د. علي مرزا

مسائل اقتصادية–نفطية

معدل عائد المقاول في عقود التراخيص النفطية في العراق

ملاحظات استطلاعية أولية

تشرين الأول/أكتوبر

2018

مسائل اقتصادية–نفطية: **معدل عائد المقاول في عقود التراخيص النفطية في العراق**

المحتويـــــات

أولاً: مقدمة.	**1**
ثانياً: مقارنة دخل المقاول في الجولة الخامسة والجولات السابقة.	**4**
نسبة المقاول من الأرباح في تراخيص الجولة الخامسة.	4
رسم اتعاب المقاول في الجولات السابقة.	5
المقارنـــة.	6
ثالثاً: معدل العائد على رأس المال المستثمر للمقاول.	**9**
تشخيص رأس مال المقاول ومعدل العائد.	9
أرقام معدل العائد الداخلي للمقاول في "إيضاح" وزارة النفط.	12
رابعاً: معايير منح العقود في الجولة الخامسة.	**12**
خامساً: التبعات المالية للمقاول في العقود الممنوحة في الجولة الخامسة.	**14**
التمرين: احتساب معدل العائد الداخلي لحقل شبيه بنفط–خانة.	14
فترة استعادة المقاول لرأسماله وتحقيق حد أدنى لمعدل العائد.	14
استمرار المقاولة لنهاية فترة العقد: تغير معدل العائد بتغير سعر النفط.	18
سادساً: رسم الأتعاب الثابت للبرميل المنتج وتحقيق الحد الأدنى أو المقبول لمعدل العائد الداخلي.	**20**
سابعاً: استنتاجات.	**21**
الملحق (1): الجـــداول.	**23**

الملحق (2): احتساب رسم الأتعاب "المكافئ" لكل برميل منتج حسب شروط الجولة الخامسة وحسب شروط الجولات السابقة. **30**

رسم الأتعاب "المكافئ" لكل برميل منتج حسب شروط الجولة الخامسة. 30

رسم اتعاب البرميل المنتج في الجولة الخامسة حسب شروط الجولات السابقة. 30

نتائج الحسابات. 32

الملحق (3): الجداول التي وردت في "إيضاح" وزارة النفط لثلاثة من حقول الجولة الخامسة. **33**

الإيراد المفترض، *Deemed Revenue*. 33

الجـــداول. 36

المصـــادر 40

الجـداول والأشكال

بما أن الأرقام العربية، *Arabic Numerals*، وليست الهندية، هي المستخدمة في هذه الورقة، فإن عرض الأرقام، يَستخدم الفارزة (,) لتمييز مراتب الأعداد الصحيحة عن بعضها في الرقم، وليس فصل الأعداد الصحيحة عن الكسور فيه. والهدف من ذلك تسهيل قراءة هذه المراتب في الرقم. ولفصل الأعداد الصحيحة عن الكسور تُستخدم النقطة (.). على سبيل المثال، فإن الرقم 5,350 يعني 5350 (خمسة آلاف وثلاثمئة وخمسون) والذي يساوي 5.35 ألف.

الشكل (1) متوسط رسم الأتعاب "المكافئ" للمقاول (السندباد، نفط–خانة، خضر–الماء) حسب شروط الجولة الخامسة ومقارنته بالجولات السابقة. 7

الشكل (2) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة. 16

الشكل (3) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة. 17

الشكل (4) معدل العائد الداخلي، *IRR*، للمقاول لشبيه نفط–خانة، الجولة الخامسة. 19

الشكل (5) رسم الأتعاب الثابت ("المكافئ") ومعدل العائد الداخلي للمقاول لثلاثة حقول في الجولة الخامسة. 21

الجدول (1) متوسط رسم الأتعاب "المكافئ" للمقاول (السندباد، نفط–خانة، خضر–الماء) حسب شروط الجولة الخامسة ومقارنته بالجولات السابقة. 23

الجدول (2) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة. 24

الجدول (3) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة. 24

الجدول (4) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: معدل العائد الداخلي للمقاول وللمشروع ككل حسب مستوى سعر النفط، الجولة الخامسة. 25

الجدول (5) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: معدل العائد الداخلي للمقاول وللمشروع ككل حسب مستوى سعر النفط، الجولة الخامسة. 25

الجدول (6) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: التوزيع الزمني للتدفق النقدي ومعدلات العائد الداخلي– الصفحة الإلكترونية الأولى للتمرين. 26

الجدول (7) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: التوزيع الزمني للتدفق النقدي ومعدلات العائد الداخلي– الصفحة الإلكترونية الثانية للتمرين. 29

الجدول (م3–1) حقل السندباد. 36

الجدول (م3–2) رقعة نفط–خانة. 38

الجدول (م3–3) رقعة خضر–الماء. 39

مسائل اقتصادية–نفطية

معدل عائد المقاول في عقود التراخيص النفطية في العراق

د. علي مرزا

أولاً: مقدمة[1]

أثناء وبعد منح التراخيص النفطية في الجولات الأربع السابقة في العراق، خلال الفترة 2009–2012، ورد في بعض مناقشات العقود في هذه التراخيص، في المجال العام، مسألة معدل عائد المقاول على رأسماله المستثمر فيها، *Rate of Return on Investment*، كونه هو الذي يصرف على التكاليف الرأسمالية والتشغيلية (ويستعيدها فيما بعد). وانصرف جانب من النقاش إلى أن هدف المقاول، من بين أهداف عديدة أخرى، هو تحقيق الربح. لذلك فأن هناك حداً أدنى أو مقبول من معدل العائد على رأسماله المستثمر، المستخدم في تنفيذ العقود، بحيث يمتنع عن الدخول في المقاولة أو الاستمرار بها إذا انخفض معدل العائد عن هذا الحد الأدنى أو المقبول. غير ان منح العقود في تلك الجولات لم يكن معياره الأهم، من بين معايير متعددة أخرى، تحقيق معدل عائد محدد للمقاول وإنما دفع أقل *رسم أتعاب*، *Remuneration Fee*، ممكن له معبراً عنه بمبلغ ثابت لكل برميل منتج. لذلك لم ترد إشارة في الأدلة المتوفرة الصادرة عن وزارة النفط لشروط التعاقد في تلك الجولات، MoO (2009a, 2009b)، إلى معدل العائد على استثمار المقاول.

غير أن مسألة معدل العائد (الداخلي) المتوقع، للمقاول، برزت بصورة أوضح في الجولة 5 للتراخيص النفطية (التي عُقدت في أواخر نيسان 2018) في دليل وزارة النفط حول الشروط العامة للعقود الاستكشافية، MoO (2018a) [ولكن ليس في دليل العقود التطويرية، MoO (2018b)]. وبرزت أيضاً في بيانات وحسابات وردت في

[1] اشكر كامل المهيدي وعلاء الخطيب على ملاحظاتهم القيمة على مسودة الورقة.

"إيضاح" نُشِرَ على الموقع الإلكتروني لوزارة النفط في أواخر أيار 2018. وسنشير إلى "إيضاح" الوزارة بعبارة "المذكرة"، لما انطوى عليه من بيانات وحسابات وقضايا مهمة، أما كمصدر فسنشير له كما يلي: وزارة النفط (2018).[2، 3]

من ناحية أخرى، في شرح دوافع التخلي عن رسم أتعاب ثابت ("*أجر ربحية*"[4] ثابت بتعابير وزارة النفط) للبرميل المنتج لمصلحة أشراك المقاول في الأرباح في الجولة الخامسة، رَكَّزَ الموقع الإلكتروني، في 31 أيار 2018، على دافعين أساسيين، من وجهة نظر الوزارة، هما: (أ) إن المقاول لن يحصل على رسم لأتعابه إلا عند تحقق الأرباح، (ب) سيحرص المقاول على تقليل التكاليف.[5]

وهنا يثار استفسار أساسي مفاده: هل هناك أسباب مُقنعة في تبرير ضرورة اشراك المقاول في الأرباح بغية تأمين معدل عائد داخلي، *Internal Rate of Return, IRR*، محدد أو "مقبول" لاستثماراته؟ وفي تناول هذا الاستفسار في هذه الورقة، من بين مسائل أخرى، سنتعرض، تباعاً، في *ثانياً* أدناه إلى المقارنة بين عائد المقاول في الجولة 5 مع عائده في الجولات السابقة ونبين الأسباب والدوافع التي أُقترحت للتخلي عن

---

[2] أُعد "إيضاح" أو "مذكرة" وزارة النفط (2018)، ونُشر في 27 أيار 2018، كاستجابة لرسالة موقعة من قبل مجموعة من خبراء نفط عراقيين يعارضون جولة التراخيص الخامسة؛ أنظر: جياد (2018). ولقد أعدنا عرض بيانات وردت في "الإيضاح أو "المذكرة" عن الحقول الثلاثة في جداول ثلاثة في الملحق (3) في هذه الورقة.

[3] نَشرت وزارة النفط على موقعها وثيقتين (او دليلين) تتعلقان بشروط التعاقد في الحقول الاستكشافية والحقول التطويرية المعروضة في تراخيص الجولة 5؛ أنظر: MoO (2018a, 2018b).

[4] إن استخدام موقع الوزارة لتعبير *"أجر الربحية"* كمقابل للتعبير الإنكليزي *"Remuneration Fee"* غير مناسب اقتصادياً. وكان ينبغي استخدام بدله تعبير *"رسم الأتعاب"*.

[5] في عرض أسباب مراجعة عقود جولة التراخيص الخامسة مقارنة بالجولات السابقة، عموماً، أشارت مذكرة وزارة النفط (2018) إلى قانوني الموازنة العامة الاتحادية لسنتي 2016 و2017 اللذين ورد فيهما، حسب المذكرة، ما يلي: *"تلتزم الحكومة الاتحادية ووزارة النفط بمراجعة عقود جولات التراخيص النفطية لتعديل بنود العقد بما يحفظ مصلحة العراق الاقتصادية ويدفع بزيادة الإنتاج النفطي وتخفيض النفقات وإيجاد آلية لاسترداد التكاليف بحيث تتلاءم مع أسعار النفط ..."*. وفي ضوء حقيقة أن بعض المراقبين يرى بأن شروط الجولات السابقة حققت للعراق عائداً كبيراً على حساب المقاول، خاصة عند تأخير استعادة تكاليفه، بحيث دفعت بعض المقاولين للانسحاب من عقود هذه الجولات، يبدو أن واحد من اهداف الجولة 5 هو منح حوافز أكبر للمقاولين، كما ستتبين بعض جوانبها المالية في هذه الورقة.

تطبيق شروط تلك الجولات على الجولة 5، باتجاه تأمين حد أدنى أو مقبول من معدل العائد الداخلي للمقاول، وفي الوقت ذاته اشراكه في الأرباح. وفي *ثالثاً* نتناول تعريف معدل العائد الداخلي وتشخيص رأس مال المقاول وما ورد في مذكرة ("إيضاح") وزارة النفط من مستويات لهذا العائد لحقول ثلاثة مُنحت في الجولة 5. وفي *رابعاً* نُلاحظ أن معايير منح ("إحالة") التراخيص، في الجولة 5، كانت، فعلاً، مزيجاً من أشراك المقاول في الأرباح وفي نفس الوقت تحقيق مستو من معدل العائد الداخلي يتغير بتغير سعر تصدير النفط الخام. لذلك نتناول، من خلال *تمرين حسابي، Computable*، في *خامساً*، ما يمكن أن يحصل عليه المقاول في الجولة 5 نتيجة لتطبيق هذه المعايير. فمن ناحية، يستطيع استعادة رأسماله المستثمر وتحقيق حد أدنى من معدل العائد الداخلي (15%، بعد الضريبة) قبل انقضاء فترة الترخيص بمدة ملموسة. ومن ناحية أخرى، يستطيع الاستمرار في الترخيص إلى نهايته وتحقيق معدل عائد داخلي يتخطى هذا الحد بهامش غير قليل. ولكننا نلاحظ، في ضوء الحسابات والمؤشرات في *سادسا*، وكجواب على الاستفسار المُثار، أن تأمين حد أدنى أو مقبول لمعدل العائد الداخلي للمقاول، يمكن تحقيقه برسم أتعاب ثابت كافٍ للبرميل المنتج وليس بالضرورة إشراك المقاول بالأرباح لتحقيق ذلك. وفي *سابعاً* تُلخص استنتاجات الورقة.

ومن المناسب التأكيد على أن هذه الورقة استطلاعية *أولية*. ويعود ذلك إلى عدم اكتمال المعلومات والبيانات، المتاحة في المجال العام *Public Domain*، التي تستخدمها الورقة، عن الحقول الممنوحة في الجولة 5 من مصادرها الأولية (وزارة النفط) وعدم اتساق بعضها في المصادر الثانوية. ولقد اضطررنا إلى استكمال ما هو متاح بافتراضات ومؤشرات عامة كما مبين في ثنايا الورقة (خاصة في *خامساً*)، ومن ضمنها الملاحق وملاحظات الجداول. لذلك فأن الحسابات والبيانات في الورقة قابلة للتصحيح والنتائج المترتبة عليها قابلة للتعديل. وحبذا، في ضوء ذلك، أن تستجيب وزارة النفط من خلال التعليق على البيانات والحسابات والملاحظات والنتائج الواردة فيها.[6]

[6] في محاولة للحصول على بيانات ومؤشرات أخرى، إضافة لما ورد في مذكرة الوزارة، والحصول على استجابة لبعض الاستفسارات، بعث كاتب هذه الورقة إيميلاً بهذا الصدد، في 5 أيلول 2018، إلى وزارة النفط، ولكن لم يتلق جواباً لحد الآن.

ثانياً: مقارنة دخل المقاول في الجولة الخامسة والجولات السابقة

(2-1) نسبة المقاول من الأرباح في تراخيص الجولة الخامسة

تم في الجولة 5 للتراخيص النفطية منح ("إحالة") ستة حقول في البصرة وديالى، منها أربعة نفطية حدودية، ثلاثة مع إيران وواحد مع الكويت (نفط–خانة، الحويزة، السندباد، خضر–الماء)، وأثنين غازية (جلابات–الكَمر، خشم–الأحمر–انجانا). وفيها جميعاً مُنح المقاول نسبة (أو حسب تعابير دليليّ الوزارة لعقود الجولة 5، *"نسبة ربحية تنافسية، Remuneration Percentage Bid, RPB"*) من الأرباح المتحققة مقابل "أتعابه". ولقد حُدد مستوى هذه النسبة، حسب مذكرة وزارة النفط (2018)، من خلال "التنافس" بين المناقصين، *bidders*، في هذه الجولة في أواخر نيسان 2018، على أساس أن التنافس يؤدي لتخفيض نسبة الربح الممنوحة.[7] ولكن يُستدل من الشواهد المتاحة حول عدد المشاركين في المناقصات أن درجة المنافسة لم تكن عالية في هذه الجولة.[8]

ولقد بلغ متوسط نسبة الأرباح الممنوحة للمقاولين لثلاثة حقول نفطية منها، عُرضت مؤشراتها في مذكرة وزارة النفط، وهي حقل السندباد ورقعة نفط–خانة ورقعة خضر–الماء، حوالي 11.7%. ويبلغ مجموع الإنتاج "المخطط" للحقول الثلاثة 338 ألف برميل/يوم، أ–ب–ي، والذي يؤلف أقل قليلاً من 8% من متوسط إنتاج العراق

---

[7] تساوي الأرباح: العوائد من إنتاج النفط والغاز ناقصاً التكاليف بما فيها الإتاوة/الريع، *Royalty*، المدفوعة للجانب العراقي.

