

# حول معالجة الغاز الطبيعي وزيادة إنتاجه في العراق

د. علي مرزا

أيار/مايو 2023

## المحتويات

- 1 أولاً: مقدمة.
- 2 ثانياً: مكونات الغاز الطبيعي.
- 2 ثالثاً: قيمة الغاز الجاف (الطبيعي) المستورد.
- 4 رابعاً: مشاريع استغلال الغاز الطبيعي 2022-2026.
- 4 (1-4) زيادة طاقة معالجة الغاز المصاحب من الحقول النفطية المنتجة حالياً.
- 7 (2-4) زيادة طاقة إنتاج الغاز الطبيعي الحر والغاز المصاحب.
- 8 (3-4) الحاجة لمنظور متوسط/بعيد الأمد حديث لميزان النفط والغاز/الطاقة في العراق.
- 9 خامساً: المشاركة في الإنتاج والمشاركة في الأرباح.
- 10 سادساً: ملخص واستنتاجات.
- 14 مصادر الورقة.

## الجدول

- 12 الجدول (1) الطاقات القائمة في العراق والطاقات الإضافية لمعالجة الغاز المصاحب في الحقول المنتجة حالياً في المنطقة الجنوبية.
- 13 الجدول (2) الطاقات الإنتاجية المتوقعة لحقول الغاز الحر والجديدة للغاز المصاحب (للنفط) 2022-2026.

## حول معالجة الغاز الطبيعي وزيادة إنتاجه في العراق

د. علي مرزا

### أولاً: مقدمة

في جهود الإدارة الحكومية لتوفير الغاز الطبيعي (الجاف/المعالج)، لا سيما كوقود لمحطات الكهرباء، والذي يتطلب زيادة طاقات معالجته (ويتضمن إيقاف حرقه) في الحقول النفطية المنتجة حالياً، من ناحية، وزيادة إنتاج الغاز الطبيعي/المعالج الحر والمصاحب لمقابلة الحاجات المستقبلية، من ناحية أخرى، دخلت في مفاوضات/اتفاقات/عقود مع شركات عاملة وجديدة وكذلك تفعيل/تطوير عقود في جولات التراخيص النفطية/الغازية التي أبرمت خلال الفترة السابقة، ولم تنفذ بشكل مناسب. وتتصرف هذه الورقة إلى إثارة بعض الملاحظات/الاستفسارات المتعلقة بالجدوى الاقتصادية، عموماً، لبعض هذه الاتفاقات/العقود.

ومع الترحيب بجهود الإدارة الحكومية في هذا المضمار، والتي طال انتظارها، ولكن من المناسب، أيضاً، توضيح بعض جوانبها التي تتعلق بالغاز. على سبيل المثال، بالرغم من الكلفة الكبيرة لاتفاقية *Total+توتال* فإن ما ستضيفه لطاقة معالجة الغاز الطبيعي المصاحب هو 600 مليون قدم مكعب قياسي يومياً، مقمق/ي، فقط، في ما سمي مجمع غاز رطاوي *Ratawi gas hub*، في الوقت التي بدأت شركة قائمة وهي شركة غاز البصرة، منذ حوالي عامين، بإضافة طاقات جديدة مقدارها 400 مقمق/ي.<sup>1</sup> هذا إضافة لطاقتها القائمة البالغة 1,000 مقمق/ي. لذلك حتى بالرغم من وجود جوانب أخرى عديدة لاتفاق *Total+توتال* تنصرف إلى زيادة الطاقة الإنتاجية لحقل رطاوي النفطي، مشروع تصفية مياه من الخليج العربي، محطة إنتاج الكهرباء من الطاقة الشمسية، الخ، تثير هذه الورقة الاستفسار التالي: في ما يخص الغاز الطبيعي، حصراً: هل هناك موانع تعاقدية أو قانونية أو مالية، الخ، في قيام شركة غاز البصرة بالتوسع المطلوب، لا سيما وأن الجانب العراقي يشارك بنسبة 51% فيها، مقابل 30% في *Total+توتال*؟ وينصرف استفسار آخر حول مدى مساهمة جولة التراخيص الخامسة في توفير الغاز الطبيعي "المعالج"، سواء كان الحر أو المصاحب، من مشاريع صغيرة نسبياً فيها؟ مع العلم أنه في ما عدا مذكرة لوزارة النفط حول ثلاثة مشاريع نفطية صغيرة في الجولة الخامسة نُشرت، على الموقع الإلكتروني للوزارة، في سنة 2018، ليس هناك في المجال العام معلومات وبيانات

