفيذ العمليات البترولية بقصد تحقيق التطوير الأمثل للموارد البترولية في منطقة العقد.
 2. يحقق الإنتاج التجاري الأول في فترة لا تتجاوز (3) ثلاث سنوات من تاريخ المصادقة على خطة التطوير الأولية.
 3. يحقق خلال فترة لا تتجاوز (7) سبع سنوات من تاريخ النفاذ هدف إنتاج الذروة بمعدل إنتاج صافي قدره (1.8) مليون برميل نفط خام باليوم طيلة فترة إنتاج الذروة.
 4. يقدر ويحدد سنوياً الحجم الأقصى للاحتياطيات والموارد البترولية في منطقة العقد.
 5. يوفر أو يرتب لتوفير كل التمويل والمكننة والمعدات والتقنيات والكوادر والخدمات الضرورية لتنفيذ العمليات البترولية.
 6. يتكبد جميع الكلف والمصروفات المطلوبة لتنفيذ العمليات البترولية بموجب خطط التطوير وبرامج العمل والموازنات المصادق عليها لأجل تحقيق أهداف الإنتاج المثبتة في هذا العقد.
 7. يفي بكافة الالتزامات المالية والالتزامات الأخرى للمقاول والتمتع بكافة الحقوق والمنافع استناداً إلى أحكام هذا العقد.
 8. يسعى الطرفان إلى الاتفاق بحسن نية للتطوير والإنتاج في المكامن المحتملة غير المكتشفة خلال مدة (5) خمس سنوات من تاريخ النفاذ، بشرط خضوعها إلى أجور مختلفة (منفصلة) وفي حالة تم التوصل إلى اتفاقية لتطوير وإنتاج مكامن جديدة يتم تعديل العقد ليعكس الأجور المتفق عليها.
 9. تكون الكيانات المؤلفة للمقاول مسؤولة بصورة تضامنية ومنفردة تجاه شركة نفط الجنوب عن كافة التزامات المقاول بموجب هذا العقد.

ثانياً- المادة (3) مدة العقد

تكون المدة الأساسية لهذا العقد (20) عشرين سنة من تاريخ النفاذ، وتكون قابلة للتديد لفترة أقصاها (5) خمس سنوات، وفقاً لمواد وشروط جديدة يتم التفاوض عليها.

ثالثاً- المادة (4) هبة التوقيع

تودع الشركات في حساب مصرفي محدد من قبل شركة نفط الجنوب هبة توقيع غير مستردة قدرها (150) مليون دولار أمريكي خلال (30) ثلاثين يوماً من تاريخ النفاذ.

رابعاً- المادة (18) تسعير البترول



إن سعر نفط التصدير لكل كمية ونوعية من نفط التصدير التي يمكن أن يرفعها المقاول خلال أي شهر من فصل الرفع هو سعر البيع الرسمي للنفط والمعلن من قبل شركة تسويق النفط (سومو) للوجهة النهائية المُسلّم إليها نفط التصدير من قبل المقاول.

ومنعاً للالتباس في حساب سعر نفط التصدير لأية كمية من نفط التصدير، فإنه يتم تطبيق الأحكام القياسية المنصوص عليها في اتفاقيات شركة تسويق النفط (سومو) المعيارية لمبيعات النفط الخام متضمنة الأحكام المتعلقة بارتفاع / انخفاض الـ API وتأمين (ضمان) الشحن.

خامساً- المادة (19) الكلف البترولية والإضافية، والربحية

1. يستحق المقاول الكلف البترولية والإضافية والربحية للعمليات البترولية المنفذة بموجب هذا العقد.
 2. يقوم المقاول بقيد الكلف البترولية على الحساب التشغيلي اعتباراً من تاريخ النفاذ والإجراءات المحاسبية بموجب هذا العقد، ولكن هذه الكلف تصبح مستحقة وواجبة الدفع وفقاً للمادة 19-6.
 3. يستحق المقاول الربحية ويقيد ذلك في الحساب التشغيلي من تاريخ الإنتاج التجاري الأول.
- أ. إن مبلغ الربحية عن أي فصل يتم احتسابه على النحو الآتي: (حاصل ضرب اجر الربحية المحدد في الإنتاج الصافي أو أية منتجات من معمل معالجة الغاز والمُعبر عنها ببرميل نفط مكافئ).
- ب. اجور الربحية المحددة لجميع الفصول خلال أية سنة تقويمية معينة تُحسب على أساس معامل الاسترداد المحتسب في نهاية السنة التقويمية السابقة لمنطقة العقد وكما يأتي:

الجدول (2) معامل تحديد ربحية المقاول

الربحية للإنتاج الصافي ومنتجات معمل معالجة الغاز دولار أمريكي / برميل نفط مكافئ	معامل الاسترداد
1.390	أقل من 1
1.112	(1 - 1.25)
0.834	(1.25 - 1.50)
0.556	(1.50 - 2)
0.278	أكثر من 2

4. إن معامل الاسترداد الذي يحققه المقاول عند نهاية أية سنة تقويمية يُحتسب بقسمة إجمالي قيمة المقبوضات النقدية على إجمالي النفقات خلال نفس الفترة الزمنية. ولأغراض احتساب معامل الاسترداد:

(أ) إجمالي "المقبوضات النقدية" تشمل:

(أولاً) الكلف البترولية والربحية المدفوعة إلى المقاول كما هو منصوص عليه في المادة 19-6.

(ثانياً) أية مدخولات عرضية للمقاول الناجمة عن العمليات البترولية.

(ب) إجمالي "النفقات" تشمل:

(أولاً) الكلف البترولية.

(ثانياً) هبة التوقيع.

(ثالثاً) صندوق تمويل التدريب والتقنية والبعثات الدراسية.

ومنعاً للالتباس فإن النفقات في (ثانياً) و(ثالثاً) تحتسب كنفقات لأغراض تحديد معامل الاسترداد ولكنها لن تكون كلفاً بترولية.



5. خلال فترة إنتاج الذروة، يتم ضبط (تعديل) أجر الربحية المستحق الدفع المتعلق بالإنتاج الصافي لأي فصل وذلك بضربه في معامل الأداء، طالما حدثت الحالات الآتية:
أ. تخفيض الإنتاج المفروض من قبل الحكومة.