[8] تبين الشواهد التالية أن درجة المنافسة لم تكن عالية. فلقد كان هناك "مُناقص" واحد لكل من ثلاثة حقول هي: خشم–الأحمر–انجانا والحويزة وخضر–الماء، أي يبدو، من ذلك، أنها مُنحت بدون منافسة. ولرقعة نفط–خانة كان هناك "مناقصان" اثنان فقط، وحقلي السندباد وجلابات–الكَمر ثلاثة مناقصين، لكل منهما؛ أنظر: Mills & al-Khateeb (2018, p. 10). ومما يذكر ان ثلاثة حقول هي جلابات–الكَمر وخشم–الأحمر–انجانا وخضر–الماء مُنحت إلى شركة الهلال، *Crescent*، الإماراتية وحقلين هما الحويزة ونفط–خانة إلى *GeoJade Petroleum* الصينية، وحقل السندباد إلى *United Energy Group* الصينية.

للثمانية أشهر الأولى من 2018.[9] ويبلغ متوسط كلفة إنتاج البرميل (تشغيلية ورأسمالية) للحقول الثلاثة حوالي 4.3 دولار/برميل، وهو متوسط منخفض ولا يبتعد، كثيراً، عن متوسط كلفة الإنتاج في الحقول الحالية في جنوب ووسط العراق؛ أنظر: مرزا (2018، الفصل السابع).[10]

ولقد وصفت المذكرة حقل السندباد ورقعة نفط–خانة بأنهما حقلان تطويريان ورقعة خضر–الماء بأنها استكشافية. فلقد ورد في المذكرة ما يلي: *"ولتوضيح هذا الأمر سوف نلجأ الى الحسابات والأرقام بدلاً من الشرح والوصف بالكلمات باعتماد نسب الربحية الفعلية التي تم بموجبها* ***إحالة*** *(6) ستة عقود في عملية التنافس لجولة التراخيص الخامسة، وسنقدم نتائج الحسابات الاقتصادية لثلاث مناطق تعاقد هي حقل* ***السندباد، وهو حقل نفطي مكتشف غير مُطوّر، رقعة نفط خانة التي هي عبارة عن حقل نفطي مُنتج*** *وتراكيب ودوال جيولوجية،* ***والرقعة الاستكشافية خضر الماء،*** *لتكون نماذج لمناقشة هذا الموضوع".*

(2–2) رسم اتعاب المقاول في الجولات السابقة

بلغ المتوسط الموزون (بإنتاج الهضبة، *Plateau*) لرسم الأتعاب في الجولتين 1 و2 والأحدب (حقول تطويرية) قبل الضريبة حوالي 2 دولار/برميل. ويتبقى للمقاول 1.9

---

[9] أُحتسبت متوسطات الإنتاج المخطط (بافتراض 20 سنة فترة إنتاج) ونسبة المقاول من الربح وكلفة الإنتاج للبرميل، للحقول الثلاثة، من الجداول (م3–1)–(م3–3) في الملحق (3). من ناحية أخرى، بلغ متوسط إنتاج العراق (بما فيه كردستان) 4,386 أ–ب–ي خلال الثمانية أشهر الأولى من 2018 حسب الموقع الإلكتروني لوزارة النفط، و4,496 أ–ب–ي حسب مصادر ثانوية وردت في نشرات الأوبك، *Monthly Oil Market Report*، لعام 2018، للأشهر كانون الثاني–أيلول.

[10] كما أن كلفة الإنتاج في كل من الحقول الثلاثة لا تتشتت كثيراً حول المتوسط، فهي 3.0 دولار/برميل للسندباد و5.7 دولار/برميل لنفط–خانة و3.9 دولار/برميل لخضر–الماء؛ أنظر جداول الملحق (3). من ناحية أخرى، لم ترد في المذكرة أرقام منفصلة عن حجم الاستثمار (التكاليف الرأسمالية) في الحقول الثلاثة، وإنما شُمل الاستثمار ضمن "مجموع التكاليف التشغيلية والرأسمالية". وبغية فصله عن مجموع التكاليف استخدمنا إجراءً يماثل ما ورد في (أ) من النقطة (1) في ملاحظات الجدول (6) في الملحق (1)، بما فيه استخدام نفس الرقم للتكاليف التشغيلية للبرميل المنتج. وبموجب هذا الإجراء تم تقسيم مجموع التكاليف التشغيلية والرأسمالية في جداول الملحق (3) لكل حقل، بين نوعي التكاليف، ليظهر أن حجم الاستثمار يبلغ في السندباد 0.55 مليار دولار ونفط–خانة 2.96 مليار دولار وخضر–الماء 1.40 مليار دولار. أي ما مجموعه 4.91 مليار دولار للحقول الثلاثة.

دولار/برميل، بعد استقطاع حصة النظير أو "الشريك" العراقي 5%. مع ملاحظة ان هذه الحصة كانت 25% قبل تعديل شروط جولات التراخيص في أواخر-2014/أوائل-2015.[11] أما في الجولة 4 فيبلغ متوسط رسم الاتعاب قبل الضريبة للقطعتين الاستكشافيتين 10 و12، في المثنى وذي قار، 5.5 دولار/برميل. وباستقطاع حصة النظير العراقي 5%، يتبقى للمقاول في عقدي الجولة 4 من رسم الاتعاب، قبل الضريبة، 5.2 دولار/برميل. هذا مع العلم أن الجولة 3 اقتصرت على حقول غازية. أنظر مرزا (2018، الفصل السابع).

ومن الجدير بالذكر أن المقصود بالضريبة هنا هي تلك التي يدفعها المقاول على مجموع رسوم أتعابه (سواء كانت محسوبة، أي رسوم الأتعاب، على أساس رسم ثابت لكل برميل منتج أو كنسبة من الأرباح) لوزارة المالية وقدرها 35% من مجموع رسوم الاتعاب (أي من دخل المقاول).

(2-3) المقارنـــة

لمقارنة عائد أو دخل المقاول حسب شروط الجولة 5 وحسب شروط الجولات السابقة من المناسب إجراء المقارنة بين دخل المقاول لكل برميل منتج في هذه الجولة وتلك الجولات. ويتطلب ذلك، ابتداءً، تحويل حصة المقاول من الأرباح في الجولة 5، لكل سعر نفط مفترض، إلى رسم أتعاب ("مكافئ") لكل برميل منتج عند السعر المفترض. ولقد عُرِضَت كيفية القيام بذلك في الملحق (2) وضُمِنَت النتائج في الجدول (1) في الملحق (1)، ادناه.[12]

---

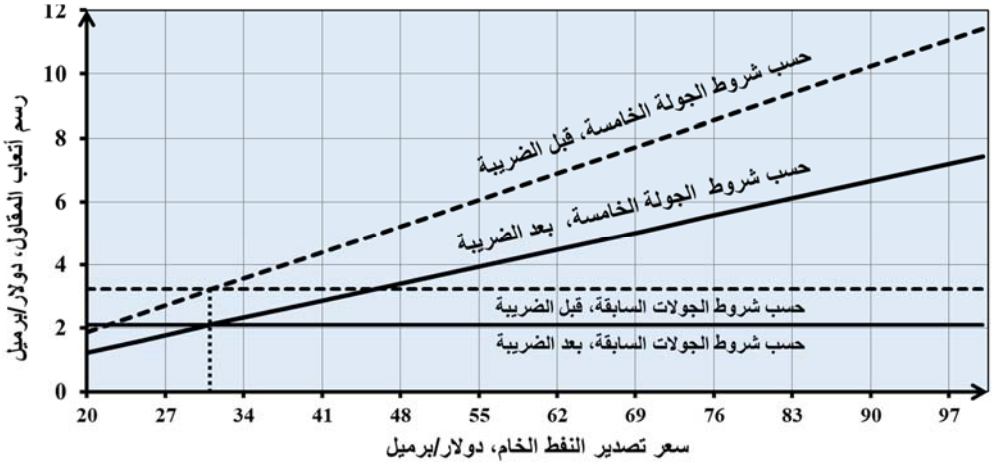
[11] تستخدم مذكرة وزارة النفط (2018) تعبير "شريك حكومي"، *partner*، لتشير إلى النظير العراقي في جولات التراخيص السابقة، الذي يشارك المقاول في رسم الأتعاب الثابت بنسبة 5%. ويُفَضَل استخدام تعبير "نظير" لتجنب التشوش الذي يمكن أن يثار من المشاركة في توزيع الأرباح في الجولة 5 بين الجانب العراقي والمقاول.

[12] أنظر الفقرة (م3-1) والجداول الواردة في الملحق (3)، في كيفية استخدام سعر النفط الخام لحساب الإيراد من إنتاج النفط والغاز في الجولة 5.

وبعد هذا "التوحيد" في القياس، عُرضت المقارنة في الشكل (1)، أدناه. ويتبين من الشكل تطور دخل المقاول (أي رسم أتعابه المكافئ) لكل برميل منتج في الجولة 5، قبل الضريبة وبعدها، بمنحنيات يتغير فيها رسم الأتعاب المكافئ بتغير سعر النفط. أما حسب الجولات السابقة، فإن دخله (أي رسم أتعابه الثابت، بعد استقطاع حصة النظير العراقي) لكل برميل منتج ممثل في الشكل، قبل وبعد الضريبة، بخطوط أفقية لا يتغير فيها رسم الأتعاب بتغير سعر النفط، حيث يبلغ 3.2 دولار/برميل قبل الضريبة (وهو متوسط موزون لرسميّ الأتعاب 1.9 و5.2 دولار/برميل، المشار لهما في الفقرة السابقة)، و2.1 دولار/برميل بعد الضريبة.[13]

ويتبين من الشكل (1)، أنه بعد تساويهما عند سعر نفط 31.3 دولار/برميل، تتصاعد الفجوة بين ما يحصل عليه المقاول في الجولة 5 وما كان سيحصل عليه حسب شروط الجولات السابقة. على سبيل المثال، عند سعر نفط 50 دولار/برميل، خلال عمر الإنتاج، فأن المقاول سيحصل على متوسط 3.5 دولار (بعد الضريبة) لكل برميل منتج مقارنة مع 2.1 دولار/برميل حسب شروط الجولات السابقة. ولكن عند سعر نفط 80 دولار/برميل يصبح ما يحصل عليه المقاول (بعد الضريبة) 5.9 دولار/برميل مقارنة مع 2.1 دولار/برميل حسب شروط الجولات السابقة، وهكذا، يتصاعد رسم الاتعاب المكافئ بتصاعد سعر النفط.

الشكل (1) متوسط رسم الأتعاب "المكافئ" للمقاول (السندباد، نفط–خانة، خضر–الماء) حسب شروط الجولة الخامسة ومقارنته بالجولات السابقة



المصدر: رُسم الشكل باستخدام بيانات الجدول (1)، في الملحق (1).

[13] أنظر الملحق (2)، الفقرة م2–2، في بيان كيفية حساب المتوسط الموزون 3.2 دولار/برميل.

غير أن بعض الكُتّاب، كملز والخطيب (Mills & al-Khateeb (2018، يرى أن من غير المناسب مقارنة أو مقاربة شروط الجولة 5 بالجولات السابقة، فيما يخص رسم أتعاب المقاول، للأسباب التالية:

(1) إن الحقول في الجولات السابقة (بالذات الجولتين 1 و2) تتسم باحتياطيات ضخمة. ويتضمن ذلك، *implies*، أن رسم أتعاب ثابت (حتى ولو كان منخفضاً) للبرميل المنتج يقود إلى عوائد عالية نتيجة "لضخامة" الإنتاج في هذه الحقول. في المقابل، تتسم حقول الجولة الخامسة باحتياطيات (ومن ثم إنتاج) أصغر.[14]

(2) إن حقيقة تخلي شركات نفطية عن بعض عقود الجولات السابقة (أكسون/موبل، شل، الخ) يعني أن شروط هذه العقود أصبحت لا تجتذب هذه الشركات. بل أن ملز والخطيب يذكران أن معدل العائد الداخلي للمقاول كان سالباً في الجولة الثانية (-3.5%، p. 18).[15]

---

[14] يبلغ الإنتاج "المخطط"، *'planned'*، لحقول نفط–خانة، السندباد، خضر–الماء، في الجولة 5، 118، 102، 117 أ–ب–ي، على التوالي، خلال فترة العقد (المجموع 338 أ–ب–ي، مع التقريب). قارن ذلك مع إنتاج "هضبة" يتراوح من متوسط 115 أ–ب–ي في نجمة والقيارة، إلى 400 أ–ب–ي في حلفاية إلى 1,302 أ–ب–ي في غرب القرنة–1 وإلى 2,100 أ–ب–ي في الرميلة، في الجولتين 1 و2 (بعد تعديل شروطها في 2015/2014). ولكن ما يستحق المقارنة أيضاً أن المقاول في حقل الغراف في الجولة 2 بإنتاج هضبة 230 أ–ب–ي مُنح رسم أتعاب إجمالي ثابت (قبل الضريبة وحصة النظير العراقي) يبلغ 1.5 دولار/برميل فقط. أما مقاولو نجمة والقيارة في الجولة 2 وكذلك الأحدب فقد منحوا رسم أتعاب ثابت يبلغ 5 – 6 دولار/برميل، في الوقت الذي يقارب إنتاج الهضبة بحقولهم الإنتاج المخطط لكل من نفط–خانة، السندباد، خضر–الماء. أما بالنسبة للاحتياطيات فلا يمكن مقارنتها لعدم توفر بيانات موثوقة عنها للجولة 5. أرقام الإنتاج المخطط للحقول الثلاثة في الجولة 5 محتسبة بافتراض 20 سنة فترة إنتاج *"لحجم البترول المتراكم المنتج"* في الجداول (م3–1)–(م3–3) في الملحق (3). أما أرقام الجولتين 1 و2 والأحدب، فمن: مرزا (2018، الفصل السابع).

[15] من غير الواضح كيف توصل الكاتبان لهذا المعدل السالب، حيث لا يحتوي المصدر على بيانات خلفية أو تفاصيل احتساب مساندة. لذلك يثار الاستفسار التالي: هل تم حساب معدل العائد الداخلي لجميع العقود في الجولة 2، وعددها سبعة (غرب قرنة–2، مجنون، حلفاية، غراف، الخ) وقت منح العقود في 2010 حتى يمكن مقارنته مع عقود الجولة 5 وقت انعقادها؟ أم هل جرى حسابه من قبل الكاتبين، في الوقت الحاضر مع نظرة للماضي والمستقبل، ولأي عقود، وما هي تفاصيل الحساب؟

(3) تغير الظروف الدولية وزيادة عرض المناطق النفطية. فلقد أدى الاستثمار في النفط المحصور، *tight oil*، والنفط تحت الملحي، *sub* or *pre-salt oil*، والنفط الثقيل، الخ، إلى زيادة عرض الحقول النفطية على شركات النفط في مختلف أنحاء العالم.

في ضوء هذه الأسباب، يصل الكاتبان إلى نتيجة أنه ينبغي اجتذاب الشركات النفطية بمنحها حوافز تتمثل بإشراكها في الأرباح وتأمين معدل "مقبول" للعائد الداخلي على الاستثمار تتوقعه عادة الشركات النفطية وهو (بتعبير الكاتبين *'عموماً typically'*) **15%**؛ Mills & al-Khateeb (2018, p.18).