<sup>1</sup> يشير تعبير *Total + توتال* إلى مشروع اتفاقية مشاركة في الإنتاج بين العراق وشركتي *توتال-انرجيز TotalEnergies* و*قطر-انرجي QatarEnergy*. وتساهم به شركة *توتال-انرجيز* بنسبة 45%، والجانب العراقي (شركة نفط البصرة) 30%، وشركة قطر-انرجي 25%. ويمتد مداه الزمني إلى 30 سنة. أنظر: *Iraq Oil Report, IOR, 4 May, 2023*.

كافية، فنية واقتصادية وغيرها، لا سيما عن الطاقات الإنتاجية والإنتاج ومعالجة الغاز الطبيعي، الخ، لجميع الحقول النفطية والغازية، في هذه الجولة. أنظر: مرزا (2018-ب)، وكذلك (Mills & al-Khateeb (2018). ولكن قبل التعرض لهذه الملاحظات/الاستفسارات نعرض في الفقرتين التاليتين بعض الأوليات المناسبة.

### ثانياً: مكونات الغاز الطبيعي

يتكون الغاز الطبيعي الذي يخرج مع النفط من آبار النفط (الغاز المصاحب) أو من مكانه الأخرى (الحر وغاز القبة) من خليط من غاز و"سوائل"، أي أنه غاز "مبلل *wet*". وبهذه الحالة من غير الممكن استخدامه كوقود أو كمادة أولية بدون عزل مكوناته. وبشكل عام من الممكن تقسيم مكونات الغاز، لا سيما الهيدروكربونية، حسب درجه "جفافها" كما يلي:

غاز جاف <i>Dry Gas</i> عند نقله بالأنابيب، أو غاز طبيعي مُسال <i>Liquidified Natural Gas, LNG</i> عند نقله بالسفن. (80-90% ميثان، لكلا الحالتين).	Methane	ميثان
	Ethane	ايثان
غاز البترول السائل <i>Liquidified Petroleum Gas, LPG</i> .	Propane	بروبان
	Butane	بيوتان
مكثفات/غازولين طبيعي (يمزج مع النافثا والمكونات الأخرى للغازولين/البنزين).	Pentane	پنتان
	Hexane	هكسان
مكونات أخرى، مثل: كبريتيد الهيدروجين، ثاني أكسيد الكربون، بخار الماء، وأحياناً الهليوم والنيتروجين.		

ملاحظة: يتبقى تداخل بين المكونات/الاشكال أعلاه حتى بعد عزلها عن بعضها.

وتُستخدم هذه "المكونات/الاشكال" كوقود في البيوت/المكاتب والنشاطات الأخرى الصناعية والتجارية والزراعية والخدمات والنقل، الخ، وكذلك كلقيم *feedstock* في الصناعات البتروكيمياوية.

### ثالثاً: قيمة الغاز الجاف (الطبيعي) المستورد

بدأ العراق باستيراد الغاز الجاف من إيران في سنة 2017 ولا زال مستمراً. ولكن لا توجد بيانات رسمية، في المجال العام، عن كمية الغاز الجاف المستورد ولا قيمته. ولا بد من اللجوء إلى مصادر ثانوية لمعرفة الكمية المستوردة وطرق غير مباشرة لتقديرها لقيمتها.