ب. عندما يُخفض أو يُعلّق الإنتاج الاعتيادي بسبب فشل الناقل في استلام هذا الإنتاج في نقطة التحويل وليس نتيجة خطأ من المشغل أو المفاعل.

6. الكلف البترولية والربحية:

أ. تُدفع الكلف البترولية والربحية المستحقة للمفاعل بدون فوائد بشكل نفط تصدير في نقطة التسليم ما لم يختار المفاعل، في موعد أقصاه الأول من نيسان من كل سنة، أن يستلم الدفعة نقداً بالدولار في السنة التالية. لأغراض الدفع نقداً فإن الدفع يتم خلال (60) ستين يوماً من تاريخ تقديم قائمة الحساب استناداً إلى الإجراءات المحاسبية. فعند الدفع بنفط التصدير، فإن سعر نفط التصدير يكون وفقاً للمادة 18 وتتم جدولة الرفع بموجب اتفاقية يتم التوصل إليها، إن أي اختيار لطريقة الدفع يبقى نافذاً للسنة التقويمية التي تم الاختيار فيها.

ب. تعتبر الكلف البترولية والكلف الإضافية والربحية شاملة لجميع الكلف والمصروفات والالتزامات والربحية للمفاعل تحت هذا العقد. ولن تكون شركة نفط الجنوب ملزمة بدفع أية تعويضات أخرى مهما كانت إلى المفاعل عن الإيفاء بالتزاماتها تحت هذا العقد.

ج. تصبح الكلف البترولية والربحية مستحقة وواجبة الدفع عند تقديم قوائم الحساب اعتباراً من الفصل الذي يتحقق فيه الإنتاج التجاري الأول وسوف تُدفع لحد (50%) خمسين بالمائة من الإيراد المفترض واستناداً إلى أحكام هذا العقد. تكون الأسبقية لدفع الكلف البترولية المستحقة والواجبة الدفع على دفع الربحية المستحقة والواجبة الدفع.

د. تُرحّل أية كلف بترولية وربحية مستحقة وقابلة للدفع والتي لم تُدفع في أي فصل إلى الفصل أو الفصول التي تليه وتدفع في الفصول اللاحقة ولحين دفع الكلف بالكامل.

7. الكلف الإضافية:

أ. يبدأ المفاعل بقيد الكلف الإضافية على الحساب التشغيلي اعتباراً من تاريخ النفاذ بموجب هذا العقد.

ب. تصبح الكلف الإضافية مستحقة وواجبة الدفع اعتباراً من الفصل الذي يتحقق فيه الإنتاج التجاري الأول، أو الفصل الذي تُقدم فيه قوائم حساب الكلف الإضافية لأول مرة.

ج. تدفع الكلف الإضافية المستحقة للمفاعل بنفط التصدير في نقطة التسليم، ما لم يختار المفاعل في موعد أقصاه الأول من نيسان من كل سنة أن يستلم مستحقته بالدولار في السنة التالية. لأغراض الدفع نقداً، فإن الدفع يتم خلال (60) ستين يوماً من تاريخ تقديم قائمة الحساب. لحالات الدفع بنفط التصدير، يكون سعر نفط التصدير وفقاً للمادة 18 وتتم جدولة الرفع بموجب اتفاقية يتم التوصل إليها. إن أي اختيار لطريقة الدفع يبقى نافذاً للسنة التقويمية التي يتم الاختيار فيها.

د. الأرصدة غير المسددة لجميع الكلف الإضافية تُحمّل فائدة لايبور زائداً (1%) واحد بالمائة من التاريخ الذي تم فيه تقديم قائمة حساب الكلف الإضافية ولغاية التاريخ الذي تم استلامها فيه، بشرط أن تكون الفائدة ثابتة لكل دفعة من الكلف الإضافية اعتماداً على فائدة لايبور السائدة المعروضة في التاريخ الأول لتقديم القائمة.

هـ. يُفترض أن تغطي الكلف الإضافية المدفوعة كافة المبالغ المستحقة للمفاعل عن الكلف الإضافية المتكبدة. و. استرداد الكلف الإضافية يجب أن يُدفع من الإيراد المُفترض ولغاية (60%) ستين بالمائة منه، مطروحاً منه الكلف البترولية والربحية المدفوعة، وكما يأتي:



الإيراد المُفترض x 60% - (الكلف البترولية المدفوعة + الربحية المدفوعة)

ز. أية كلف إضافية مستحقة وواجبة الدفع والتي بقيت غير مدفوعة لأي فصل يتم ترحيلها إلى الفصل أو الفصول اللاحقة ولحين دفعها بالكامل.

ح. تحتفظ شركة نفط الجنوب بحقها، ومن خلال إشعار المقاول في أي وقت، في زيادة النسبة المئوية من الإيراد المُفترض المتوفر.

8. ان أية كلف بترولية وكلف إضافية وربحية مستحقة وواجبة الدفع والتي تبقى غير مدفوعة عند إنهاء أو انتهاء هذا العقد سوف يتم دفعها في غضون (30) ثلاثين يوماً من ذلك، أو بموجب أية شروط قد يتم الاتفاق عليها بين الطرفين.

9. في حالة دفع الكلف البترولية والكلف الإضافية والربحية بنفط التصدير، فإن على شركة نفط الجنوب أن ترتب مع شركة تسويق النفط (سومو) لتسليم المقاول كمية من نفط التصدير، في نقطة التسليم، بسعر نفط التصدير ذي العلاقة، يُكافئ مبلغ الكلف البترولية والكلف الإضافية والربحية المستحق والواجب الدفع بموجب هذا العقد. إن رفع نفط التصدير الفصلي من قبل المقاول يتم تخمينه مقدماً على أساس الكلف البترولية والكلف الإضافية والربحية المستحقة والواجبة الدفع في فصل الرفع. الكمية النهائية للنفط المرفوع من قبل المقاول يتم ضبطها بناءً على المبالغ الفعلية (الحقيقية) للكلف البترولية، والكلف الإضافية والربحية المستحقة والمحتسبة وفقاً لهذه المادة 19 وعلى أساس سعر نفط التصدير المطبق استناداً إلى أحكام المادة 18.