وهنا من المناسب ملاحظة أن جميع الحقول الستة الممنوحة في الجولة 5 كان قد جرى لها مسح زلزالي وحفر للآبار في سنين مختلفة تمتد منذ أواخر عشرينيات القرن الماضي وحتى الوقت الحاضر، كما يشير إليه الكاتبان. وبهذا فهي تتسم باحتمال عال في وجود النفط في الحقول الاستكشافية، وغني عن القول في الحقول التطويرية. وبالنتيجة فإن المخاطر التي يمكن أن يتعرض لها استثمار المقاول غير عالية. ويتبع هذا أن المبالغة في معدل العائد الذي يرغب به المقاول قد لا تكون مبررة.

ثالثاً: معدل العائد على رأس المال المستثمر للمقاول

(3-1) تشخيص رأس مال المقاول ومعدل العائد

بصورة عامة، يُحتسب معدل العائد على الاستثمار وذلك بمقارنة الدخل (الإيرادات ناقصاً التكاليف)[16] خلال فترة معينة مع قيمة الاستثمار خلال هذه الفترة. وبالطبع يتقبل هذا التعريف معدل العائد "البسيط" المحتسب لفترة محددة من عمر المشروع، أو معدل العائد الداخلي المحتسب لكامل عمر المشروع. ويساوي معدل العائد "البسيط" حاصل قسمة الدخل، الذي يستلمه المقاول في فترة معينة، على رأسماله المستخدم في المشروع، خلال هذه الفترة. أما معدل العائد الداخلي فإنه يساوي *معدل الخصم* الذي يجعل مجموع صافي القيمة الحالية للتدفق النقدي (للمقاول) خلال عمر المشروع مساوياً للصفر.

[16] اقتصادياً، تشمل الإيرادات ايضاً ما يسمى ارتفاع قيمة رأسمال، *capital gains*.

بعبارة أخرى، هو سعر الخصم الذي يساوي بين القيمة الحالية لمجموع التدفق النقدي السالب (التكاليف) والقيمة الحالية لمجموع التدفق النقدي الموجب (الإيرادات)، خلال عمر المشروع.[17]

وإذا كان يمكن تشخيص دخل المقاول بأنه حصته من الأرباح، فينبغي أيضاً تشخيص رأسماله "المستثمر". لنحاول تشخيص "استثمار" المقاول. يقوم المقاول في الجولة 5 (كما في الجولات السابقة) بالصرف على التكاليف التشغيلية والتكاليف الرأسمالية ويستعيد هذه التكاليف بعد كل ثلاثة أشهر من صرفها. أي الصرف خلال ربع سنوي معين يستتبعه استعادته في الربع التالي. وحسب شروط الجولة 5 يتراوح مقدار الاستعادة بين حدين أدنى وأعلى، تبعاً لسعر تصدير النفط الخام، هما 30% و70% مما يطلق عليه، بتعابير أدلة هذه الجولة للحقول الاستكشافية والتطويرية، *"صافي الإيراد "المفترض"، Net Deemed Revenue* (أي قيمة الإنتاج من النفط الخام والغاز وسوائله مطروحاً منها 25% إتاوة/ربع)؛ انظر المادة (e) 19.5 في أدلة وزارة النفط MoO (2018a, 2018b).[18]

---

[17] لمعدل العائد على الاستثمار بُعْدٌ سنوي، عادة. لذلك، عند النص على أنه يساوي 12%، مثلاً، فهذا يعني أن استثمار 100 دولار ينتج عنه 12 دولاراً خلال سنة. أما إذا كان العائد من نفس مبلغ الاستثمار يُستلم بفترات ربع سنوية فينبغي ترجمة المعدل الربع سنوي إلى معدل سنوي. فالقول إن معدل العائد على 100 دولار خلال ربع سنوي معين من السنة قدره، مثلاً، 3%، ينبغي أن يتبعه احتساب المعدل السنوي للعائد على هذا الاستثمار. ويكون ذلك، أما بضربه بالعدد أربعة (4×3%=12%)، في حالة معدل العائد البسيط، أو *"تركيبه compound it"* للسنة [(1+3%)^4=12.6%]، في حالة معدلي العائد البسيط والداخلي. بعبارة أخرى، فأن معدلاً لربع سنة بمقدار 3% يقابله معدل سنوي في المدى 12%–12.6%، حسب طريقة الاحتساب.

[18] أنظر الملحق (3) في حساب الإيراد المفترض (قيمة الإنتاج من النفط الخام والغاز وسوائله)، لكل من الحقول الثلاثة، السندباد، نفط–خانة، خضر–الماء. ومن الجدير بالذكر، في مذكرة وزارة النفط (2018) يُستخدم تعبير *"العائد المفترض"* لترجمة "*Deemed Revenue*". ولكننا آثرنا استخدام تعبير *"إيراد"* لترجمة "*Revenue*" تمييزاً له عن "العائد"، *Return*، الوارد في تعبير "معدل "العائد". إن تعبير "العائد" في هذه الورقة، بالنسبة للمقاول، يشير إلى ربحه او دخله من الاستثمار. أما ترجمة إيراد فهي أقرب لما هو مقصود من كلمة *Revenue* في أدلة وزارة النفط لتعني إيراد بيع النفط والغاز.

إن النقطة الأساس التي ينبغي الانتباه لها بالنسبة للمقاول هي أن تعريف رأسماله المستثمر والذي يحسب على أساسه معدل العائد هو ما صرفه في الربع السنوي المنصرم. وبهذا يساوي معدل العائد، باعتقادي: حصة المقاول من الأرباح في ربع سنوي معين مقسوماً على مجموع ما صرفه على التكاليف الرأسمالية والتشغيلية في الربع المنصرم. وفي حالة عدم تسديد كامل التكاليف التي صرفها المقاول، في ربع سنوي معين، نتيجة للحدود العليا على استعادة التكاليف، بحيث يتراكم المتبقي منها، يصبح تعريف معدل العائد كما يلي: حاصل قسمة حصة المقاول من الأرباح في ربع سنوي معين على متراكم ما صرفه على التكاليف الرأسمالية والتشغيلية حتى الربع المنصرم (ولم يتم استعادته). إن استخدام المتراكم يأخذ بالاعتبار ما لم يسدد من التكاليف المصروفة.

إن هذا التعريف يتضمن، *implies*، أن معدل العائد للمقاول ليس له علاقة بالاستثمار *الذي صرف عليه المقاول والذي سُدِّدت (او استعاد) قيمته*. ذلك أنه عند تسديد قيمته (أي ما استعاده المقاول لقاء ما صرفه) يصبح ملك الجانب العراقي. وبالنتيجة، فأن استثمار المقاول يساوي *رأسماله العامل*، *working capital*، الذي يستخدمه في الصرف على التكاليف الرأسمالية والتشغيلية زائداً المتراكم من التكاليف غير المسددة. فهو كأنما يقدم، في الحقيقة، قرضاً قصير المدى (بدون فائدة) للجانب العراقي لفترة ثلاثة شهور (قابلة للتمديد في حالة عدم التسديد الكامل للتكاليف). والتسديد يبدأ بالطبع بعد البدء بالإنتاج. أما قبل ذلك فيكون القرض لفترة أطول.

غير أن الأمر يختلف حين تطول الفترة بين بداية الاستثمار وبداية الإنتاج، وهذا يحدث عادة في الحقول الاستكشافية، وكذلك عندما تتراكم متأخرات التسديد ويطول أمد التأخير. إذ يصبح تعريف استثمار المقاول برأسماله العامل غير مناسب. على سبيل المثال، لو كان طول الفترة التي يستثمر فيها المقاول ثلاث سنوات حتى بداية الإنتاج فإنه لن يستعيد أيا من نفقاته الاستثمارية خلال هذه السنوات. وتبدأ الاستعادة

بعد ابتداء الإنتاج ومن ضمن قيم تتراوح في المدى 30%–70% من قيمة *"صافي الإيراد المفترض"*، كما أشير إليه أعلاه. وحتى بعد بداية الإنتاج سيستغرق التسديد فترة إضافية. لهذه الأسباب يكون من المبرر، حسابياً، افتراض أن الاستثمار الذي صرف عليه المقاول يعود له، حتى يتم تسديد نفقاته الرأسمالية زائداً حداً أدنى أو حد مقبول من معدل العائد (قبل أو بعد الضريبة).

(3-2) أرقام معدل العائد الداخلي للمقاول في مذكرة ("إيضاح") وزارة النفط

ورد في المادة 3.7(b) في دليل العقود الاستكشافية، MoO (2018a, p. 15)، نصٌ يُلْزِم المقاول بإجراء "دراسة اقتصادية" يضمنها، من بين متطلبات أخرى، احتساب معدل العائد الداخلي المتوقع (بعد الضريبة) الذي سيحققه المقاول خلال تنفيذ العقد (وكذلك القيمة الحالية لصافي تدفقه النقدي، بعد الضريبة، بسعري خصم صفر% و10%).

وتبين البيانات الواردة في مذكرة وزارة النفط (2018) معدلات العائد الداخلي للمقاول، للحقول الثلاثة الواردة بياناتها في المذكرة، تتراوح من 17% إلى 25% (بعد الضريبة)، حسب سعرين للنفط الخام 50 و75 دولار/برميل؛ أنظر الجداول في الملحق (3) في هذه الورقة. وهذه معدلات أعلى من الحد الأدنى أو المقبول المشار أليه في الفقرة *ثانيا*، أعلاه. وباحتساب معدل العائد الداخلي للحقول الثلاثة تكون المذكرة كأنما قد اعتبرتها جميعاً حقول استكشافية، وذلك لأن متطلبات هذا الاحتساب تسري على الحقول الاستكشافية دون التطويرية، حسب أدلة وزارة النفط، MoO (2018a ,2018b). وهذا خلافاً لتقسيم المذكرة نفسها لهذه الحقول إلى حقلين تطويريين وحقل استكشافي، كما أشير أليه في الفقرة *ثانياً*.

رابعاً: معايير منح العقود في الجولة الخامسة

يشير ما هو متاح عن جولة التراخيص 5 إلى أن نسبة الربح التي تقررت بمناقصات "تنافسية" (لهذا تسمى: *"نسبة الربحية التنافسية"*، في مذكرة الوزارة و *"RPB" في* أدلتها)، والتي يحصل عليها المقاول طيلة فترة العقد، كانت هي المعيار في منح ("إحالة") العقود؛ أنظر: وزارة النفط (2018). إلا انه فيما يتوفر من شواهد، فأن منح العقود يبدو أنه جرى من خلال *عملية تفاعلية*، تم التوصل فيها سوية لنسبة الربح، من ناحية، والحد

الأدنى لمستوى معدل العائد الداخلي للمقاول، من ناحية أخرى، تبعاً للمدى الأكثر احتمالاً لأسعار النفط المتوقعة، أكثر منها *عملية تنافسية*. لنستعرض الشواهد التالية:

(1) من الصعب التوصل لكل حقل أو رقعة، من خلال المناقصة فقط بدون تنسيق، إلى حُزمة توازن بين "نسبة الربحية "التنافسية" التي عرضها المناقصون في ظل الحد الأعلى الذي وضعته الوزارة لنسبة الربح، من ناحية، ومدى إمكانية تحقيق معدل العائد الداخلي الذي يتوقعه المقاول أو حده الأدنى، من ناحية أخرى.

(2) إن حقيقة قيام وزارة النفط بفرض حدود عليا على نسبة الربحية التنافسية للحقول الممنوحة أو المعروضة في جولة التراخيص، كما ورد في Mills & al-Khateeb (2018, p. 10)، يتضمن، *implies*، أن الوزارة قامت بعمليات حسابية تحضيرية لهذه النسبة للحقول المعروضة في الجولة 5 وكذلك أيضاً لمعدل العائد الداخلي للمقاول الذي يترافق مع كل نسبة محتسبة.

(3) إلزام المقاول، في الحقول الاستكشافية، بتقديم "دراسة" يبين فيها معدل العائد الداخلي الذي يتوقعه نتيجة لاستغلال هذه الحقول، كما أُشير له أعلاه.

(4) في ظل محدودية المنافسة في مناقصات العقود، التي أُشير أليها في *ثانياً*، تُرجح هذه الشواهد أنه تمت مقارنة حسابات الوزارة وحسابات المقاول للوصول إلى نسبة من الربح تحقق مستواً أدنى أو مقبول لمعدل العائد الداخلي للمقاول *بأقل الأسعار المتوقعة للنفط مستقبلاً*. لذلك يلاحظ من حسابات الوزارة المشار أليها، في الفقرة السابقة، والمبينة في جداول الملحق (3) أدناه، أن أقل معدل عائد للحقول الثلاثة عند سعر 50 دولار/برميل هو 17% (بعد الضريبة) لحقل نفط–خانة وهو أعلى من ذلك الذي تتوقعه، "عادة" شركات النفط, وهو (*'عموماً typically'*) 15%؛ كما أشير له في *ثانياً*.

(5) على هذا فإن المقاول مع تأمين معدل عائد داخلي بحد أدنى أو مقبول، بسعر نفطٍ من غير المتوقع انخفاضه بهامش ملموس خلال الربع قرن القادم، سوف يتمتع، باحتمال عال، بمعدل عائد داخلي يتصاعد مع تصاعد سعر النفط. أنظر الفقرة التالية.

خامساً: التبعات المالية للمقاول في العقود الممنوحة في الجولة الخامسة

سنتناول في هذه الفقرة، من الناحية التحليلية، أهم التبعات المالية والزمنية الممكنة للمقاول نتيجة لتطبيق معايير منح العقود؛ بالذات: (أ) استعادة رأسماله المستثمر وتحقيق حد أدنى من معدل العائد الداخلي قبل انقضاء فترة الترخيص بمدة ملموسة، (ب) أو الاستمرار في الترخيص إلى نهايته وتحقيق معدل عائد داخلي يتخطى هذا الحد بهامش غير صغير (إضافة لاستعادة رأس المال). وفي استطلاع هذه التبعات، سنستخدم، في أدناه، تمريناً حسابياً، *Computable*، يفترض مقاولة شبيهة أو حقل شبيه، ولكن ليسا بالضرورة متطابقين، مع نفط–خانة. ويعود احتمال عدم التطابق إلى عدم اكتمال البيانات والمؤشرات حولهما، المتاحة للكاتب، وما يستدعيه ذلك من افتراضات وتقريب.

(5–1) التمرين: احتساب معدل العائد الداخلي لحقل شبيه بنفط–خانة

في "تركيب" المقاولة أو الحقل الشبيه، في التمرين، أُستخدمت بيانات مجاميع التدفقات المختلفة لرقعة نفط–خانة الواردة في مذكرة وزارة النفط (2018)، والتي تشمل، مجموع كمية إنتاج النفط الخام المتراكمة خلال فترة أو عمر الإنتاج والنسبة المحتسبة لمجموع الإيراد المفترض، *Deemed Revenue*، إلى مجموع قيمة إنتاج النفط الخام (البترول)، ونسبة الربح الممنوحة للمقاول، إلى آخره من البيانات والمؤشرات لهذه الرقعة في المذكرة، عند سعرين للنفط الخام 50 و75 دولار/برميل. أنظر: الجدول (م3–2) في الملحق (3). وبسبب عدم بيان النمط الزمني للتدفقات النقدية، ولا فصل التكاليف التشغيلية عن الرأسمالية، في المذكرة، واللازمة لحساب معدل العائد الداخلي عند كل سعر نفط، لجأنا إلى افتراضات حول هذا النمط، وكذلك في تقسيم مجموع التكاليف بين تشغيلية ورأسمالية، ونوع الحقل (استكشافي، تطويري)، الخ؛ كما ورد في الجدولين (6) و(7)، وملاحظاتهما، في الملحق (1). من ناحية أخرى، بعد تقسيم التكاليف، يبين كلا الجدولان، في سطر المجموع، استثماراً (التكاليف الرأسمالية) في الحقل الشبيه يبلغ 2.96 مليار دولار. ويمثل هذان الجدولان وجداولهما الخلفية الموَسَّعة المبرمجة في صفحات *EXCEL*، أدوات التمرين الحسابي، *Computable*، الإلكترونية.