فمن ناحية الكمية تتوفر بيانات تنشرها إدارة معلومات الطاقة الأمريكية *Energy Information Administration, EIA* عن "الغاز الجاف" الذي يستورده العراق للسنوات 2017-2021. كما تنشر منظمة

أوبك في مجموعاتها الإحصائية السنوية *Annual Statistical Bulletins* استيراد العراق من "الغاز الطبيعي" حتى 2021. وفي ما عدا 2017 تختلف أرقام كمية الاستيراد بين إدارة معلومات الطاقة الأمريكية ومنظمة أوبك. وفي ما يخص القيمة فإن بيانات ميزان المدفوعات الصادرة عن البنك المركزي العراقي تحتوي قيمة استيراد العراق من "المنتجات النفطية" (فوب وسيف *fob & cif*) كأجمالي بدون تحديد تفاصيل هذه المنتجات، للفترة 2003-2022. أما الموقع الإلكتروني لشركة تصدير النفط، سومو *State Oil Marketing Company, SOMO* فإنه يحتوي استيراد العراق من "المنتجات النفطية" تفصيلاً (وهي غازولين، ديزل، كيروسين) لسنة 2022 فقط، بمبلغ 5,300 مليون دولار، ولكن ليس لسنوات سابقة.<sup>2</sup> وبينما كانت وزارة النفط تنشر بيانات شهرية عن إنتاج الغاز الطبيعي واستخداماته وما يحرق منه وكذلك بيانات عن استيرادات "المنتجات النفطية"، ولكن ليس الغاز، فأنها توقفت عن ذلك.

وبمقارنة قيمة استيراد المنتجات النفطية الواردة في موقع شركة تصدير النفط سومو (5,300 مليار دولار) مع قيمة استيراد "المنتجات النفطية" الواردة في ميزان المدفوعات لسنة 2022 (7,270 مليون دولار) يمكن الاستنتاج أن "المنتجات النفطية" في ميزان المدفوعات تشمل استيراد الغاز الجاف بينما لا تشمل في رقم سومو. لذلك فإن الفرق بينهما والبالغ 1,970 مليون دولار يمكن اعتباره بأنه قيمة الغاز الجاف المستورد في عام 2022. ومن المناسب الإشارة إلى أنه بسبب عدم توفر بيانات عن كمية الغاز المستورد في عام 2022، حتى الآن، ليس بالإمكان معرفة سعر الغاز المستورد للعراق لأجل مقارنته بالسعر العالمي.

أما للسنوات السابقة لعام 2022 فإن قيمة استيرادات "المنتجات النفطية"، بدون كمياتها، والتي تشمل المنتجات الثلاث (غازولين، ديزل، كيروسين) للسنوات 2017-2020 زائداً الغاز البترولي السائل *LPG* للسنوات التي تسبقها فتتشر في المجموعة الإحصائية السنوية (واحصاءات التجارة الخارجية) الصادرة عن الجهاز المركزي للإحصاء (مع العلم بأنه لا تتوفر بيانات عن 2021 فيها لحد الآن). وبشكل عام تتقارب قيمة استيرادات "المنتجات النفطية" لأرقام الجهاز مع ما يرد في ميزان المدفوعات للسنوات السابقة على 2017. أما بعد 2017 وحتى 2020 فهي تختلف عنها مما يثير في الذهن، كما أشير له أعلاه، ان الفرق بينهما هو قيمة الغاز الجاف الطبيعي المستورد. غير أن الفرق لا يمثل سلسلة منسجمة لهذه السنوات. إذ ينتج عن حساب الفرق قيمة صفر لسنة 2017 وقيمة "سالبة" لسنة 2018 وقيم غير منسجمة ولا متوافقة مع الكميات المستوردة (ولا الأسعار في السوق الدولية) للسنتين 2019 و2020.

<sup>2</sup> منذ عام 2017 توقف العراق عن استيراد غاز البترول السائل *LPG* بسبب توسيع طاقة إنتاجه في شركة غاز البصرة، ليصبح بعد ذلك مُصدراً له.