سادساً- المادة (22) ملكية الموجودات:

جميع الموجودات المقتناة و/ أو المجهزة من قبل المقاول أو المشغل المرتبطة بالعمليات البترولية أو ذات العلاقة بها، والتي تُعتبر كُلفها كلفاً مستردة استناداً إلى أحكام هذا العقد، تصبح من ممتلكات شركة نفط الجنوب حين دخولها جمهورية العراق عند شرائها من الخارج، أو حال اقتنائها في حالة شرائها من الداخل.

سابعاً- المادة (23) الضرائب:

1. يُمسك كل كيان يُولف المقاول بدفاتر محاسبية ويكون مسؤولاً بصورة منفردة عن دفع الضريبة استناداً إلى القانون.
2. لن تكون شركة نفط الجنوب مسؤولة بأي حال من الأحوال بموجب هذا العقد عن أية ضريبة واجبة الدفع من قبل الشركات خارج جمهورية العراق.
3. يكون الالتزام الضريبي في جمهورية العراق بنسبة (35%) خمسة وثلاثين بالمائة من ربحية أي كيان يُولف المقاول، وتتولى شركة نفط الجنوب تسديد مبلغ أية زيادة في الضرائب أو ضرائب إضافية تفرض بموجب القانون نيابة عن ذلك الكيان.

ثامناً- المادة (27) المشاركة:

1. يمتلك الشريك الحكومي حصة مقدارها (25%) خمس وعشرون بالمائة من مجموع حصص المشاركة الكلية للمقاول وتمتلك الشركات الأجنبية نسبة (75%) الخمسة والسبعين بالمائة المتبقية من حصة المشاركة للمقاول، وتكون النسبة بين الشركات: شيل (45%) وبتروناس (30%).
2. على الشركات أن تدفع عن الشريك الحكومي كامل حصة من الكلف البترولية والكلف الإضافية أثناء مدة العقد وأي تمديد لها. يحق للشركات استرداد جميع الكلف البترولية والكلف الإضافية المدفوعة، بينما يحق للشريك الحكومي استلام (25%) خمسة وعشرين بالمائة من أية ربحية مدفوعة للمقاول.

تاسعاً- المادة (28) التنازل:



1. لا يمكن لأية شركة تحويل حقوقها والتزاماتها بموجب هذا العقد، كلياً أو جزئياً، بدون موافقة تحريرية مسبقة من شركة نفط الجنوب. تحويل حصص الأسهم أو الملكيات الأخرى بشكل مباشر أو غير مباشر في أية شركة (باستثناء تحويل الأسهم في شركة أم مسجلة) يشكل تنازلاً عن الحقوق والالتزامات بموجب هذا العقد.
2. في حالة رغبة أية شركة التنازل كلياً أو جزئياً عن حصتها في المشاركة أو أسهمها أو حقوقها أو امتيازاتها أو واجباتها أو التزاماتها بموجب هذا العقد إلى طرف ثالث أو شركة شقيقة أو فرعية غير مملوكة بالكامل أو مسيطر عليها من قبلها، فعلى الكيان المذكور أن يقدم طلباً إلى شركة نفط الجنوب بهذا الشأن مُعطياً إثباتاً مفصلاً للكفاءة الفنية والمالية للطرف المُتنازل له المُقترح. وعلى شركة نفط الجنوب دراسة الطلب المذكور وإبلاغ الشركة بموافقتها من عدمها خلال (3) ثلاثة أشهر من استلام ذلك الطلب.
3. إذا رغبت أية شركة في التنازل عن جزء من حصة المشاركة في هذا العقد إلى طرف ثالث يكون لشركة نفط الجنوب الخيار في اخذ ذلك الجزء وتخصيصه إلى كيان عراقي مُرشح بنفس الأحكام والشروط المعروضة على الطرف الثالث.
4. يمكن لأية شركة رهن أو تحميل حقوقها المالية كلياً أو جزئياً بموجب هذا العقد إلى بنك دولي موثوق و/أو مؤسسة تمويل توافق عليها شركة نفط لغرض تمويل العمليات البترولية شريطة ألا يؤثر ذلك الرهن أو التحميل المالي بأية طريقة على حقوق أو مصالح شركة نفط الجنوب.
5. للشريك الحكومي أو أي خلف قانوناً أو متنازل له، أن يتنازل عن حصص المشاركة العائدة له كلياً أو جزئياً لأي كيان مملوك ومسيطر عليه بالكامل من قبل الحكومة بدون موافقة الشركات.

عاشراً- المادة (37) القانون الحاكم، التراضي والتحكيم:

1. إن هذا العقد وحقوق والتزامات الطرفين ينبغي أن تُحكم وتُفسر بموجب القانون.
2. على الطرفين السعي إلى التسوية الودية لأي نزاع ناجم عن أو متعلق أو خاص بهذا العقد أو أي حكم أو اتفاقية متعلقة به. وعندما لا يتم التوصل إلى تلك التسوية خلال (30) ثلاثين يوماً من تاريخ قيام أحد الطرفين بإبلاغ الطرف الآخر بالنزاع، حينها يمكن إحالة القضية للحل من قبل الإدارة العليا لطرفي النزاع. وعندما لا يتم التوصل إلى تلك التسوية خلال (30) ثلاثين يوماً من تلك الإحالة إلى الإدارة، يمكن لأي من أطراف النزاع إحالة القضية إلى خبير مستقل، أو إحالة القضية إلى التحكيم حسب ما منصوص عليه أدناه في هذا العقد بعد توجيه إشعار إلى الطرف الآخر قبل (60) ستين يوماً من ذلك.

المبحث الثالث - منهج وافتراضات الإطار العملي للتقييم المالي والاقتصادي لمشروع تطوير حقل مجنون

تمت تهيئة المعلومات والبيانات الفعلية المتحصل عليها من وزارة النفط خلال فترة تطوير الحقل من قبل الجهد الوطني في المرحلة الأولى، أما في المرحلة الثانية تم اعداد فرضيات لعملية التقييم المالي والاقتصادي للحقل عند تولي تطويره من قبل شركة نفط البصرة بالجهد الوطني في النصف الثاني من العام 2018 والسنوات اللاحقة ولغاية نهاية عقد الخدمة، ثم عمل جداول تستند عليها معايير التقييم المستخدمة في البحث وصولاً للنتائج، وفي المرحلة الثالثة توضيح الجدوى الاقتصادية للحقل استناداً الى البيانات الفعلية في ظل إدارة الجهد الوطني مقارنة بشركتي (شل وبتروناس) وفق عقد الخدمة (PDSC) الذي جرى احالته في جولة التراخيص الأولى عام 2010.