(5–2) فترة استعادة المقاول لرأسماله وتحقيق حد أدنى لمعدل العائد

سنتناول، في هذه الفقرة، حالتين لبيان الفترة التي يستعيد المقاول رأسماله "المستثمر" ويحقق حد أدنى لمعدل العائد الداخلي، خلالها. الحالة الأولى، هي اعتبار شبيه نفط–

خانة حقل استكشافي، والأخرى حقل تطويري. وفي كلا الحالتين نفترض أن المقاول يتوقع معدل عائد داخلي 15% (قبل أو بعد الضريبة) كحد أدنى أو مقبول، وأن سعر النفط الخام سيقع في المدى 50 – 75 دولار/برميل.[19] وسيُستخدم التمرين في الحساب.

الحالة 1: شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي

لنفترض أن الاستثمار يتم خلال فترة استكشاف/تطوير، تستغرق ثلاث سنوات ونصف، ويبدأ الإنتاج في السنة الرابعة لبدء العمل بالعقد ويستمر عشرين سنة (أي إلى سنة 23). وفي ضوء البيانات والافتراضات الواردة في ملاحظات الجدول (6) في الملحق (1)، يتبين من الشكل (2)، أدناه، إذا كان سعر النفط 62.5 دولار/برميل خلال عمر الإنتاج (وهو متوسط السعرين 50 و75 دولار)، أنه بحلول السنة الخامسة من الإنتاج (الثامنة من بداية العقد) يكون المقاول قد استعاد تكاليفه الرأسمالية (والتشغيلية) وحقق عائداً داخلياً، *IRR*، سنوياً على "رأسماله" المستثمر (قبل الضريبة) قدره 15%. أما إذا كان هدفه تحقيق معدل عائد داخلي قدره 15% بعد الضريبة، يتبين من الشكل، أنه بحلول السنة الثامنة للإنتاج (الحادية عشر منذ بداية العقد) يكون المقاول قد استرجع تكاليفه الرأسمالية (والتشغيلية) مع تحقيق معدل العائد الداخلي المنشود (بعد الضريبة). أما إذا كان سعر النفط عند 50 دولار/برميل فإن الفترة تطول، في حين أنها تقصر إذا كان السعر 75 دولار/برميل، كما يتبين من الشكل.

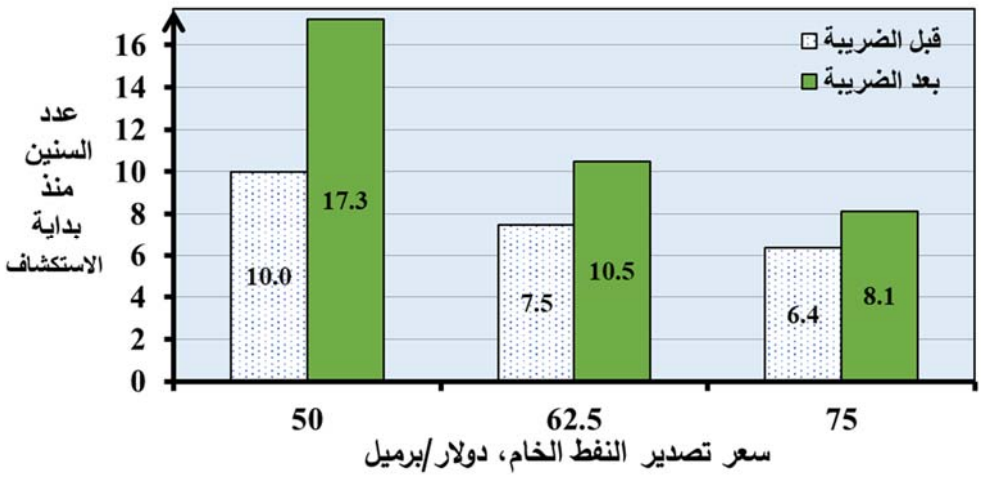
إن ما يمكن استخلاصه مما تقدم هو أن المقاول، عند سعر نفط 62.5 دولار/برميل، وهو سعر "وسط" غير مبالغ به بالمنظور الحالي للمستقبل، يحصل على

---

[19] استُخدم هذا التمرين لحساب معدل العائد الداخلي، للحقل الشبيه بنفط–خانة، المبين في الأشكال (2)–(4) في هذه الفقرة. ويقارب معدل العائد الداخلي (بعد الضريبة) المحتسب في هذا التمرين، عند اعتبار هذا الحقل بأنه استكشافي، معدل العائد الداخلي لرقعة نفط–خانة، الوارد في مذكرة الوزارة، والمبين في الجدول (م3–2) في الملحق (3)، عند سعري النفط 50 و75 دولار/برميل، في نهاية فترة العقد. قارن هذا الجدول مع الجدول (4) في الملحق (1). ولكن ليس لدينا طريقة لتدقيق مدى قرب المعدل، المحتسب في هذا التمرين، عند أسعار النفط الأخرى، لعدم بيانه في المذكرة، عند هذه الأسعار. هذا مع توقعنا بأن الفرق لن يكون كبيراً.

حده الأدنى أو المتوقع لمعدل العائد الداخلي (15%) قبل الضريبة ولم يمر إلا حوالي ربع فترة الإنتاج، وبعد الضريبة ولم يمر إلا حوالي ثلث فترة الإنتاج. وما يمكن استنتاجه في ضوء ذلك، أن من الصعب تبرير استمرار المقاولة باعتبار المقاول مالكاً لرأس المال، وربما حتى المشاركة في الأرباح، لما بعد هذه الفترة.

الشكل (2) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة



المصدر: رُسم الشكل باستخدام بيانات الجدول (2)، في الملحق (1).

ملاحظة: فترة العقد الاستكشافي 23 سنة.

الحالة 2: شبيه نفط–خانة كحقل تطويري

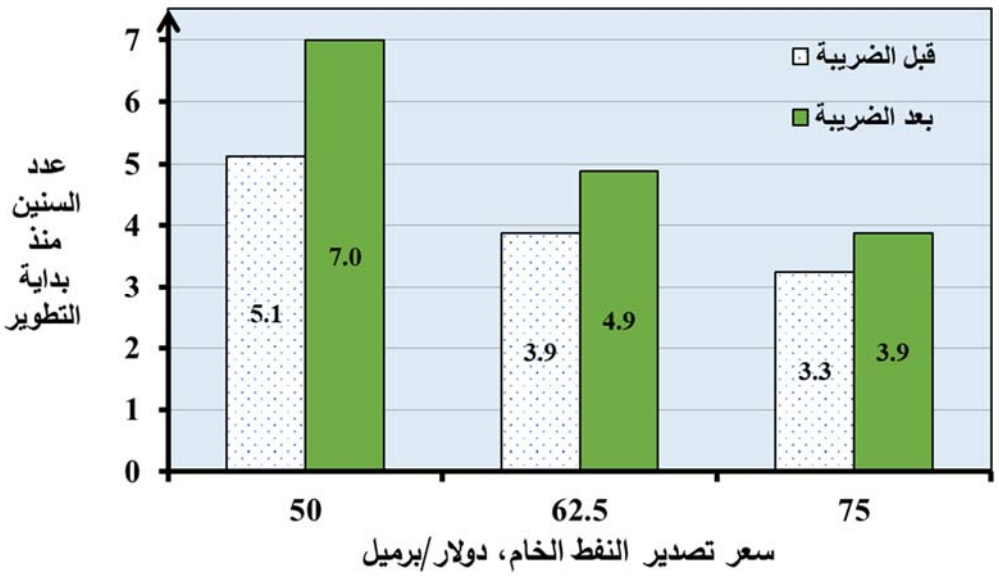
عند افتراض أن هذا العقد هو عقد تطويري (وليس استكشافي) وأن فترة التطوير تغطي سنتين بدلاً من فترة الاستكشاف (ثلاثة سنوات ونصف) وأن الإنتاج يبدأ من السنة الثانية (بأقل من الإنتاج "المخطط" ولكنه يزداد خلال أرباع السنة الأولى للإنتاج حتى يصل في نهايتها إلى المستوى المخطط) فإن فترة استعادة رأس المال وتحقيق معدلات العائد المنشود تقصر بمدى ملموس.[20] ويبين الشكل (3)، أدناه، هذه الحالة، حيث

[20] هنا نقترب (خاصة عند سعر نفط 75 دولار)، ولكن لا نصل تماماً، لفكرة حساب معدل العائد على *رأس المال العامل* التي أشرنا لها في الفقرة (3–1)، لهذا يبقى افتراض ملكية المقاول لكامل راس مال المشروع، لغرض الحساب، قائماً.

يلاحظ، عند سعر نفط 62.5 دولار/برميل، أن المقاول يحقق معدل عائد 15% (قبل الضريبة) عند نهاية السنة الثالثة من بداية الإنتاج (نهاية السنة الرابعة من بدء العقد). كما أنه يحقق معدل عائد 15% (بعد الضريبة) في نهاية السنة الرابعة من الإنتاج (نهاية السنة الخامسة من بدء العقد). وكما في الشكل (2)، إذا كان سعر النفط عند 50 دولار/برميل فإن الفترة تطول، في حين أنها تقصر إذا كان السعر 75 دولار/برميل.

وفي ضوء الفترات الأقصر التي يستعيد فيها المقاول رأسماله ويحقق معدل عائد داخلي 15%، سواء قبل الضريبة أو بعدها، يصبح تبرير استمرار المقاولة (باعتبار المقاول مالكاً لرأس المال وحتى المشاركة في الأرباح) لنهاية عمر المشروع، أصعب بكثير من حالة العقد الاستكشافي.

الشكل (3) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة



المصدر: رسم الشكل باستخدام بيانات الجدول (3)، في الملحق (1).

ملاحظة: فترة العقد التطويري 21.5 سنة.

(5-3) استمرار المقاولة لنهاية فترة العقد: تغير معدل العائد بتغير سعر النفط

في حالة استمرار المقاولة إلى نهاية فترة العقد فإن من المتوقع أن يحقق المقاول معدل عائد أعلى من الحد الأدنى المبين، 15%، بمستو ملموس عند استمرار سعر النفط فوق 50 دولار/برميل لفترة طويلة، كما سيتبين في أدناه. غير ان من الممكن، من ناحية أخرى، تحقيق معدل عائد داخلي "غير مناسب" عند انهيار أسعار النفط واستمرارها بمستوى منخفض لفترة طويلة، ربما لأسباب تتعلق بتطور الوقود البديل والقلق العالمي حول التغير المناخي. هذا بالرغم من أن مثل هكذا انهيار منخفض الاحتمال، خلال الربع قرن القادم. إذ تشير التوقعات، بالمنظور الحالي، تخطي سعر 50 دولار/برميل، خلال تلك الفترة المستقبلية، بهامش غير قليل؛ أنظر: IEA (2017, p. 52), OPEC (2018, pp. 39, 162).

وعلى كل حال، لاحظ من الشكل (4) أدناه، في الجزء الأعلى منه (1.4)، الذي يعتبر شبيه حقل نفط–خانة حقلاً استكشافياً (في التمرين المستخدم هنا)، أنه عند سعر نفط 20 دولار/برميل يساوي معدل العائد الداخلي (بعد الضريبة) 3.4% وهو معدل منخفض جداً. ولكن عند سعر نفط 50 دولار/برميل يقفز معدل العائد الداخلي (بعد الضريبة) إلى حوالي 16%، وعند سعر نفط 75 دولار/برميل، يساوي 22%، ليتصاعد بعد ذلك بتصاعد سعر النفط حتى يصل إلى 27% عند سعر نفط 100 دولار/برميل؛ أنظر أيضاً الجدول (4) في الملحق (1).

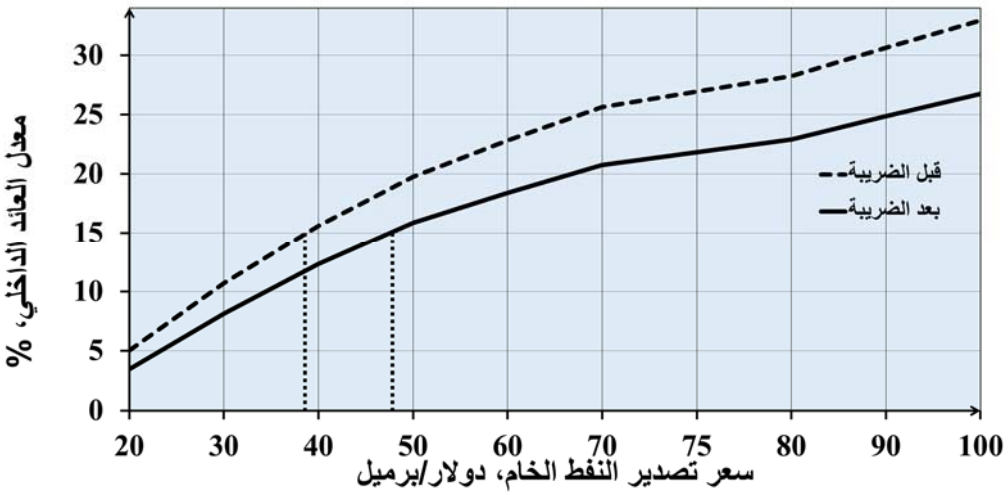
ويزداد الفرق اتساعا" بصورة واضحة عند اعتبار شبيه نفط–خانة حقلاً تطويرياً كما يتبين من الجزء الأسفل (2.4) من الشكل (4). لاحظ أنه عند سعر نفط 20 دولار/برميل يساوي معدل العائد الداخلي (بعد الضريبة) 3.8% فقط، ولكن عند سعر نفط 50 دولار/برميل يقفز معدل العائد الداخلي (بعد الضريبة) إلى حوالي 22%، وعند سعر نفط 75 دولار/برميل، يقفز مرة ثانية إلى 33%، ليتصاعد بعد ذلك بتصاعد سعر النفط حتى يصل إلى حوالي 44% عند سعر نفط 100 دولار/برميل؛ أنظر أيضاً الجدول (5) في الملحق (1).

ويبين كلا الشكلان أيضاً معدلات العائد الداخلي قبل الضريبة، وهي بالطبع أعلى من المعدلات بعد الضريبة عند كل سعر للنفط، ولكنها تبين الصورة ذاتها.