## رابعاً: مشاريع استغلال الغاز الطبيعي 2022-2026

### (1-4) زيادة طاقة معالجة الغاز المصاحب من الحقول النفطية المنتجة حالياً

في تشرين الثاني/نوفمبر 2011 تم التوصل لاتفاق أنشاء شركة غاز البصرة *Basra Gas Company* كمشاركة إنتاج *production-sharing*، لفترة 25 سنة قابلة للتמיד، بين الجانب العراقي (شركة غاز الجنوب، 51%) وتحالف شركتي *Shell/Mitsubishi* (44% لشل و5% لميتسوبيشي). وكان يُستهدف من هذه الشركة إقامة مشروع لمعالجة الغاز المصاحب من الحقول الثلاثة الرملية ومجنون وغرب-القرنة-1. ولقد قُدرت تكاليفه، حينئذ، بحوالي 17.2 مليار دولار، منها 4.4 مليار دولار لإقامة مصنع الغاز الطبيعي المُسال *LNG*. وعند وصوله للطاقة الإنتاجية القصوى فإن استخدامه لمادته الأولية، التي يجهزها الشريك العراقي، وهي الغاز الطبيعي الخام، *raw gas*، تصل إلى 2,000 مليون قدم مكعب قياسي يومياً، مغمق/ي، يُستخدم منها حوالي 30% (600 مغمق/ي) في مصنع الغاز الطبيعي المسال *LNG*. وفي ذلك الوقت (الخمسة أشهر الأولى من 2012) كان إنتاج الحقول الثلاثة من الغاز المصاحب يساوي حوالي نصف هذه الطاقة الإنتاجية. لذلك ورد في اتفاقية المشروع أنه عند عدم كفاية إنتاج الحقول الثلاثة من الغاز المصاحب لاستغلال طاقة المشروع يُستكمل المتبقي من الحقول الأخرى في البصرة أو في الجنوب عموماً.<sup>3</sup> وكان مخططاً، في المقابل، أن ينتج المشروع مجموعة من المنتجات هي: (أ) الغاز الجاف *dry gas* الذي يُستخدم محلياً، لا سيما في توليد الكهرباء، (ب) الغاز البترولي السائل *LPG*، للاستهلاك المحلي، (ج) المكثفات *condensates* (لاسيما الغازولين الطبيعي) للاستهلاك المحلي و/أو التصدير، (د) الغاز الطبيعي المسال *LNG* للتصدير.

ولقد تبين من دراسة لي نُشرتها في 2012، (Merza (2012)، أن المشروع يستطيع تمويل التكاليف الرأسمالية والتشغيلية وغيرها وتحقيق ربحية مناسبة، إذا تم تحقيق مستهدفاته التصديرية. وفي تحديد عوائد وتكاليف المشروع وربحيته استخدمت الدراسة الاسعار العالمية بتطبيق المعادلات الرياضية والطريقة التي نصت عليها مسودة وثيقة اتفاقية المشروع.<sup>4</sup> وتمشياً مع تصريح لوزارة النفط، في حينه، في أن المستهلك المحلي سيدفع أسعار مدعومة للغاز الجاف والغاز البترولي السائل *LPG* فلقد افترضت الدراسة أن شركة غاز الجنوب (الشريك العراقي في شركة غاز البصرة) ستتحمل ضمن تكاليفها (في المشروع) الفرق بين الأسعار المدعومة

<sup>3</sup> في ضوء ما كان مستهدفاً، في وقته، لإنتاج الحقول الثلاثة (رميلة، غرب-القرنة-1، زبير) من النفط ليصل إلى حوالي 3.7 مليون برميل يومياً (م-ب-ي) خلال السنوات 2018-2038 فإن إنتاجها من الغاز المصاحب لهذا الإنتاج من النفط يصل إلى حوالي 2,000 مليون قدم مكعب قياسي يومياً، مغمق/ي، في تلك السنوات، مما يساوي الطاقة القصوى للمشروع. أنظر: Merza (2012).