ولاً- التكاليف البترولية والايادات الفعلية للحقل:

الجدول (3) الكلف البترولية (التشغيلية والاستثمارية) للجهد الوطني للفترة (2023-2018/7/1)



year	Petroleum Cost		
	Capex	Opex	Total Cost
2018 (Q3,Q4)	116,062,738	92,952,202	209,014,940
2019	319,271,651	129,521,247	448,792,898
2020	354,758,107	130,348,546	485,106,653
2021	597,369,964	153,738,546	751,108,510
2022	642,069,737	173,907,264	815,977,001
2023	765,470,244	157,058,009	922,528,253
Total	2,795,002,441	837,525,814	3,632,528,255

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على البيانات وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية لغاية نهاية 2023.

الجدول (4) الإنتاج السنوي ومعدل الإنتاج اليومي للنفط الخام للجهد الوطني للفترة (2023-2018/7/1)

year	Crude oil production		
		Daily production rate	Annual production
2018 (Q3,Q4)	*bbls	230,465	42,405,553
2019	bbls	221,293	80,771,878
2020	bbls	209,551	76,486,000
2021	bbls	176,000	64,240,000
2022	bbls	204,000	74,460,000
2023	bbls	250,000	91,250,066
Total			429,613,497

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على البيانات وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية لغاية نهاية 2023.

الجدول (5) الإيرادات السنوية لإنتاج النفط للجهد الوطني للفترة (2023-2018/7/1)

year	Oil production revenues		
	Oil price (\$)	Annual production (bbl)	Revenues (\$)
2018 (Q3,Q4)	65.59	42,405,553	2,781,380,221
2019	61.24	80,771,878	4,946,469,809
2020	38.46	76,486,000	2,941,651,560
2021	68.40	64,240,000	4,394,016,000
2022	95.62	74,460,000	7,119,865,200
2023	79.17	91,250,066	7,224,267,725
Total		429,613,497	29,407,650,515

* يشير البرميل (bbl) إلى وحدة قياس حجم قياسية تساوي (42) جالوناً أمريكياً. وهذا يعني حوالي (159) لتراً، وتم اعتماد واختيار اللون الأزرق (Blue) علامة لبرميل النفط للدلالة على لون برميل النفط فأصبح حرف B ملاصقاً لوصف البرميل بغض النظر عن لونه أو نوعه. B: Blue أزرق- BL: Barrel برميل.



المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على البيانات وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية لغاية نهاية 2023.

ثانياً- التكاليف البترولية والايرادات المتوقعة:

افتراضات عملية التقييم المالي:

1. يزداد معدل الانتاج اليومي المتوقع بنسبة (25%) بدءاً من العام 2024 وصولاً الى انتاج الذروة البالغ (1,750,000) برميل/ يوم في العام 2027 ويستقر لغاية نهاية عقد الخدمة في العام 2030 بناءً على هدف انتاج الذروة المخطط للحقل.
2. يكون معدل سعر برميل النفط الخام بحدود (80) دولار للفترة (2024-2030) وهو سعر منطقي كون ان معدل سعر البرميل في شركة تسويق النفط في السنوات الثلاث الأخيرة يقارب هذا المعدل (ينظر الجدول (5)).
3. معدل كلفة انتاج برميل النفط الكلية (8,5) دولار (التشغيلية (2) دولار والاستثمارية (6,5) دولار) بالاعتماد على معدل كلفة برميل النفط للسنوات السابقة كما موضح في الجدول (14).
4. تكلفة رأس المال (10%) من مجموع عوائد المشروع (الحقل).
5. استخدام معدلات خصم (10%، 15%، 20%) حتى ان معدل (20%) مبالغ به الا ان استخدامه لغرض محاولة الاطمئنان على نتائج المشروع.

الجدول (6) الكلف البترولية (التشغيلية والاستثمارية) المتوقعة للجهد الوطني للفترة (2024-2030)

year	projected petroleum costs		
	Capex	Opex	Total Cost
2024	1,037,968,750	319,375,000	1,357,343,750
2025	2,075,937,500	638,750,000	2,714,687,500
2026	3,113,906,250	958,125,000	4,072,031,250
2027	4,151,875,000	1,277,500,000	5,429,375,000
2028	4,151,875,000	1,277,500,000	5,429,375,000
2029	4,151,875,000	1,277,500,000	5,429,375,000
2030	4,151,875,000	1,277,500,000	5,429,375,000
Total	22,835,312,500	7,026,250,000	29,861,562,500

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على افتراضات عملية التقييم المالي.

الجدول (7) الإنتاج السنوي ومعدل الإنتاج اليومي للنفط الخام المتوقع للجهد الوطني للفترة (2024-2030)

year	projected Crude oil production		
		Daily production rate	Annual production
2024	bbls	437,500	159,687,500
2025	bbls	875,000	319,375,000
2026	bbls	1,312,500	479,062,500
2027	bbls	1,750,000	638,750,000
2028	bbls	1,750,000	638,750,000
2029	bbls	1,750,000	638,750,000



2030		1,750,000	638,750,000
Total			3,513,125,000

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على افتراضات عملية التقييم المالي.

الجدول (8) الإيرادات السنوية للنفط الخام المتوقعة للجهد الوطني للفترة (2030-2024)

year	projected Oil production revenues		
	Oil price (\$)	Annual production (bbl)	Revenues (\$)
2024	80	159,687,500	12,775,000,000
2025	80	319,375,000	25,550,000,000
2026	80	479,062,500	38,325,000,000
2027	80	638,750,000	51,100,000,000
2028	80	638,750,000	51,100,000,000
2029	80	638,750,000	51,100,000,000
2030	80	638,750,000	51,100,000,000
Total		3,513,125,000	281,050,000,000

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على افتراضات عملية التقييم المالي.

المبحث الرابع- التطبيق العملي لاهم المعايير المستخدمة في التقييم المالي مشروع حقل مجنون

تمت تهيئة البيانات المطلوبة لعملية التقييم وسيتم تناول معايير صافي القيمة الحالية NPV ومعدل العائد الداخلي IRR وهي من اهم المعايير التي تستخدم في الحياة العملية على نطاق واسع وتتميز بالدقة والصحة من الناحية النظرية.