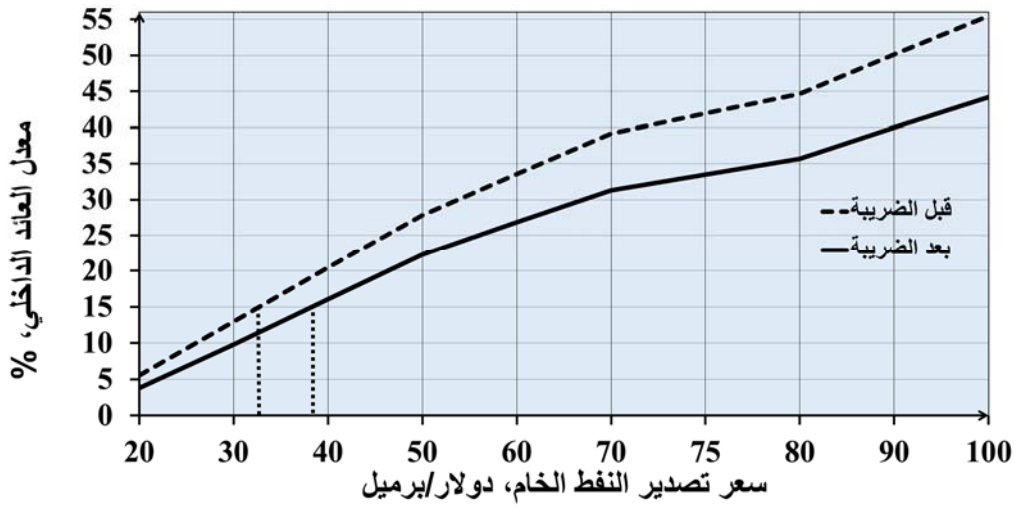
وبالنتيجة ليس هناك تسبيب مقنع حول ربط منح المقاول نسبة من الأرباح وتأمين حد أدنى او مقبول من معدل العائد الداخلي، سواء قبل الضريبة أو بعدها.

الشكل (4) معدل العائد الداخلي، *IRR*، للمقاول لشبيه نفط–خانة، الجولة الخامسة

(1.4) كحقل استكشافي



(2.4) كحقل تطويري



المصدر: رُسم الشكلان باستخدام بيانات الجدولين (4) و(5)، تباعاً، في الملحق (1).

سادساً: رسم الأتعاب الثابت للبرميل المنتج وتحقيق الحد الأدنى أو المقبول لمعدل العائد الداخلي

لتأمين حد أدنى أو حد مقبول لمعدل العائد (الداخلي) للمقاول، باستقلال عن تقلبات سعر النفط وما ينطوي عليه ذلك من بخس أو مبالغة (خاصة عند تخطي سعر النفط 50 دولار/برميل)، فإن ذلك يمكن تحقيقه من خلال تأمين مستو مناسب من رسم أتعاب ثابت (لكل برميل منتج). على سبيل المثال، ورد في الجداول المعروضة في مذكرة ("إيضاح") وزارة النفط (2018)، وكما يتبين من الشكل (5) أدناه، أن رسم أتعاب بمقدار 1.8 دولار/برميل (أُشير له، في المذكرة، بتعبير *"أجر الربحية المكافئ"*)[21] قبل الضريبة، يحقق للمقاول في حقل السندباد معدل عائد داخلي 18%، وأن رسم أتعاب مقداره 6.6 دولار/برميل قبل الضريبة، يحقق للمقاول في نفط–خانة معدل عائد داخلي 17%، وإن رسم أتعاب مقداره 7.5 دولار/برميل قبل الضريبة، يحقق للمقاول في رقعة خضر–الماء معدل عائد داخلي 20%. وهذه كلها معدلات عائد داخلي تتخطى 15%.

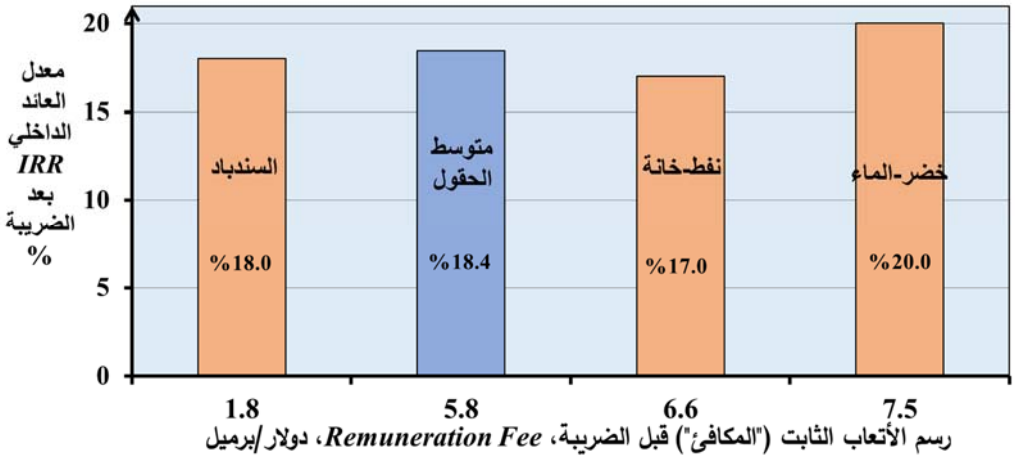
وبالنتيجة، إذا كان تحقيق معدل عائد داخلي "جذاب"، بعد الضريبة (أي يفوق حداً أدنى محدد أو يساوي حداً مقبول) ومستقر يمكن تحقيقه برسم أتعاب ثابت (لكل برميل منتج) فلماذا مشاركة المقاول في الأرباح؟

ومن المناسب الإشارة إلى أنه لم يرد في مذكرة وزارة النفط (2018)، تحديداً، فيما إذا كانت معدلات العائد الداخلي المحتسبة هي قبل الضريبة أو بعدها. ولكن في ضوء التسبيب الذي بينته في (أ) و(ب) من الملاحظة (3) التابعة للجدول (م3–1) في الملحق (3)، فأن المعدل المحتسب، في المذكرة، وبالتبعية في الشكل (5) أدناه، هو معدل العائد الداخلي للمقاول لما بعد الضريبة.

---

[21] احتُسبت هذه الأرقام في المذكرة عند سعر نفط خام 50 دولار/برميل. ولكن بما أن رسم الأتعاب "المكافئ" المبين في الشكل (5)، في السياق الوارد في المتن، يُدفع بغض النظر عن مستوى سعر النفط فإن معدلات العائد الداخلي المترتبة عليه تتحقق بغض النظر عن مستوى سعر النفط.

الشكل (5) رسم الأتعاب الثابت ("المكافئ") ومعدل العائد الداخلي للمقاول لثلاثة حقول في الجولة الخامسة



المصدر: رُسم الشكل باستخدام البيانات المشار اليها أعلاه المأخوذة من وزارة النفط (2018)، والواردة في جداول الملحق (3) في هذه الورقة.

سابعاً: استنتاجات

(1) تتناول هذه الورقة ثلاثة حقول حدودية، اثنان مع إيران وواحد مع الكويت، من ضمن أربعة حقول نفطية حدودية (مع حقلين للغاز) مُنحت ("أُحيلت") في الجولة 5 للتراخيص النفطية، في أواخر نيسان 2018. ومن المتوقع أن يضيف الإنتاج من الحقول الثلاثة بما يساوي حوالي 8% من الإنتاج النفطي الحالي للعراق.

(2) لقد جرى لمعظم الحقول المعروضة في الجولة 5 مسح زلزالي و/أو حفر للآبار في سنين مختلفة تمتد منذ أواخر عشرينيات القرن الماضي وحتى الوقت الحاضر. وبهذا فهي تتسم باحتمال عال في وجود النفط فيها، ومن ثم بمخاطر منخفضة. من ناحية أخرى، تبين مؤشرات الحقول الثلاثة المعروضة في هذه الورقة متوسطاً لكلفة إنتاج برميل النفط لا يبتعد كثيراً عن متوسطها للحقول المنتجة في وسط وجنوب العراق حالياً.

(3) في بيان أسباب منح المقاول في الجولة 5 نسبة من الأرباح وفي ذات الوقت تأمين حد أدنى من معدل العائد الداخلي له، مقارنة بثبات عائده للبرميل المنتج في الجولات السابقة، أُقترحت الأسباب التالية: (أ) صغر الاحتياطات النفطية في الجولة 5، ومن ثم الصغر النسبي للإنتاج المتوقع منها، مقارنة "بضخامتها" في الجولات السابقة، (ب) تخلي شركات نفطية في العراق عن بعض عقود الجولات السابقة بسبب تدني معدل العائد الداخلي لهذه الشركات فيها، (ج) تغير الظروف الدولية وزيادة عرض الحقول النفطية على شركات النفط في مختلف أنحاء العالم.

(4) إن معايير منح التراخيص، في الجولة 5، لم تكن منصبة فقط على منح نسبة من الأرباح للمقاول وإنما كانت مزيجاً من أشراك المقاول في الأرباح وفي نفس الوقت تأمين تحقيق مستو من معدل العائد الداخلي يتغير بتغير سعر تصدير النفط الخام.

(5) نتيجة لتطبيق هذه المعايير، يستطيع المقاول أما استرجاع رأسماله المستثمر وتحقيق حد أدنى من معدل العائد الداخلي (15%، بعد الضريبة) قبل انقضاء فترة الترخيص بمدة ملموسة، أو يستطيع الاستمرار في الترخيص إلى نهايته وتحقيق معدل عائد داخلي يتخطى هذا الحد بهامش غير صغير.

(6) تُبين هذه الورقة أن من الممكن تأمين حد أدنى أو مقبول لمعدل العائد الداخلي للمقاول (بعد الضريبة)، من خلال منحه رسم أتعاب ثابت كافٍ، لكل برميل منتج، يختلف باختلاف الحقول. ويتسم هذا المعدل بالاستقرار لأنه مستقل عن تقلبات سعر النفط وما ينطوي عليه ذلك من بخس أو مبالغة (خاصة عند تخطي سعر النفط 50 دولار/برميل). وبالنتيجة، فأن مشاركة المقاول في الأرباح ليست شرطاً ضرورياً لتأمين حداً أدنى أو مقبول لمعدل العائد الداخلي للمقاول.

(7) بالرغم من أهمية شروط التصعيد، *Escalation Clauses*، التي لم تُشمل في الجولة 5، غير أن هذه الورقة لم تتناولها. ويعود ذلك إلى أن تناولها، بشكل مناسب، يتطلب افتراضات محددة حول نمط تأثيرها في نسبة المقاول من الأرباح و/أو معدل عائده الداخلي. وهذا يتطلب، بدوره، تفاصيل عن بيانات ومعطيات ومؤشرات غير متاحة في المجال العام، *Public Domain*.

الملـــحق (1)

الجـــــــداول

الجدول (1) متوسط رسم الأتعاب "المكافئ" للمقاول (السندباد، نفط–خانة، خضر–الماء) حسب شروط الجولة الخامسة ومقارنته بالجولات السابقة، دولار/برميل

سعر تصدير النفط الخام	متوسط الحقول الثلاثة حسب شروط الجولة الخامسة		حسب شروط الجولات السابقة	
	قبل الضريبة	بعد الضريبة	قبل الضريبة	بعد الضريبة
20	1.87	1.21	3.21	2.09
25	2.47	1.60	3.21	2.09
30	3.06	1.99	3.21	2.09
31.3	3.21	2.09	3.21	2.09
40	4.26	2.77	3.21	2.09
50	5.45	3.54	3.21	2.09
60	6.65	4.32	3.21	2.09
70	7.84	5.10	3.21	2.09
75	8.44	5.48	3.21	2.09
80	9.03	5.87	3.21	2.09
90	10.23	6.65	3.21	2.09
100	11.42	7.43	3.21	2.09

المصدر: البيانات لمتوسط الحقول الثلاثة حسب شروط الجولة الخامسة محتسبة، لمدى الأسعار 20–100 دولار/برميل، على نفس الأسس التي احتسبت بموجبها بيانات هذه الحقول في مذكرة وزارة النفط (2018)، والتي وردت لسعرين لتصدير النفط الخام 50 و75 دولار/برميل (جداول الملحق 3، أدناه). أنظر أيضاً الملحق (2).

ملاحظة: بعد دفع الضريبة بمقدار 35% فإن الأرقام بعد الضريبة تساوي الأرقام قبل الضريبة × 65%.

الجدول (2) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة

سعر تصدير النفط الخام دولار/برميل	عدد السنين منذ بداية عقد الاستكشاف		عدد السنين منذ بداية الإنتاج	
	قبل الضريبة	بعد الضريبة	قبل الضريبة	بعد الضريبة
50	10.0	17.3	7.0	14.0
62.5	7.5	10.5	4.5	7.0
75	6.4	8.1	3.4	5.3

المصدر: محتسب من جدول تفصيلي موَسَّع، مقسم إلى فترات ربع سنوية، والذي يمثل الخلفية للجدول (6) ادناه، في هذا الملحق. فلكل سعر نفط، أُحتسب عدد السنين اللازمة لاستعادة رأس المال وتحقيق معدل عائد داخلي 15% (قبل الضريبة وبعد الضريبة) منذ بداية الاستكشاف. وبطرح العدد 3 سنين، قبل بداية الإنتاج، نحصل على عدد السنين منذ بداية الإنتاج.

ملاحظة: فترة العقد الاستكشافي 23 سنة.

الجدول (3) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: عدد سنين استعادة رأس مال المقاول وتحقيق معدل عائد داخلي 15% له، الجولة الخامسة

سعر تصدير النفط الخام دولار/برميل	عدد السنين منذ بداية عقد التطوير		عدد السنين منذ بداية الإنتاج	
	قبل الضريبة	بعد الضريبة	قبل الضريبة	بعد الضريبة
50	5.1	7.0	4.1	6.0
62.5	3.9	4.9	2.9	3.9
75	3.3	3.9	2.3	2.9

المصدر: محتسب من جدول تفصيلي موَسَّع، مقسم إلى فترات ربع سنوية، والذي يمثل الخلفية للجدول (7) ادناه، في هذا الملحق. فلكل سعر نفط، أُحتسب عدد السنين اللازمة لاستعادة رأس المال وتحقيق معدل عائد داخلي 15% (قبل الضريبة وبعد الضريبة) منذ بداية التطوير. وبطرح العدد 1 سنة، قبل بداية الإنتاج، نحصل على عدد السنين منذ بداية الإنتاج.

ملاحظة: فترة العقد التطويري 21.5 سنة.

الجدول (4) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: معدل العائد الداخلي للمقاول وللمشروع ككل حسب مستوى سعر النفط، الجولة الخامسة

سعر تصدير النفط الخام دولار/برميل	المقاول، %		المشروع ككل، %
	قبل الضريبة	*بعد الضريبة*	
20	5.0	3.4	28.9
30	10.7	8.1	41.0
40	15.6	12.3	51.3
50	19.8	15.9	60.5
60	22.8	18.4	68.8
70	25.6	20.7	76.4
75	27.0	21.8	79.9
80	28.3	22.9	83.3
90	30.7	24.9	89.8
100	33.0	26.8	95.9

المصدر: (1) أُحتسب من الجدول الخلفي الموّسَّع للجدول (6)، في هذا الملحق، لكل سعر نفط في المدى 20–100 دولار/برميل. **(2)** حول معدل العائد الداخلي للمشروع ككل، أنظر الملاحظة (6) في الجدول (6).