<sup>4</sup> يمكن تنزيل هذه الدراسة باستخدام الرابط التالي:

<http://iraqieconomists.net/en/wp-content/uploads/sites/3/2013/01/Geopolitical-Risk-October-2012-3-1-1.pdf>.

(للغاز-الجاف والغاز-البترولي-السائل التي يدفعها المستهلك المحلي) والأسعار العالمية، للمنتوجين، الوارد طريقة تحديدهما في مسودة الاتفاقية. وفي ضوء هذه المعطيات (وأخرى مشمولة في الدراسة) فإن المشروع ككل وكل من مساهميه يحققون معدلات عائداً ملموسة على رأس المال المستثمر، *IRR*, *Internal Rates of Return*. أنظر أيضاً مرزا (2018-أ، الفصل 7).

ولو كانت قد تمت الموافقة على هذا المشروع بطاقة 2,000 مقمق/ي لما اضطر العراق إلى استمرار حرق الغاز بكميات كبيرة، في الجنوب على الأقل، ولما اضطر إلى استيراده من أيران ابتداءً من 2017، ولكان استفاد من تصدير الغاز الطبيعي المسال *LNG*، ولا سيما ارتفاع أسعاره بعد عام 2020.

لكن ما أثير من اعتراضات على المشروع في حينه، من قبل خبراء نفطيين ومراقبين وسياسيين عراقيين، وهي في عمومها، باعتقادي، غير مقنعة في ضوء محصلة تفاعل النواحي الاقتصادية والتكنولوجية والقانونية للمشروع، ربما ساهمت (أي الاعتراضات)، من بين عوامل أخرى، في دفع السلطات النفطية إلى إعادة مفاوضاتها مع تحالف شل/متسوبيشي مما نتج عنها إنشاء المشروع في 13/2012 بطاقة إنتاج/معالجة متدنية، مع إلغاء إقامة مصنع الغاز الطبيعي المسال *LNG*<sup>5</sup>. ولكن بالرغم من ذلك فإن طاقة معالجة الغاز لشركة غاز البصرة زادت تدريجياً بثبات منذ ذلك الحين لتستقر عند حوالي 1,000 مقمق/ي بين أواخر 2018 وأوائل 2023. مع استمرارها في إنتاج الغاز الجاف لتزويد محطات الكهرباء بالوقود وإنتاج الغاز البترولي السائل *LPG*، والمكثفات الأخرى، لغرض الاستهلاك المحلي والتصدير.<sup>6</sup> كما يجري، منذ حوالي عامين، إنشاء طاقات إضافية لمعالجة الغاز المصاحب بحوالي 400 مقمق/ي، ويتوقع انجازها خلال السنوات 2023-2025، وحينئذ ستصل الطاقة القصوى لهذه الشركة إلى حوالي 1,400 مقمق/ي. وهذه تساوي طاقة المشروع الأصلي في اتفاق تشرين الثاني/نوفمبر 2011 ناقصاً طاقة مصنع الغاز الطبيعي المسال *LNG*.

<sup>5</sup> جرى، على سبيل المثال، نقاش جاد، بوجهات نظر متعددة، حول مشروع شركة غاز البصرة، على الموقع الإلكتروني لشبكة الاقتصاديين العراقيين في شهر تشرين الأول/أكتوبر 2012 ووثق في ملف على موقع الشبكة. أنظر: شبكة الاقتصاديين العراقيين (2012)، <http://iraqieconomists.net/ar/2012/10/23/ملف-اتفاقية-شركة-غاز-الجنوب/>.