اولاً- معيار صافي القيمة الحالية NPV: ووفقاً لهذا المعيار يتم إتباع الخطوات الآتية: (خير الدين، 2012)

- 1) يكون العمر الافتراضي للمشروع (الفترة الزمنية التي نرغب في دراستها) معلومة وهي (n).
 - 2) نقوم باحتساب القيمة الحالية (PV) للتدفقات النقدية المستقبلية بسعر الخصم.
 - 3) نقوم بجمع محصلة القيمة الحالية للتدفقات النقدية المستقبلية ($\sum PV$) لعدد الفترات الزمنية (السنوات) يساوي (n).
 - 4) بعدها يتم طرح مبلغ الاستثمار الأولي من مجموع القيمة الحالية للتدفقات المستقبلية، والناتج يسمى صافي القيمة الحالية (NPV) Net Present Value.
- يراد بـ (NPV) القيمة الآن للتدفقات النقدية الصافية المتوقعة منذ بدء الإنفاق الاستثماري على المشروع وحتى نهاية عمره، بمعنى تقدير عوائد وتكاليف المشروع المتوقع تحقيقها في المستقبل بما يعكس قيمتها في الوقت الحاضر، أي خصم هذه التدفقات بما يوازي قيمتها في الوقت الحاضر (كداوي، 2008).
- ويتم بعد ذلك طرح قيمة الاستثمار من القيمة الحالية للتدفقات النقدية، وتكون نتيجة (NPV) اما سالبة (-)، وهذا يعني إن هذا المشروع سيحقق خسارة بقيمة (NPV) في الفترة الزمنية التي تمت دراستها، أو تكون موجبة (+)، أي أن المشروع سيحقق ربحاً بقيمة (NPV)، أو إن تكون (NPV) تساوي صفر، وهذا يعني إن المشروع سيحقق نقطة تعادل لهذه الفترة أي لا ربح ولا خسارة (خير الدين، 2012).



ثانياً- معيار معدل العائد الداخلي IRR: يمكن تعريف (IRR) هو معدل الخصم الذي يجعل صافي القيمة الحالية NPV مساوياً للصفر (الموسوي، 2004). ويمثل معدل العائد الداخلي وفق هذا التحديد الحد الأدنى من العائد على رأس المال الذي يحقق للمشروع قيمة حالية صافية للتدفقات النقدية الداخلة مساوية لتكلفة المشروع الاستثمارية (كداوي، 2008). وكلما تجاوز IRR سعر الفائدة على القروض كان المشروع أكثر جدواً لأن تكلفة رأس المال تمثل الحد الأدنى من العائد على رأس المال الذي يقبل به المستثمر (Davis, 2012).

إن طريقة احتساب IRR هي نفسها المستخدمة في احتساب NPV، لكن بدلاً من خصم التدفقات النقدية بمعدل خصم محدد مسبقاً، تجرب عدة معدلات خصم لغاية ما نحصل على المعدل الذي تكون عنده NPV معادلة للصفر، وهذا المعدل هو معدل العائد الداخلي، ويعكس الربح الحقيقي للمشروع. وأنه يعد من قبيل الصدفة الوصول بطريقة التجربة إلى القيمة الحالية الصافية NPV مساوية إلى الصفر وبالتالي معدل عائد داخلي IRR محدد، لذلك هناك صيغة معتمدة تستخدم في احتساب معدل العائد الداخلي بدقة عندما يقع بين معدلين، وهي: (كداوي، 2008)

$$IRR = r_1 + \frac{NPV(r_2 - r_1)}{NPV + NV}$$

أذ أن :

r_1 : السعر الأقل للخصم.

r_2 : السعر الأعلى للخصم.

NPV : القيمة الحالية الصافية الموجبة.

NV : القيمة الحالية الصافية السالبة. ويجب تعديل علامة القيمة السالبة إلى موجبة في المقام.

الجدول (9) القيمة الحالية لصافي التدفق النقدي ونتائج NPV و IRR

year	Cash inflow	PV of future Cash flow (Discount rate 10%)	PV of future Cash flow (Discount rate 15%)	PV of future Cash flow (Discount rate 20%)
-	(33,494,090,755)	(33,494,090,755)	(33,494,090,755)	(33,494,090,755)
2018	2,781,380,221	2,528,527,474	2,418,591,497	2,317,816,851
2019	4,946,469,809	4,087,991,577	3,740,241,821	3,435,048,478
2020	2,941,651,560	2,210,106,356	1,934,183,651	1,702,344,653
2021	4,394,016,000	3,001,172,051	2,512,292,909	2,119,027,778
2022	7,119,865,200	4,420,876,120	3,539,831,336	2,861,314,140
2023	7,224,267,725	4,077,910,795	3,123,250,298	2,419,392,644
2024	12,775,000,000	6,555,594,960	4,802,595,685	3,565,268,043
2025	25,550,000,000	11,919,263,564	8,352,340,322	5,942,113,406
2026	38,325,000,000	16,253,541,224	10,894,356,941	7,427,641,757
2027	51,100,000,000	19,701,262,090	12,631,138,483	8,252,935,286



2028	51,100,000,000	17,910,238,263	10,983,598,681	6,877,446,071
2029	51,100,000,000	16,282,034,785	9,550,955,375	5,731,205,059
2030	51,100,000,000	14,801,849,805	8,305,178,587	4,776,004,216
PV	310,457,650,515	123,750,369,065	82,788,555,585	57,427,558,383
NPV		90,256,278,310	49,294,464,830	23,933,467,628
IRR		21.36%	16.85%	12.84%

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على افتراضات عملية التقييم المالي.

يلاحظ من الجدول (9) بان صافي القيمة الحالية NPV بسعر خصم (10%) اعطى نتيجة موجبة ومع استخدام أسعار خصم مرتفعة (15%) و (20%) بقية النتيجة موجبة في مشروع تطوير حقل مجنون، مما يدل على ربحية الحقل وقوته الاقتصادية خلال مدة العقد. وكذلك معدل العائد الداخلي IRR تجاوز تكلفة رأس المال (10%) حيث اظهرت نتائج (12.84, 16.85, 21.36) مما يدل على ان المشروع مجديا من الناحية الاقتصادية لان تكلفة رأس المال تمثل الحد الأدنى من العائد على رأس المال الذي تقبل به إدارة المشروع.