الجدول (5) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: معدل العائد الداخلي للمقاول وللمشروع ككل حسب مستوى سعر النفط، الجولة الخامسة

سعر تصدير النفط الخام دولار/برميل	المقاول، %		المشروع ككل، %
	قبل الضريبة	*بعد الضريبة*	
20	5.6	3.8	37.9
30	12.9	9.8	59.6
40	20.4	16.1	81.6
50	27.8	22.2	103.8
60	33.6	26.8	126.2
70	39.2	31.3	148.5
75	41.9	33.5	159.7
80	44.7	35.7	170.9
90	50.1	40.0	193.3
100	55.5	44.2	215.6

المصدر: (1) أُحتسب من الجدول الخلفي الموّسَّع للجدول (7)، في هذا الملحق، لكل سعر نفط في المدى 20–100 دولار/برميل. **(2)** حول معدل العائد الداخلي للمشروع ككل، أنظر الملاحظة (6) في الجدول (6).

الجدول (6) شبيه نفط–خانة كحقل استكشافي: التوزيع الزمني للتدفق النقدي ومعدلات العائد الداخلي

الصفحة الإلكترونية الأولى للتمرين

(سعر تصدير النفط الخام 75 دولار/برميل)

مليون دولار

السنة	تكاليف رأس المال	التكاليف التشغيلية	الإيراد المفترض، *Deemed Revenue* *قيمة إنتاج النفط الخام × 136%*			صافي التدفق النقدي					
						قبل الضريبة			بعد الضريبة		
			المقاول	الجانب العراقي	المجموع	المقاول	الجانب العراقي	المجموع	المقاول	الجانب العراقي	المجموع
1	845	0	0	0	0	-845	0	-845	-845	0	-845
2	845	0	0	0	0	-845	0	-845	-845	0	-845
3	845	0	0	0	0	-845	0	-845	-845	0	-845
4	422	98	2,449	1,939	4,388	1,928	1,939	3,868	1,877	1,990	3,868
5	0	98	1,207	3,181	4,388	1,109	3,181	4,290	984	3,306	4,290
6	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
7	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
8	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
9	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
10	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
11	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
12	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
13	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
14	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
15	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
16	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
17	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
18	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
19	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
20	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
21	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
22	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
23	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
المجموع	**2,957**	**1,959**	**13,851**	**73,910**	**87,761**	**8,935**	**73,910**	**82,845**	**5,808**	**77,037**	**82,845**
معدل العائد الداخلي، *IRR*:											
محتسب من هذا الجدول						**26.9%**	∞	**80.2%**	**21.7%**	∞	**80.2%**
معدل سنوي محتسب من البيانات ربع السنوية						**27.0%**	∞	**79.9%**	**21.8%**	∞	**79.9%**

المصدر:

(1) هذا الجدول مُجَمَّع من جدول خلفي موَسَّع لشبيه نفط–خانة. ولقد أُعتمد في إعداد الجدول الموّسَّع على جدول آخر ورد في مذكرة وزارة النفط (2018)، وأعيد عرضه في الجدول (م3–2) في الملحق (3)، أدناه، عند سعر نفط 75 دولار/برميل. والجدول الموّسَّع فُصِّل على أساس ربع سنوي وفيه أُحتسبت معدلات العائد الداخلي الربع سنوية وتم تحويلها إلى المعدلات السنوية الواردة في أسفل هذا الجدول لمقارنتها بمعدلات العائد الداخلي (السنوية) المحتسبة منه. ولقد احتُسب معدل العائد الداخلي الربع سنوي، r، ورُكِّبَ، إلى معدل سنوي، g، كما يلي: $g = [(1+r)^4\text{-}1] \times 100$. ومن الصعب عرض الجدول الخلفي الموّسَّع في هذه الورقة، بسبب محددات حجم الصفحات.

(2) إن الجدول الخلفي الموّسَّع وهذا الجدول مبرمجان في صفحة *EXCEL*، والتي يمكن فيها تغيير سعر النفط وما يترتب عليه من تغير معدل العائد الداخلي وغيره من المؤشرات، والتي باستخدامها أُحتسبت مؤشرات الجدولين (2) و(4)، أعلاه. وتمثل هذه الصفحة، مع مثيلتها للجدول 7 أدناه، أدوات التمرين الحسابي، *Computable*، الإلكترونية في هذه الورقة.

ملاحظات: الحسابات في هذا الجدول تمت على أساس ما يلي:

(1) تعود مجاميع أعمدة هذا الجدول إلى ما ورد في مذكرة وزارة النفط (2018)، والمبينة في الجدول (م3–2) في الملحق (3)، عند سعر نفط 75 دولار/برميل. ولقد تم تقسيم التكاليف فيها وتوزيعها مع باقي التدفقات على سنوات الاستكشاف والإنتاج 1–23، كما يلي: (أ) يساوي مجموع التكاليف التشغيلية والرأسمالية لعقد نفط–خانة كما ورد في مذكرة الوزارة، 4,916 مليون دولار. ولكن لم تبين المذكرة توزيعه بين نوعي التكاليف. وباستخدام متوسط تكاليف تشغيلية 2.27 دولار/برميل، أنظر مرزا (2018، الفصل السابع)، وضربها بالإنتاج المتراكم للبترول لرقعة نفط–خانة أُحتسب مجموع التكاليف التشغيلية بمقدار 1,959 مليون دولار. وبطرحه من مجموع التكاليف نحصل على مجموع تكاليف رأسمالية مقداره 2,957 مليون دولار، وهذين الرقمين مبينان في سطر المجاميع لنوعي التكاليف في هذا الجدول، **(ب)** توزيع الإنفاق الرأسمالي بالتساوي بين أرباع سنوات الاستكشاف وهي 3.5 سنة، **(ج)** الإنتاج يبدأ من السنة الرابعة وحتى السنة 23، ولقد وزع بالتساوي خلال سنوات الإنتاج، **(د)** التكاليف التشغيلية خلال سنوات الإنتاج تتقرر حسب مستوى الإنتاج مضروباً بالرقم 2.27 دولار/برميل، **(هـ)** صافي التدفق النقدي للمقاول يساوي 14.7% من الأرباح، **(و)** صافي التدفق النقدي للجانب العراقي يساوي 25% من الإيراد المفترض كإتاوة/ريع زائداً 85.3% من الأرباح، **(ز)** الأرباح = الإيراد المفترض–إتاوة/ريع (25% من الإيراد المفترض) – التكاليف التشغيلية والرأسمالية، **(ح)** وزعت هذه التدفقات على السنوات بحيث تتحقق، بعد الضريبة، معدلات تقارب معدلات العائد الداخلي للمقاول الواردة في المذكرة عند سعري النفط 50 و75 دولار/برميل (17% و22%، على التوالي)؛ أنظر الجدول (م3–2) في الملحق (3)، وبما أن هذا الجدول مبين لسعر نفط 75 دولار/برميل فإن معدل العائد الداخلي للمقاول بعد الضريبة، المبين في أسفله، هو 22%.

(2) نسبة الإيراد المفترض (قيمة النفط الخام والغاز) إلى قيمة النفط الخام (البترول) تساوي 136% (والمبينة في عنوان عمود "الإيراد المفترض"). وهذه النسبة احتُسبت من بيانات مصدر وزارة النفط المشار أليه؛ أنظر: الفقرة (م3–1) والجدول (م3–2) في الملحق (3) أدناه.

(3) بما أن سعر النفط الخام هو75 دولار/برميل فإن الحد الأعلى لاستعادة التكاليف هو 70% من صافي الإيراد المفترض (الإيراد المفترض – 25% إتاوة/ريع) = 70% × 75% × الإيراد المفترض.

مع ملاحظة أن الحد الأعلى (70%) يسري إذا كان سعر تصدير النفط الخام 50 دولار/برميل فأكثر؛ أنظر المادة 19.5(e) في أدلة وزارة النفط MoO (2018a, 2018b).

(4) تنخفض نسبة المقاول (14.7%) من الأرباح عند انخفاض الإنتاج المتحقق عن الإنتاج المخطط. ويساوي حاصل قسمة الإنتاج المتحقق على المخطط ما يسمى بعامل الأداء، *Performance Factor*. وتساوي نسبة الأرباح المعدلة أو المخفضة حاصل ضرب النسبة بعامل الأداء، كما ورد في المادة 19.4(b) في أدلة الوزارة. ولكن بما ان الجدول الخلفي المؤسَّع الذي جُمِّع منه هذا الجدول يفترض تحقق الإنتاج المخطط على مدى عمر الإنتاج فإن النسبة لا تنخفض.

(5) بمقارنة هذا الجدول مع الجدول (م3–2) في الملحق (3) الذي يبين، في جزءه الأعلى، مؤشرات رقعة نفط–خانة كما وردت في مذكرة وزارة النفط (2018)، يلاحظ أنه بينما هناك تطابق بينهما في *مجموع صافي التدفق النقدي بعد الضريبة*، هناك تفاوت ضئيل في التوزيع بين المقاول والحكومة (الجانب العراقي). ففي هذا الجدول يزيد مجموع صافي التدفق النقدي للمقاول بحوالي 75 مليون دولار (1.3%) عنه في الجدول (م3–2)، في حين يقل صافي التدفق النقدي للحكومة بحوالي 75 مليون دولار (–0.1%). ويعود السبب في ذلك إلى أن صافي التدفق النقدي بعد طرح الضريبة (35%) في هذا الجدول يساوي صافي التدفق النقدي للمقاول قبل الضريبة × 65%. أما النسبة المستخدمة في الجدول (م3–2) فهي 64.17% وليس 65%. ومن غير الواضح لماذا استخدمت نسبة 64.17% بدلاً من 65%، في مذكرة وزارة النفط (2018).

(6) في هذا الجدول، يعني "الجانب العراقي" وزارة النفط ووزارة المالية سوية. لذلك يلاحظ أن معدل العائد الداخلي للمشروع ككل قبل وبعد الضريبة لا يتغير. ولكن عند تقسيم الجانب العراقي إلى وزارة النفط، من ناحية، ووزارة المالية، من ناحية أخرى، سيتغير التوزيع ومن ثم سيتغير معدل العائد الداخلي للمشروع ككل بعد الضريبة عنه قبلها، أو بعبارة أدق بعد وقبل "الضرائب". وتعني "الضرائب" المدفوعات التالية إلى وزارة المالية (الميزانية):

(أ) ضريبة على دخل المقاول (35%).

(ب) الإتاوة/الريع على قيمة الإنتاج أو، بنفس المعنى، على الإيراد المفترض (25%).

(ج) يجري حالياً دفع 100% مما يتبقى من إيرادات وزارة النفط (أي الإيرادات المفترضة ناقصاً الإتاوة /الريع ناقصاً حصة المقاول من الأرباح) وتحميل التكاليف الرأسمالية والتشغيلية لعقود النفط، إلى الميزانية (وزارة المالية). وإذا ما طبق ما ورد في القانون الجديد لشركة النفط الوطنية، ستتغير حصة الميزانية من 100% إلى ما لا يتجاوز 90% من *صافي إيرادات (أي أرباح)* وزارة النفط *(الإيرادات – التكاليف)*.

الجدول (7) شبيه نفط–خانة كحقل تطويري: التوزيع الزمني للتدفق النقدي ومعدلات العائد الداخلي

الصفحة الإلكترونية الثانية للتمرين

(سعر تصدير النفط الخام 75 دولار/برميل)

مليون دولار

السنة	تكاليف رأس المال	التكاليف التشغيلية	الإيراد المفترض، *Deemed Revenue* *قيمة إنتاج النفط الخام × 136%*			صافي التدفق النقدي					
						قبل الضريبة			بعد الضريبة		
			المقاول	الجانب العراقي	المجموع	المقاول	الجانب العراقي	المجموع	المقاول	الجانب العراقي	المجموع
1	1,478	0	0	0	0	-1,478	0	-1,478	-1,478	0	-1,478
2	1,478	65	1,622	1,285	2,907	79	1,285	1,364	45	1,318	1,364
3	0	98	1,843	2,545	4,388	1,745	2,545	4,290	1,658	2,633	4,290
4	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
5	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
6	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
7	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
8	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
9	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
10	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
11	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
12	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
13	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
14	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
15	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
16	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
17	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
18	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
19	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
20	0	98	566	3,822	4,388	468	3,822	4,290	304	3,986	4,290
21	0	90	522	3,520	4,041	431	3,520	3,951	280	3,670	3,951
22	0	41	236	1,592	1,828	195	1,592	1,787	127	1,660	1,787
المجموع	**2,957**	**1,959**	**13,851**	**73,910**	**87,761**	**8,935**	**73,910**	**82,845**	**5,808**	**77,037**	**82,845**
معدل العائد الداخلي، *IRR*:											
محتسب من هذا الجدول						**41.8%**	∞	**166.5%**	**33.3%**	∞	**166.5%**
معدل سنوي محتسب من البيانات ربع السنوية						**41.9%**	∞	**159.7%**	**33.5%**	∞	**159.7%**

المصدر والملاحظات: نفس مصدر وملاحظات الجدول (6)، أعلاه، في هذا الملحق، مع ملاحظة ما يلي:

(1) إن الجدول الخلفي الموّسَّع وهذا الجدول مبرمجان في صفحة *EXCEL*، والتي يمكن فيها تغيير سعر النفط وما يترتب عليه من تغير معدل العائد الداخلي وغيره من المؤشرات، والتي باستخدامها أُحتسبت مؤشرات الجدولين (3) و(5)، أعلاه. وتمثل هذه الصفحة، مع مثيلتها للجدول 6 أعلاه، أدوات التمرين الحسابي، *Computable*، الإلكترونية في هذه الورقة.

(2) بالإضافة لما ذُكر في الملاحظة (1) للجدول (6) حول التقسيم والتوزيع، الخ، يلاحظ على سنوات التطوير والإنتاج 1–21.5، ما يلي: (أ) توزيع الإنفاق الرأسمالي بالتساوي بين أرباع سنتي التطوير 1 و2، (ب) الإنتاج يبدأ من السنة 2 وحتى منتصف السنة 22.

(3) في الجدول الخلفي الموَسَّع الذي جُمِّع منه هذا الجدول، أُفترض أن الإنتاج المتحقق ينخفض عن الإنتاج المخطط في السنة 2 (السنة الأولى للإنتاج) وفي السنتين الأخيرتين، 21 ونصف السنة 22. وبموجب أدلة وزارة النفط، MoO (2018a, 2018b)، ينبغي أن تنخفض نسبة المقاول من الربح وذلك بضربها بمعامل الأداء، *Performance Factor*، الذي يساوي حاصل قسمة الإنتاج المتحقق على الإنتاج المخطط. غير أننا لم نطبق ذلك في هذا الجدول وذلك لأن السنة الأولى تجريبية والسنة 21 ونصف السنة 22 يحصل فيهما انخفاض طبيعي في الإنتاج.

الملـــحق (2)

احتساب رسم الأتعاب "المكافئ" لكل برميل منتج حسب شروط الجولة الخامسة وحسب شروط الجولات السابقة

م2-1: رسم الأتعاب "المكافئ" لكل برميل منتج حسب شروط الجولة الخامسة

ورد في مذكرة وزارة النفط (2018) ارقاماً تمثل رسم الأتعاب *Remuneration Fee* "المكافئ"، للمقاول، معبر عنه بدولارات للبرميل المنتج، عند سعرين لتصدير النفط الخام: 50 دولار/برميل و75 دولار/برميل. وتتعلق هذه الأرقام بثلاثة حقول (من ستة) تم منحها في الجولة الخامسة، وهي حقل السندباد ورقعة نفط-خانة ورقعة خضر-الماء؛ أنظر جداول الملحق (3)، أدناه. ولقد احتُسبت هذه الأرقام كحاصل قسمة حصة المقاول من الأرباح الكلية على مدى عمر المشروع، عند كل سعر لتصدير النفط الخام، على كمية البراميل المنتجة "المتراكمة" على مدى عمر المشروع. ويشير تعبير "المكافئ" إلى هذا الحساب. ولمعرفة متوسط رسم الأتعاب المكافئ للمقاول لمدى أوسع لسعر تصدير النفط الخام فلقد استخدمنا بيانات الوزارة كأساس لتوسيع الحسابات لتشمل مدى لأسعار تصدير النفط الخام يمتد من 20 إلى 100 دولار/برميل. أنظر الجدول (1) في الملحق (1).