<sup>6</sup> ورد في الموقع الإلكتروني لشركة غاز البصرة أن الإنتاج الفعلي وصل مستوى قياسي، في كانون الأول/ديسمبر 2018، بحوالي 1,035 مقمق/ي، [https://www.shell.iq/en\\_iq/about-us/projects-and-sites/basrahgascompany.html](https://www.shell.iq/en_iq/about-us/projects-and-sites/basrahgascompany.html). وفي 13 آذار 2023، ورد في الموقع الإلكتروني "المريد" ما يلي: "كشفت شركة غاز البصرة، أن معدل إنتاج الغاز لديها ارتفع إلى أربعة أضعاف [مرات] إنتاجها منذ تأسيسها قبل 10 سنوات، ووصل إلى 950 مقمق (مليون قدم مكعب قياسي) يومياً. وقال مدير هيئة الإنتاج العليا وكيل مدير شركة غاز البصرة، مرفاً كاظم الأسدي في لقاء خاص مع المريد، إن الشركة وصلت أعلى معدل قياسي هذا العام بلغ 1,040 مقمق/ي، مستدركاً أن ذلك السقف وصل إلى يوم واحد خلال هذا العام، لكنه يعتبر رقم قياسي ضمن عمل الشركة وأداءها...". أنظر: <https://www.al-mirbad.com/detail/133605>. وتتضمن زيادة الإنتاج "أربع مرات" أن طاقة الإنتاج/المعالجة عند تأسيس الشركة في 13/2012 كانت لا تتجاوز 250 مقمق/ي.

لذلك في ضوء عدم كفاية طاقة معالجة الغاز المصاحب، في العراق، طيلة العقد المنصرم منذ إنشاء شركة غاز البصرة، واستمرار حرق أكثر من نصف الغاز المنتج ومن ثم استيراده، يثار استفسار حول سبب عدم اتخاذ قرار لزيادة طاقة المعالجة فيها (بأكثر من 400 مغمق/يوم) وبما يسد النقص، وبالذات في الغاز المُعالَج (الجاف)، لا سيما وأن الجانب العراقي يمتلك 51% من رأس المال والمشاركة الإنتاجية فيها؟ ولكن بدلاً من زيادة طاقة المعالجة لشركة غاز البصرة وزيادة الحقول التي تغطيها، بالمستوى اللازم، دخل العراق في تفاوض مع شركة TotalEnergies لمعالجة جزء من غاز الجنوب المصاحب، ربما بمتوسط كلفة استثمارية أعلى لوحدة طاقة المعالجة (في ما يخص الغاز) ونسبة مشاركة أقل وطاقة معالجة للغاز يصل أقصاها 600 مغمق/ي (لمعالجة الغاز المصاحب من حقول رطاوي ومجنون وغرب-القرنة-2 وطابا ولحيس). وتبلغ الكلفة المقدرة للمشروع ككل 27 مليار دولار، بما فيها تطوير حقل رطاوي النفطي ومحطة لتصفية مياه من الخليج العربي لحقن الماء المصفى في المكامن النفطية ومحطة إنتاج الكهرباء من الطاقة الشمسية، الخ، مع عدم وجود وحدة للغاز الطبيعي المسال LNG.<sup>7</sup>

وعلى كل حال، بالإضافة لمشروع توتال+Total (600 مغمق/ي) هناك مشاريع أخرى في مجال توسيع طاقات معالجة الغاز المصاحب. فكما تمت الإشارة إليه تم البدء (قبل عامين) بإنشاء معمل غاز البصرة التابع لشركة غاز البصرة، لفصل سوائل الغاز بطاقة 400 مغمق/ي يُنفَّذ على مرحلتين (كل مرحلة 200 مغمق/ي). ويؤمل أن يتم التشغيل التجريبي للمرحلة الأولى في نهاية أيار/مايو 2023.<sup>8</sup> كما يجري إنشاء وحدة معالجة للغاز في حقل حلفاية في ميسان، بإشراف الشركة المقاوله الصينية CPECC، 300 مغمق/ي، وفي حقل الناصرية والغراف وحدة معالجة 200 مغمق/ي. أي أن المشاريع الإضافية لمعالجة الغاز المصاحب