المبحث الخامس- الجدوى الاقتصادية لحقل مجنون في ظل إدارة الجهد الوطني مقارنة بشركة شل

تمت مقارنة البيانات الفعلية لفترة زمنية متساوية لتقييم حقل مجنون بين الجهد الوطني وشركة شل وذلك لجعل المقارنة أكثر واقعية ومتكافئة، لتصبح الفترة الزمنية لكلا الطرفين هي خمس سنوات ونصف وكما يلي:

الفترة الأولى- فترة إدارة شركة شل للحقل ابتداءً من تاريخ تحقق الزيادة بالإنتاج في العام 2013 ولغاية فترة انسحاب الشركة من عقدة الخدمة في نهاية النصف الأول من العام 2018.

الفترة الثانية- فترة إدارة شركة نفط البصرة (الجهد الوطني) للحقل ابتداءً من النصف الثاني من العام 2018 ولغاية العام نهاية العام 2023.

أولاً- الإنتاج:

1. بلغ انتاج النفط الخام كمية مقدارها (367,455,177) برميل للفترة من 2013 ولغاية 2018/6/30 بمعدل انتاج سنوي يبلغ (66,810,032) برميل خلال فترة إدارة شركة شل للحقل.
2. بلغ انتاج النفط الخام كمية مقدارها (429,613,497) برميل بمعدل انتاج سنوي يبلغ (78,111,545) برميل للفترة من 2018/7/1 ولغاية 2023 خلال فترة إدارة الجهد الوطني للحقل.

يتضح من الفقرتين (1 ، 2) ان لدى الجهد الوطني القدرة على المحافظة على مستويات انتاج النفط وحقيق زيادة في معدل انتاج النفط السنوي بمقدار (11,301,513) برميل ونسبة زيادة تصل (17%) من انتاج الشركة الأجنبية (شل).

ثانياً- كلف إدارة الحقل:



تتضمن هذه الكلف الفقرات الآتية: (رواتب القوى العاملة، الخدمات المحددة، كلف السفر، التحويلات الإدارية، كلف مكتب المقاول، كلف الحماية) وكما موضح في الجدولين (10 و 11).

الجدول (10) الكلف الإدارية المصروفة من قبل شركة شل للفترة (2018/6/30-2013)

السنة	رواتب العاملين	الخدمات المحددة	معدل كلف السفر	التحويلات الادارية	كلف مكتب المقاول	كلف الحماية	المجموع السنوي
2013	166,867	132,109	12,300	13,856	7,500	52,092	386,737
2014	336,337	155,561	12,300	16,771	7,500	11,979	542,462
2015	204,864	100,347	12,300	13,903	7,500	65,000	405,929
2016	251,706	80,033	12,300	7,430	7,500	63,389	424,374
2017	125,640	8,500	12,300	13,180	7,500	42,900	212,037
2018	78,976	933	5,020	3,280	3,750	7,570	101,547
المجموع	1,164,390	477,483	66,520	68,420	41,250	242,930	2,073,086

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على بيانات وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية لغاية نهاية 2023.

الجدول (11)

الكلف الإدارية المصروفة من قبل شركة نفط البصرة (الجهد الوطني) للفترة (2023 - 2018/7/1)

السنة	رواتب العاملين	الخدمات المحددة	معدل كلف السفر	التحويلات الادارية	كلف مكتب المقاول	كلف الحماية	المجموع السنوي
2018	41,924	0	1,603	1,306	0	8,127	54,978
2019	86,136	0	3,424	5,632	0	18,424	115,635
2020	107,962	0	3,124	3,932	0	22,555	139,593
2021	114,595	0	5,975	3,909	0	25,935	152,435
2022	128,495	0	11,568	5,092	0	32,932	180,109
2023	132,342	0	13,249	6,822	0	36,763	191,199
المجموع	611,454	0	38,943	26,693	0	144,736	833,949

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على بيانات وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية لغاية نهاية 2023.

من خلال مقارنة مجموع الكلف الإدارية السنوية لشركة شل البالغة (2,073,086,000) دولار وبمعدل سنوي (376,924,727) دولار مع مثيلاتها للجهد الوطني البالغة (833,949,000) دولار وبمعدل سنوي (151,627,091) دولار في الجدولين (10) و (11) يتبين ان الجهد الوطني استطاع تخفيض الكلف الإدارية السنوية بنسبة (60%) عما كانت عليه في شركة شل الهولندية.

ثالثاً- تخفيض كلف تطوير الإنتاج:

من الجدير بالذكر ان تخفيض الكلف الرأسمالية بشكل غير مخطط تحديداً الكلف الخاصة بالمشاريع التي تساهم في زيادة الانتاج وتحسين جودة النفط الخام وزيادة معدلات حقن ومعالجة الماء لا يعتبر تقليصاً



بالنفقات او مؤشراً ايجابياً لمصروفات الحقل السنوية، بل ان اي تلوؤ بالمشاريع التي تخص الانتاج تنعكس سلباً على إيرادات الحقل المستقبلية بشكل كبير مثال على ذلك عام ٢٠٢٠ في فترة جائحة كورونا فان اغلب مشغلي الحقول النفطية العاملة بالعراق اتخذوا توجيهات الوزارة بخصوص تخفيض الموازنة السنوية لكل حقل بنسبة (٣٠) على ان لا يؤثر سلباً على المشاريع التي تخص الانتاج الا ان التزام اغلب مشغلي الحقول كان بتخفيض الموازنة على حساب الزيادة في الانتاج، لذا فان اي تخفيض في كلف التطوير او الانتاج في الخطط المستقبلية للحقل يجب ان تكون مدروسة بشكل دقيق لضمان عدم الحيود عن الجداول الزمنية الموضوعية في خطة تطوير الحقل للوصول الى معدلات انتاج الذروة في التوقيتات المخطط لها*

رابعاً- نسب انجاز الموازنات السنوية:

يما يخص نسب انجاز الموازنات السنوية فانه وعلى الرغم من ان اداء الجهد الوطني لتنفيذ فقرات الموازنة في تصاعد ملحوظ الا انه لا يزال لا يرتقي الى المستوى المثالي في نسب تنفيذ الموازنات السنوية، يمكن ملاحظة ذلك من خلال الجدول (12) حيث يبين ان أفضل عام لفترة الجهد الوطني في تنفيذ الموازنات السنوية هو عام ٢٠٢١ بنسبة انجاز (88%).