م2-2: رسم اتعاب البرميل المنتج في الجولة الخامسة حسب شروط الجولات السابقة

في هذه الفقرة يُحتسب متوسط رسم أتعاب ثابت آخر، *مقابل* (لرسم الأتعاب المكافئ)، يفترض في ما لو كان المقاول في الجولة 5 مُنح رسم أتعاب ثابت للبرميل المنتج، حسب شروط الجولات السابقة. ويتطلب ذلك، ابتداءً، اختيار متوسطين لرسوم الأتعاب: الأول يعود لحقول تطويرية والثاني لحقول استكشافية في الجولات السابقة. ويقابل ذلك الحقول التطويرية والحقول الاستكشافية في الجولة 5، حيث يُستخدم الأول لحقلي

السندباد ونفط–خانة (تطويرية) والثاني لرقعة خضر–الماء (استكشافية)، حسب تقسيم مذكرة وزارة النفط للحقول الثلاثة الذي أشير أليه في *ثانياً*. ثم يُستخرج رسم الأتعاب *المقابل* كمتوسط موزون (بإنتاج هذه الحقول، حسب تقسيمها بين تطويرية واستكشافية) لهذين المتوسطين. والمتوسطان المختاران من الجولات السابقة، جرت الإشارة لهما في *ثانياً* في المتن، هما: (أ) 1.9 دولار/برميل، وهو متوسط رسم الأتعاب لمقاولي الحقول (وجميعها تطويرية) في الجولتين 1 و2 والأحدب قبل الضريبة، بعد تنزيل حصة النظير العراقي، (ب) 5.2 دولار/برميل، وهو متوسط رسم الأتعاب لمقاولي حقلين استكشافيين في الجولة الرابعة، قبل الضريبة، بعد تنزيل حصة النظير العراقي.

من ناحية أخرى، فأن بيانات مذكرة وزارة النفط (2018) بينما تبين كمية إنتاج النفط الخام فإنها لا تبين كمية إنتاج الغاز للحقول الثلاثة في الجولة 5. وبما ان نسبة إنتاج الغاز تختلف باختلاف الحقول كما يستدل عليه من اختلاف قيمة الإيراد المفترض عن قيمة إنتاج النفط الخام، المحتسبان من المذكرة، أنظر الملحق (3) أدناه، يكون من المناسب، بالإضافة لاستخدام إنتاج النفط الخام، أيضاً استخدام قيمة الإيراد المفترض (الذي يأخذ بالاعتبار مجموع تأثير إنتاج النفط الخام والغاز) لوزن المتوسط.[22]

---

[22] حسب تعريف "البترول"، ***petroleum***، الوارد في أدلة الوزارة للحقول الاستكشافية والتطويرية، MoO (2018a, 2018b, p.8)، فإنه يعني المنتجات الهيدروكربونية، مما يعطي الانطباع أن ذلك يشمل النفط والغاز. ولقد ورد في نفس الأدلة أن الإيراد المفترض، ***Deemed Revenue***، يساوي قيمة النفط والغاز المنتجين، MoO (2018a, p.4)، (والذي يساوي أيضاً مجموع صافي التدفق النقدي للجانب العراقي والمقاول زائداً التكاليف). ولكن عند ضرب سعر تصدير النفط الخام بكمية "البترول" الواردة في بيانات الوزارة تنتج قيمة تَقِّل عن الإيراد المفترض بنسبة ملموسة، تختلف حسب الحقول الثلاثة، كما يتبين من الجداول الثلاثة في الملحق (3)، أدناه. ويشير ذلك إلى أن "البترول" في هذه الجداول يعني النفط الخام فقط. من ناحية أخرى، لم تتم الإشارة إلى الغاز المنتج ولا إلى قيمته في جداول الوزارة. إن الفرق بين الإيراد المفترض وقيمة "البترول" المنتج هي قيمة الغاز وسوائل الغاز المنتجة مع النفط في الحقول الثلاثة، كما يتبين من أدلة الجولة 5 ومذكرة وزارة النفط. أنظر الفقرة (م3–1) في الملحق (3) أدناه.

ويتبين من الحساب، باستخدام البيانات الواردة في جداول الملحق (3)، ما يلي لرسم الأتعاب *المقابل* لمقاولي الجولة 5 حسب شروط الجولات السابقة:

(1) متوسط رسم الأتعاب الموزون بالإنتاج المخطط للنفط (البترول) للحقول الثلاثة: **3.0 دولار/برميل {$3.0 = [($1.9 ×(863+748)+$5.2 ×853)\(853+863+748)]}**.

وتمثل الأرقام 748، 863، 853، حجم *البترول، [النفط الخام]، المتراكم المنتج* (مليون برميل)، على مدى عمر الإنتاج، الواردة في جداول الملحق (3) للسندباد ونفط–خانة وخضر–الماء، على التوالي.

(2) متوسط رسم الأتعاب الموزون بالإيرادات المفترضة للحقول الثلاثة: **3.2 دولار/برميل {$3.2 = [($1.9 × (58,507+41,859) + $5.2 × 66,412)\(66,412+58,507+41,859)]}**.

وتمثل الأرقام 41,859، 58,507، 66,412 *الإيراد المفترض* (مليون دولار)، على مدى عمر الإنتاج، الواردة في جداول الملحق (3) للسندباد ونفط–خانة وخضر–الماء، على التوالي، عند سعر نفط 50 دولار/برميل. ولكن بالرغم من تغير الإيرادات المفترضة للحقول الثلاثة مع تغير سعر النفط فإن نسبها مع بعضها لا تتغير (بسبب عدم تغير كمية الإنتاج للحقول الثلاثة مع تغير سعر النفط) لذلك فإن هذا المتوسط لا يتغير بتغير سعر النفط.

(3) مع تقارب هذين المتوسطين بحيث يمكن استخدم أي منهما أو متوسطهما، سنستخدم الرقم 3.2 دولار/برميل في المقارنة مع رسم الأتعاب المكافئ.

م2–3: نتائج الحسابات

جُمِّعت نتائج الحسابات لرسم الأتعاب المكافئ، للمدى الموسع لأسعار تصدير النفط 20–100 دولار/برميل، حسب الجولة 5، ورسم الأتعاب الثابت حسب الجولات السابقة، قبل وبعد الضريبة، في الجدول (1) في الملحق (1).

الملـــحق (3)

الجداول التي وردت في مذكرة ("إيضاح") وزارة النفط لثلاثة من حقول الجولة الخامسة

قبل عرض الجداول من المناسب تناول ما يشار له في مذكرة وزارة النفط (2018) وأدلة الوزارة لشروط جولة 5 "بالإيراد المفترض"، وذلك لأهميته لمختلف المؤشرات المحتسبة في جداول هذا الملحق والجداول الأخرى في هذه الورقة.

م3-1: الإيراد المفترض، *Deemed Revenue*

الإيراد المفترض هو الإيراد المتحقق من عمليات إنتاج النفط والغاز في الحقول الممنوحة في الجولة 5. ولقد ورد في المذكرة أن الإيراد المفترض في عقود هذه الجولة يحتسب كما يلي:

الإيراد المفترض = (انتاج النفط × سعر بيع برميل النفط) + (انتاج الغاز الجاف × 1/2 سعر بيع برميل النفط).

كما ورد في أدلة وزارة النفط للحقول الاستكشافية والتطويرية للجولة 5، MoO (2018a, 2018b, p.4)، تحديد أكثر تفصيلاً ودقة لأسعار سوائل الغاز، *NGLs*، والغاز الجاف، *Dry Gas*، كما يلي:

الإيراد المفترض هو قيمة الإنتاج الصافي ببراميل معادلة، *BOE*. وفي حسابه يُقَيَّم النفط الخام وسائل [سوائل] الغاز بسعر تصدير النفط الخام (بالدولار للبرميل)، ويُقَيَّم الغاز الجاف بسعر يساوي 50% من سعر تصدير النفط الخام (بالدولار للبراميل المعادلة من الغاز).

إن هذا التعريف الوارد في الأدلة يتضمن المعادلة التالية التي هي أكثر دقة من المعادلة الواردة في المذكرة:

الإيراد المفترض = (انتاج النفط الخام وسوائل الغاز × سعر تصدير برميل النفط الخام) + (انتاج الغاز الجاف ببراميل معادلة × 1/2 سعر تصدير برميل النفط الخام)

ويساوي برميل "معادل" من الغاز حوالي 6,000 قدم مكعب قياسي لأن هذا الحجم من الغاز يعادل القيمة الحرارية (*BTUs*) لبرميل من النفط الخام، حسب الأدلة المشار أليها. ولم يرد في المذكرة "كمية" الغاز (جاف وسوائل) الذي ينتج في الحقول الثلاثة في الجولة 5، المتضمنة مؤشراتها فيها، بل اقتصر على كمية النفط الخام "المخطط" إنتاجها.

وفي جداول المذكرة لحقول السندباد ونفط–خانة وخضر–الماء ليس هناك حسابات صريحة للإيراد المفترض لمجموع فترة الإنتاج. لذلك قمنا بحساب هذا الإيراد لكل من هذه الحقول، باستخدام المؤشرات الأخرى الواردة حولها في المذكرة، كما مبين من الأجزاء المظللة في الجداول (م3–1)–(م3–3)، أدناه. واستُخدم في الحساب المعادلة التالية لمجاميع المتغيرات المبينة فيها لكامل فترة العقود:

الإيراد المفترض = صافي التدفق النقدي للجانب العراقي والمقاول + التكاليف التشغيلية والرأسمالية.[23]

وفي ضوء حساباتنا هذه يتبين أن الإيراد المفترض، لكل من الحقول الثلاثة، السندباد، نفط–خانة، خضر–الماء، يتخطى قيمة إنتاج النفط الخام (أي، حاصل ضرب سعر تصدير النفط الخام بكمية الإنتاج من النفط الخام، البترول) المبين في المذكرة

[23] استُخدمت الطريقة التالية للتدقيق، ونتج عنها ذات القيمة الناتجة عن المعادلة في المتن:

$$\text{الإيراد المفترض} = \frac{\dfrac{\text{حصة المقاول من الأرباح}}{\text{نسبة المقاول من الأرباح\%}} + \text{التكاليف التشغيلية والرأسمالية}}{75\%}$$

وتساوي نسبة المقاول من الأرباح 4.6% في السندباد و14.7% في نفط–خانة و13.8% في خضر–الماء. أما 75% فهي نسبة ما يتبقى من الإيراد المفترض بعد طرح الإتاوة/الريع (25%) المدفوعة للجانب العراقي.

لهذه الحقول. فالإيراد المفترض يتخطى قيمة إنتاج النفط الخام بنسبة 12% لحقل السندباد، وبنسبة 36% لرقعة نفط–خانة، وبنسبة 56% لرقعة خضر–الماء؛ متوسط 35% للحقول الثلاثة. وهذه النسب لا تتغير بتغير سعر النفط؛ أنظر الجداول (م3–1)–(م3–3) أدناه. وتمشياً مع تعريف الإيراد المفترض، المبين في أعلاه، فأن الفرق بين الاثنين ينبغي أن يعود إلى قيمة الغاز. غير أن الفرق بين الاثنين من الكبر بحيث يتضمن أن نسبة قيمة الغاز المنتج (الى قيمة النفط الخام) من هذه الحقول تتخطى بكثير نسبة قيمة الغاز المنتج إلى قيمة النفط الخام المنتج في العراق والبالغة حوالي 5%، فقط.[24] وليس هناك إشارة لذلك في مذكرة الوزارة، مما يستدعي استطلاع هذه المسألة. على سبيل المثال، هل يشمل الإنتاج في هذه الحقول الغاز المصاحب وغير المصاحب (قبة أو حر)؟

[24] بلغ إنتاج الغاز الطبيعي في العراق متوسطاً قدره 607 قدم مكعب قياسي لكل برميل منتج من النفط الخام، خلال السنوات 2016 حتى شهر تموز 2018؛ موقع وزارة النفط الإلكتروني. وبما أن حوالي 6,000 قدم مكعب قياسي تعادل قيمتها الحرارية برميل واحد من النفط الخام فإن نسبة إنتاج الغاز الطبيعي لكل برميل نفط منتج تساوي حوالي 10% برميل "معادل" من براميل النفط الخام (10%~607\6,000×100). وبما أن سعر برميل معادل للغاز الجاف يساوي نصف سعر برميل النفط الخام، يتبين أن مجموع قيمة برميل منتج في العراق (من النفط والغاز، بافتراض عدم حرق الغاز المصاحب) = 105% (=100% + نصف × 10%) من قيمة برميل النفط الخام. أي ان قيمة الغاز المنتج تبلغ 5% من قيمة النفط الخام المنتج. بالطبع فأن الغاز المصاحب يحتوي سوائل غاز (بالإضافة للغاز الجاف) إلا انها، أهملت لغرض التبسيط.

م3-2: الجـــداول

الجدول (م3-1) حقل السندباد

Crude Oil Export Price, $/B ⟶	75	50	⟵ سعر تصدير النفط الخام، دولار/برميل
Remuneration Percentage Bid Before Tax, %	4.6	4.6	نسبة الربحية التنافسية، [نسبة المقاول من الأرباح]، قبل الضريبة، %
Remuneration Percentage Bid After Tax, %	3.0	3.0	نسبة الربحية التنافسية، [نسبة المقاول من الأرباح]، بعد الضريبة، %
Equivalent Remuneration Fee Before Tax, $/B	2.73	1.77	أجر الربحية المكافئ، [رسم الأتعاب "المكافئ"]، قبل الضريبة، دولار/برميل
Equivalent Remuneration Fee After Tax, $/B	1.77	1.15	أجر الربحية المكافئ، [رسم الأتعاب "المكافئ"]، بعد الضريبة، دولار/برميل
Contractor's Net Cash Flow [$NPV_{0\%}$ After Tax], $Million	1269	805	[صافي] التدفق النقدي للمقاول، [NPV_0 بعد الضريبة]، مليون دولار
Contractor's $NPV_{10\%}$, [After Tax], $Million	317	158	صافي القيمة الحالية (NPV_{10}) للمقاول، [بعد الضريبة]، مليون دولار
Contractor's IRR, [After Tax], %	25	18	معدل العائد الداخلي للمقاول، *IRR*، [بعد الضريبة]، %
Contractor's Remuneration [Share of Profits, BT], $Million *=Equivalent Remuneration Fee BT × Cumulative Petroleum Production*	2,040	1,326	أجور الربحية الكلية المدفوعة، [حصة المقاول من الأرباح قبل الضريبة]، مليون دولار *= أجر الربحية المكافئ قبل الضريبة* × حجم *البترول المتراكم المنتج*
Government's Net Cash Flow, [After Tax], $Million	59,269	38,804	[صافي] التدفق النقدي للحكومة، [بعد استلام الضريبة]، مليون دولار
Government's $NPV_{10\%}$, [After Tax], $Million	18,605	12,067	صافي القيمة الحالية (NPV_{10}) للحكومة، [بعد الضريبة] مليون دولار
Total Costs (Capex + Opex), $Million	2,250	2,250	الكلفة الكلية (رأسمالية + تشغيلية) ، مليون دولار
Cumulative Petroleum Production, Million Barrels	748	748	حجم البترول، [النفط الخام]، المتراكم المنتج، مليون برميل
Cost & Contactor's Take per barrel, $/B (Capex+Opex+Contractor's Take)	4.78	4.16	[كلفة إنتاج] البرميل بضمنها [حصة المقاول من] الربح، دولار/برميل
Derived Indicators			**مؤشرات محتسبة من البيانات أعلاه**
Cost per barrel (Capex + Opex), $/B	3.01	3.01	كلفة إنتاج البرميل (رأسمالية + تشغيلية)، دولار/برميل
Value of Petroleum Production, $Million	56,100	37,400	قيمة البترول المنتج (سعر النفط × حجم البترول المتراكم)، مليون دولار
Deemed Revenue, $Million	62,788	41,859	الإيراد المفترض، *Deemed Revenue*، ([صافي] التدفق النقدي للمقاول والحكومة + الكلفة الكلية)، مليون دولار
Ratio of Deemed Revenue to Value of Petroleum, %	*111.9*	*111.9*	*نسبة الإيراد المفترض إلى قيمة البترول المنتج، %*
Ratio of Contractor's Net Cash Flow to his Profit Share BT, %	*62*	*61*	*نسبة {[صافي] التدفق النقدي للمقاول} إلى {حصته من الأرباح قبل الضريبة}، %*

المصدر: وزارة النفط (2018).

ملاحظات:

(1) بالإضافة للعمودين المبينين، في هذا الجدول، يحتوي مصدر (مذكرة) الوزارة على حالة فيما لو كان العقد يشمل نظير "شريك" حكومي وشروط تصعيد *Escalation Clauses* (أُشير في المذكرة إلى *R-Factor*) على غرار جولات التراخيص السابقة. وبما انها لا تنطبق على الجولة الخامسة وجدنا عدم شمولها في هذا الجدول.

(2) تم إضافة ما يلي إلى الجدول الأصلي في مصدر الوزارة:

(أ) الأسطر المظللة بالرمادي في أسفل الجدول المعنونة "*مؤشرات محتسبة من البيانات أعلاه*".

(ب) عناوين السطور بالإنكليزية على يسار الجدول.

(ج) لمتطلبات التوضيح، وكذلك في ضوء التسبيب الوارد في النقطة التالية، أضفنا أقواس مربعة، [ ]، لمعظم الأسطر في جزء الجدول الأعلى وذلك لتبيان المعنى الفعلي للأرقام.

(3) ارقام *[صافي] التدفق النقدي* و*صافي القيمة الحالية* و*معدل العائد الداخلي للمقاول*، *IRR*:

(أ) في هذا الجدول فإن "*أجور الربحية الكلية المدفوعة*"، أي حصة المقاول من الأرباح قبل الضريبة = *أجر الربحية المكافئ قبل الضريبة* × *حجم البترول المتراكم المنتج*. من ناحية أخرى، **فأن [صافي] التدفق النقدي (قبل الضريبة) للمقاول** ينبغي أن يساوي مجموع عوائد المقاول ناقصاً مجموع التكاليف، والذي، من المفترض، **يساوي حصة المقاول من الأرباح (قبل الضريبة)**. وفي هذا الجدول تساوي **نسبة {[صافي] التدفق النقدي للمقاول} إلى {حصته من الأرباح قبل الضريبة}**، حوالي 61%. وبما أن 61% هي قريبة من 65% (وهي نسبته من الأرباح التي يستبقيها المقاول بعد دفع الضريبة) يمكن الاستنتاج أن ***[صافي] التدفق النقدي للمقاول*** في هذا الجدول يساوي، بتقريب كبير، **حصة المقاول من الأرباح بعد دفع الضريبة**.

(ب) يساوي *[صافي] التدفق النقدي للمقاول [بعد دفع الضريبة]* في هذا الجدول *صافي القيمة الحالية* بسعر خصم صفر% *(NPV_0) للمقاول*، وهذا يعني أن *(NPV_0)* محتسب لما بعد الضريبة. ويمكن الاستنتاج من ذلك أن *صافي القيمة الحالية بسعر خصم 10% (NPV_{10}) للمقاول* في هذا الجدول محتسب ايضاً لما بعد الضريبة. من ذلك يمكن الاستنتاج أيضاً أن *معدل العائد الداخلي للمقاول*، *IRR*، المحتسب في هذا الجدول هو المعدل بعد الضريبة. وتتوافق هذه الاستنتاجات مع ما ورد في المادة (b) 3.7 في دليل العقود الاستكشافية، MoO (2018a, p. 15).

الجدول (م3–2) رقعة نفط–خانة

Crude Oil Export Price, $/B ⟶	75	50	سعر تصدير النفط الخام، دولار/برميل ⟵
Remuneration Percentage Bid Before Tax, %	14.7	14.7	نسبة الربحية التنافسية، [نسبة المقاول من الأرباح]، قبل الضريبة، %
Remuneration Percentage Bid After Tax, %	9.5	9.5	نسبة الربحية التنافسية، [نسبة المقاول من الأرباح]، بعد الضريبة، %
Equivalent Remuneration Fee Before Tax, $/B	10.35	6.62	أجر الربحية المكافئ، [رسم الأتعاب "المكافئ"]، قبل الضريبة، دولار/برميل
Equivalent Remuneration Fee After Tax, $/B	6.73	4.31	أجر الربحية المكافئ، [رسم الأتعاب "المكافئ"]، بعد الضريبة، دولار/برميل
Contractor's Net Cash Flow [$NPV_{0\%}$ After Tax], $Million	5734	3641	[صافي] التدفق النقدي للمقاول، [NPV_0 بعد الضريبة]، مليون دولار
Contractor's $NPV_{10\%}$, [After Tax], $Million	686	336	صافي القيمة الحالية (NPV_{10}) للمقاول، [بعد الضريبة]، مليون دولار
Contractor's IRR, [After Tax], %	22	17	معدل العائد الداخلي للمقاول، *IRR*، [بعد الضريبة]، %
Contractor's Remuneration [Share of Profits, BT], $Million *=Equivalent Remuneration Fee BT × Cumulative Petroleum Production*	8,935	5,716	أجور الربحية الكلية المدفوعة، [حصة المقاول من الأرباح قبل الضريبة]، مليون دولار *= أجر الربحية المكافئ قبل الضريبة × حجم البترول المتراكم المنتج*
Government's Net Cash Flow, [After Tax], $Million	77,112	49,950	[صافي] التدفق النقدي للحكومة، [بعد استلام الضريبة]، مليون دولار
Government's $NPV_{10\%}$, [After Tax], $Million	11,778	7,564	صافي القيمة الحالية (NPV_{10}) للحكومة، [بعد الضريبة] مليون دولار
Total Costs (Capex + Opex), $Million	4,916	4,916	الكلفة الكلية (رأسمالية + تشغيلية) ، مليون دولار
Cumulative Petroleum Production, Million Barrels	863	863	حجم البترول، [النفط الخام]، المتراكم المنتج، مليون برميل
Cost & Contactor's Take per barrel, $/B (Capex+Opex+Contractor's Take)	12.40	9.98	[كلفة إنتاج] البرميل بضمنها [حصة المقاول من] الربح، دولار/برميل
Derived Indicators			**مؤشرات محتسبة من البيانات أعلاه**
Cost per barrel (Capex + Opex), $/B	5.70	5.70	كلفة إنتاج البرميل (رأسمالية + تشغيلية)، دولار/برميل
Value of Petroleum Production, $Million	64,725	43,150	قيمة البترول المنتج (سعر النفط × حجم البترول المتراكم)، مليون دولار
Deemed Revenue, $Million	87,762	58,507	الإيراد المفترض، *Deemed Revenue*، ([صافي] التدفق النقدي للمقاول والحكومة + الكلفة الكلية)، مليون دولار
Ratio of Deemed Revenue to Value of Petroleum, %	*135.6*	*135.6*	*نسبة الإيراد المفترض إلى قيمة البترول المنتج، %*
Ratio of Contractor's Net Cash Flow to his Profit Share BT, %	*64*	*64*	*نسبة {[صافي] التدفق النقدي للمقاول} إلى {حصته من الأرباح قبل الضريبة}، %*

المصدر: وزارة النفط (2018).

ملاحظات: نفس ملاحظات الجدول (م3–1)، فيما عدا قيمة **نسبة {[صافي] التدفق النقدي للمقاول} إلى {حصته من الأرباح قبل الضريبة}**، التي وردت في الملاحظة (أ) في النقطة (3)، فهي في هذا الجدول 64% بدلاً من 61% في الجدول (م3–1). وهي بذلك أقرب إلى النسبة 65% التي تتبقى للمقاول من حصته في الأرباح بعد دفع الضريبة.

الجدول (م3–3) رقعة خضر–الماء

Crude Oil Export Price, $/B ⟶	75	50	⟵ سعر تصدير النفط الخام، دولار/برميل
Remuneration Percentage Bid Before Tax, %	13.8	13.8	نسبة الربحية التنافسية، [نسبة المقاول من الأرباح]، قبل الضريبة، %
Remuneration Percentage Bid After Tax, %	8.9	8.9	نسبة الربحية التنافسية، [نسبة المقاول من الأرباح]، بعد الضريبة، %
Equivalent Remuneration Fee Before Tax, $/B	11.51	7.49	أجر الربحية المكافئ، [رسم الأتعاب "المكافئ"]، قبل الضريبة، دولار/برميل
Equivalent Remuneration Fee After Tax, $/B	7.48	4.87	أجر الربحية المكافئ، [رسم الأتعاب "المكافئ"]، بعد الضريبة، دولار/برميل
Contractor's Net Cash Flow [$NPV_{0\%}$ After Tax], $Million	6306	4080	[صافي] التدفق النقدي للمقاول، [NPV_0 بعد الضريبة]، مليون دولار
Contractor's $NPV_{10\%}$, [After Tax], $Million	805	460	صافي القيمة الحالية (NPV_{10}) للمقاول، [بعد الضريبة]، مليون دولار
Contractor's IRR, [After Tax], %	24	20	معدل العائد الداخلي للمقاول، *IRR*، [بعد الضريبة]، %
Contractor's Remuneration [Share of Profits, BT], $Million *=Equivalent Remuneration Fee BT × Cumulative Petroleum Production*	9,815	6,391	أجور الربحية الكلية المدفوعة، [حصة المقاول من الأرباح قبل الضريبة]، مليون دولار *= أجر الربحية المكافئ قبل الضريبة × حجم البترول المتراكم المنتج*
Government's Net Cash Flow, [After Tax], $Million	89,981	59,000	[صافي] التدفق النقدي للحكومة، [بعد استلام الضريبة]، مليون دولار
Government's $NPV_{10\%}$, [After Tax], $Million	13,464	8,749	صافي القيمة الحالية (NPV_{10}) للحكومة، [بعد الضريبة] مليون دولار
Total Costs (Capex + Opex), $Million	3,332	3,332	الكلفة الكلية (رأسمالية + تشغيلية) ، مليون دولار
Cumulative Petroleum Production, Million Barrels	853	853	حجم البترول، [النفط الخام]، المتراكم المنتج، مليون برميل
Cost & Contactor's Take per barrel, $/B (Capex+Opex+Contractor's Take)	11.40	8.79	[كلفة إنتاج] البرميل بضمنها [حصة المقاول من] الربح، دولار/برميل
Derived Indicators			**مؤشرات محتسبة من البيانات أعلاه**
Cost per barrel (Capex + Opex), $/B	3.91	3.91	كلفة إنتاج البرميل (رأسمالية + تشغيلية)، دولار/برميل
Value of Petroleum Production, $Million	63,975	42,650	قيمة البترول المنتج (سعر النفط × حجم البترول المتراكم)، مليون دولار
Deemed Revenue, $Million	99,619	66,412	الإيراد المفترض، *Deemed Revenue*، ([صافي] التدفق النقدي للمقاول والحكومة + الكلفة الكلية)، مليون دولار
Ratio of Deemed Revenue to Value of Petroleum, %	*155.7*	*155.7*	*نسبة الإيراد المفترض إلى قيمة البترول المنتج، %*
Ratio of Contractor's Net Cash Flow to his Profit Share BT, %	*64*	*64*	*نسبة {[صافي] التدفق النقدي للمقاول} إلى {حصته من الأرباح قبل الضريبة}، %*

المصدر: وزارة النفط (2018).

ملاحظات: نفس ملاحظات الجدول (م3–1)، فيما عدا قيمة **نسبة {[صافي] التدفق النقدي للمقاول} إلى {حصته من الأرباح قبل الضريبة}**، التي وردت في الملاحظة (أ) في النقطة (3)، فهي في هذا الجدول 64% بدلاً من 61% في الجدول (م3–1). وهي بذلك أقرب إلى النسبة 65% التي تتبقى للمقاول من حصته في الأرباح بعد دفع الضريبة.

المصـــادر

جياد، أحمد (2018) "خبراء النفط في العراق يعارضون ويرفضون نتائج وعقود جولة التراخيص الأخيرة"، رسالة موجهة إلى رئيس الجمهورية، رئيس وأعضاء مجلس الوزراء، رئيس وأعضاء البرلمان، ووسائل الاعلام والتواصل الاجتماعي، 8 ايار، 2018.

وزارة النفط (2018) "إيضاح من دائرة العقود والتراخيص البترولية 2018/5/27"، مذكرة منشورة على الموقع الإلكتروني لوزارة النفط في 2018/5/27،
.https://oil.gov.iq/index.php?name=News&file=article&sid=1966

مرزا، علي خضير (2018) *الاقتصاد العراقي: الازمات والتنمية*، الدار العربية للعلوم ناشرون، بيروت، آب/أغسطس.

Carmalt, S. (2017) *The Economics of Oil*, SpringerBriefs in Energy

International Energy Agency, IEA (2017) *World Energy Outlook 2017*, November.

Mills, R., al-Khateeb, L. (2018) *Iraq 5th Bid Round: Analysis*, Iraq Energy Institute, London, 19 May.

Ministry of Oil, MoO (2009a) *Final Tender Protocol for the Award of Service Contracts, Iraq's First Petroleum Licensing Round*, Petroleum Contracts and Licensing Directorate (PCLD), Baghdad, Iraq, April 23

_____(2009b) *Technical Service Contract for the -----_ Field Between ----- of The Iraqi Ministry of Oil (ROC) and ----.*

_____(2018a) *Exploration, Development and Production Contract, Contract No. _____[Area] for [Name Of Area] between [Regional Oil Company] of the Iraqi Ministry of Oil and [Contractor],*
659_EXPLORATION_DEVELOPMENT_AND_PRODUCTION CONTRACT_1.pdf.

_____(2018b) *Development and Production Contract, Contract No. _____[Area] for [Name Of Area] between [Regional Oil Company] of the Iraqi Ministry of Oil and [Contractor],* *660_DEVELOPMENT_AND_PRODUCTION.pdf.*

OPEC (2018) *World Oil Outlook 2040*, October.