الجدول (12) نسب تنفيذ الموازنات السنوية لحقل مجنون

الشركة	السنة	نسبة التنفيذ	المعدل
شل	2014	55%	67%
	2015	81%	
	2016	92%	
	2017	38%	
شركة نفط البصرة (الجهد الوطني)	2019	39%	65%
	2020	50%	
	2021	88%	
	2022	84%	

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على بيانات وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية لغاية نهاية 2022.

*لم يتم اعتماد نسبة تنفيذ سنة 2018 لانسحاب شركة شل في النصف الأول 2018 وتصفية حساباتها. خامساً- كلفة انتاج البرميل (التشغيلية Opex والراسمالية Capex)

الجدول (13) كلفة انتاج البرميل التشغيلية والراسمالية لشركة شل للفترة (2013- 2018/6/30)

year	Annual production (1)	Capex (2)	Opex (3)	Total Cost (4)	Unit cost (\$/bbl)		
					Capex (5)=(2/1)	Opex (6)=(3/1)	Capex + Opex (7)=(5+6)
*2013	13,559,617	2,455,279,093	106,587,471	2,561,866,564	-	-	-
2014	70,791,312	625,645,769	490,992,190	1,116,637,959	8.84	6.94	15.77

* مقابلة خاصة مع أعضاء الفريق الوزاري المكلفة بدراسة تجربة الجهد الوطني في حقل مجنون بتاريخ 2024/6/25.



2015	72,319,876	691,836,409	450,456,096	1,142,292,505	9.57	6.23	15.80
2016	78,469,336	344,241,522	337,570,689	681,812,211	4.39	4.30	8.69
2017	89,148,407	279,754,826	228,276,286	508,031,112	3.14	2.56	5.70
1H-2018	43,166,629	286,014,488	174,891,913	460,906,401	6.63	4.05	10.68
Total	367,455,177	4,682,772,107	1,788,774,645	6,471,546,752	-	-	-
Total without 2013	353,895,560	1,682,187,174	1,682,187,174	3,909,680,188	6.30	4.75	11.05

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على بيانات الفعلية لوزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية.

*تضمن عام 2013 تكاليف رأسمالية متراكمة للفترة (2011-2012) وبالتالي لا يمكن اعتماد هذه التكاليف في احتساب كلفة البرميل الاستثمارية لسنة 2013.

الجدول (14) كلفة انتاج البرميل التشغيلية والرأسمالية لشركة للجهد الوطني للفترة (2018/7/1-2023)

year	Annual production (1)	Capex (2)	Opex (3)	Total Cost (4)	Unit cost (\$/bbl)		
					Capex (5)=(2/1)	Opex (6)=(3/1)	Capex + Opex (7)=(5+6)
2H-2018	42,405,553	116,062,738	92,952,202	209,014,940	2.74	2.19	4.93
2019	80,771,878	319,271,651	129,521,247	448,792,898	3.95	1.60	5.55
2020	76,486,000	354,758,107	130,348,546	485,106,653	4.64	1.70	6.34
2021	64,240,000	597,369,964	153,738,546	751,108,510	9.30	2.39	11.69
2022	74,460,000	642,069,737	173,907,264	815,977,001	8.62	2.34	10.96
2023	91,250,066	765,470,244	157,058,009	922,528,253	8.39	1.72	10.11
Total	429,613,497	2,795,002,441	837,525,814	3,632,528,255	6.50	1.95	8.45

المصدر: الجدول من عمل الباحثان بالاعتماد على بيانات وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية لغاية نهاية العام 2023.

يتضح من الجدولين (13) و (14) ان الجهد الوطني خفض كلفة انتاج برميل النفط الخام التشغيلية الى (1.95) دولار عما كانت عليه في فترة مشغل الحقل شركة شل (4.75) دولار أي بنسبة تخفيض (59%)، في حين ظلت كلفة البرميل الرأسمالية متقاربة بحدود (6) دولار، كما يوضح الجدولان أعلاه تخفيض كلفة انتاج البرميل الكلية من (11.05) دولار الى (8.45) دولار وبنسبة تخفيض (24%) لصالح الجهد الوطني.

الاستنتاجات:

1. استطاع الجهد الوطني تخفيض الكلف الإدارية السنوية بنسبة (60%) عما كانت عليه في شركة شل الهولندية لحقل مجنون النفطي.



2. حقق الجهد الوطني نسبة تخفيض (59%) في كلفة انتاج برميل النفط الخام التشغيلية ونسبة تخفيض (24%) في كلفة انتاج برميل النفط الخام الكلية لحقل مجنون مقارنةً بمشغل الحقل السابق شركة شل.
3. ان تخفيض الكلف الرأسمالية بشكل غير مخطط تحديداً الكلف الخاصة بالمشاريع التي تساهم في زيادة الانتاج وتحسين جودة النفط الخام وزيادة معدلات حقن ومعالجة الماء لا يعتبر تقليصاً بالنفقات او مؤشراً ايجابياً لمصروفات الحقل السنوية، بل ان اي تلكؤ بالمشاريع التي تخص الانتاج تنعكس سلباً على إيرادات الحقل المستقبلية.
4. لدى الجهد الوطني القدرة على المحافظة على مستويات انتاج النفط وتحقيق زيادة في معدل انتاج النفط السنوي بنسبة زيادة تصل (17%) من انتاج الشركة الأجنبية (شل).
5. ان اداء الجهد الوطني لتنفيذ فقرات الموازنة في تصاعد ملحوظ الا انه لا يزال لا يرتقي الى المستوى المثالي في نسب تنفيذ الموازنات السنوية.
6. أظهرت نتائج صافي القيمة الحالية NPV قيماً موجبة مما يدل على ربحية الحقل وقوته الاقتصادية، وكذلك معدل العائد الداخلي IRR الذي تجاوزت نتيجته تكلفة رأس المال أي ان المشروع مجدياً من الناحية المالية لان تكلفة رأس المال تمثل الحد الأدنى من العائد على رأس المال الذي تقبل به إدارة المشروع.

التوصيات

1. ضرورة الدخول في مفاوضات منفصلة وفقاً لكل عقد مع الشركات الأجنبية لعقود جولات التراخيص من اجل تحسين شروط تلك العقود، خاصة ما يتعلق بالتكاليف المرتفعة للإنتاج ولا بد من وجود جهة رقابية على تضخيم التكاليف من قبل هذه الشركات.
2. اتخاذ الإجراءات اللازمة لتطوير وتأهيل الكوادر الوطنية، من خلال تكثيف برامج التدريب والتطوير تمهيداً لأي انسحاب مفاجئ من الحقول النفطية لشركات عقود جولات التراخيص لاستلامها من قبل الشركات الاستخراجية (الجهد الوطني) وتقليل العمالة الأجنبية.
3. تطوير الشركات الاستخراجية الوطنية من خلال اعتماد مجموعة أساليب تستخدم تقنيات عالية مثل اجهزة العزل والتوربينات والمحركات وأنظمة التحكم كلها اصبحت تعمل بشكل آلي لخفض تكلفة انتاج برميل النفط في الحقول التي تدار بكوادر وطنية.
4. منح الجهد الوطني دوراً اكبر من خلال إعادة تشكيل شركة النفط الوطنية وضم اليها الشركات الاستخراجية وتكون ادارتها مستقل عن وزارة النفط لتتولى إدارة مراحل الاستكشاف والتطوير والإنتاج في الحقول وتطوير الصناعة النفطية والغازية والمرافق والمنشآت ذات العلاقة وأساليب العمل على أساس الكفاءة والمرونة والتنافسية لتعظيم الإيرادات لصالح الشعب العراقي ويحقق منفعة للبلاد.

المصادر باللغة العربية:

- طعيمة، ثناء محمد. (2002). نظم المعلومات المحاسبية في تقييم المشروعات الاستثمارية. ط1، القاهرة: إيتراك للنشر والتوزيع.
- عبدالكريم، عبدالعزيز مصطفى و كداوي، طلال محمود. (1999). تقييم المشاريع الاقتصادية. الطبعة الثانية، الموصل: دار الكتب للطباعة والنشر.
- العيسوي، كاظم جاسم. (2005). دراسات الجدوى الاقتصادية وتقييم المشروعات: تحليل نظري وتطبيقي. الطبعة الثانية، الأردن: دار المناهج للنشر والتوزيع.
- البكري، صفوان محمد. (2004). التقييم الاقتصادي-المالي للشركة العامة لصناعة البطاريات للمدة 1992-2002. جامعة بغداد/ كلية الإدارة والاقتصاد، رسالة ماجستير.
- محمد، منير شاكر. (2000). التحليل المالي مدخل صناعة القرارات. الطبعة الأولى، عمان: مطبعة الطليعة.



- خضر، علي محمد و شلوف، فيصل مفتاح و شعيب، صالح الصابر. (1996). أسس دراسة الجدوى للمشروعات الاستثمارية الزراعية. ط1، ليبيا: البيضاء.
- دياب، محمد. (2007). دراسات الجدوى الاقتصادية والاجتماعية للمشاريع. ط1، بيروت: دار المنهل اللبناني.
- موسى، شقيري نوري و سلام، أسامة عزمي. (2009). دراسة الجدوى الاقتصادية وتقييم المشروعات الاستثمارية. ط1، الأردن: دار المسيرة.
- علام، سعد طه. (2006). دراسات الجدوى وتقييم المشروعات. ط1، دمشق، سوريا: دار الفرقد للنشر والتوزيع.
- الصيرفي، محمد. (2005). اقتصاديات المشروعات. مؤسسة طيبة للنشر والتوزيع، ط1، القاهرة.
- العيسوي، كاظم جاسم. (2005). دراسات الجدوى الاقتصادية وتقييم المشروعات: تحليل نظري وتطبيقي. الطبعة الثانية، الأردن: دار المناهج للنشر والتوزيع.
- العيسوي، كاظم جاسم. (2001). دراسات الجدوى الاقتصادية وتقييم المشروعات "تحليل نظري وتطبيق". دار المناهل، عمان.
- موسى، شقيري نوري و سلام، أسامة عزمي. (2011). دراسة الجدوى الاقتصادية وتقييم المشروعات الاستثمارية. الطبعة الثانية، الأردن: دار المسيرة.
- عبد الكريم، عبد العزيز مصطفى. (2002). دراسة الجدوى وتقييم المشروعات. الطبعة الأولى، عمان: دار الحامد للنشر والتوزيع.
- السماك، محمد أزهر و عبد الكريم، عبد العزيز مصطفى و التميمي، طاهر جاسم. (1984). أساسيات الاقتصاد الصناعي. جامعة الموصل: دار الكتب للطباعة والنشر.
- علي، احمد بريهي. (2011). اقتصاد النفط والاستثمار النفطي في العراق. الطبعة الأولى، بغداد: بيت الحكمة.
- خير الدين، موسى احمد. (2012). إدارة المشاريع المعاصرة. الطبعة الأولى، الأردن: دار وائل للنشر والتوزيع.
- كداوي، طلال. (2008). تقييم القرارات الاستثمارية. الطبعة العربية، الأردن: دار اليازوري العلمية للنشر والتوزيع.
- الموسوي، عبدالرسول عبدالرزاق. (2004). دراسات الجدوى وتقييم المشروعات. الطبعة الاولى، الاردن: دار وائل للنشر.
- وزارة النفط/ دائرة العقود والتراخيص البترولية PCLD. (2024). تقرير موجز عن حقل مجنون.
- قرار مجلس الوزراء رقم (80) لسنة 2018.
- جهاد، عاصم. (2024، شباط). ما أسباب الانسحابات المتتالية لشركات الطاقة من العراق؟! متاح على موقع <https://www.aljazeera.net> من خلال الرابط المختصر: <https://n9.cl/zalyd>
- المصادر باللغة الإنكليزية:**

- Ministry of Oil/ Petroleum Contracts and Licensing Directorate (PCLD). (2009). Technical overviews for the award of service contracts. Baghdad, Iraq.
- Development and Production Service Contract "DPSC" (2010) for the Majnoon contract area between South oil company of the Iraqi Ministry of oil and Shell Iraq Petroleum development B.V., Petronas carigali sdn. Bhd., Missan oil company.
- Davis, C.E. & Davis E. (2012). Managerial accounting. 1st, Edition, Hoboken, NJ: John Wiley & Sons.