<sup>7</sup> لا تتوفر بيانات حديثة، في المجال العام، عن تجزئة الكلفة الكلية "المتداولة"، 27 مليار دولار، حسب جوانب أو مكونات مشروع اتفاق توتال+Total، التي حتى يمكن أن يكون بعضها كلف مشتركة joint costs. ولكن في ملاحظاته الموزعة عبر الإنترنت في 8 أيلول/سبتمبر، 2021، ذكر الخبير أحمد جواد، نقلاً عن تصريح لوزير النفط، أن: "الكلفة الاستثمارية لمشروع تطوير الغاز المتكامل (مجمع غاز رطاوي) تبلغ 5 مليار دولار...". واعتقد أن هذه الكلفة تتعلق بالطاقة القصوى للمشروع البالغة 600 مغمق/ي. وبالرغم من عدم وضوح التفاصيل، والحاجة إلى بيانات أوسع وأدق، فإن هذه الأرقام تشير، بشكل أولي خام، إلى ارتفاع الكلفة الاستثمارية لوحدة طاقة المعالجة في مشروع اتفاق توتال+Total، مقارنة بما ورد في الإعلام عن الكلفة الاستثمارية للطاقة الإضافية (400 مغمق/ي) لشركة غاز البصرة بحوالي 3 مليار دولار. مع ملاحظة أنني لم أجد تأكيداً رسمياً لكلفة الطاقة الإضافية لشركة غاز البصرة.

<sup>8</sup> ذُكر في تقرير فيديو على موقع Facebook لشركة غاز البصرة بتاريخ 21 كانون الثاني/يناير، 2022، أنه بعد إنشاء معمل البصرة لفصل وتسييل الغاز الطبيعي [غاز البترول السائل LPG والمكثفات] ستزداد الطاقة الإنتاجية لشركة غاز الجنوب [من 1,000 مغمق/ي إلى 1,400 مغمق/ي]. من جانب آخر، "قال نائب رئيس الوزراء لشؤون الطاقة وزير النفط السيد حيان عبد الغني خلال تفقده ومتابعته [لإنشاء هذا المعمل]، ان هذا المشروع يعد من المشاريع الاستراتيجية المهمة في قطاع الغاز، بطاقة 400 مغمق/ي، ينفذ على مرحلتين، طاقة كل وحدة إنتاجية منهما 200 مغمق/ي،... وبين عبد الغني... بدء التشغيل التجريبي للمعمل [المرحلة الأولى] وتدشينه نهاية شهر أيار/مارس [2023]". أنظر: الموقع الإلكتروني لوزارة النفط، 17 نيسان/أبريل، 2023.

المنتج حالياً في "المنطقة الجنوبية" (بصرة، ميسان، ذي قار؛ حسب تصنيف وزارة النفط)، من المتوقع أن تبلغ 1,500 مغمق/ي، خلال السنوات الثلاث أو الأربع القادمة.<sup>9</sup> هذا في الوقت الذي حُرق في العراق في 2021 ما يبلغ حوالي 1,434 مغمق/ي، مع ملاحظة أن حوالي 93% منه، أي 1,331 مغمق/ي، حُرق في المنطقة الجنوبية؛ أنظر: الجدول (1). لذلك فإن طاقة المعالجة التي ستضاف حتى عام 26/2025، في "المنطقة الجنوبية"، ستكون كافية لمعالجة الغاز الطبيعي المصاحب المنتج في هذه المنطقة، بمستوى سنة 2021. أما عند تخطي هذا المستوى في السنوات التي تعقب عام 2021، بالنسبة للمنطقة الجنوبية وللعراق ككل، فسيظهر عجز جديد في معالجة الغاز، يمكن تلافيه بإنشاء طاقات إضافية أخرى للمعالجة في المنطقة الجنوبية والمنطقة الوسطى/الشمالية (حسب تصنيف وزارة النفط) سواء للغاز المصاحب و/أو الغاز غير المصاحب، كما يتبين جانب منه في الفقرة التالية.

#### (4-2) زيادة طاقة إنتاج الغاز الطبيعي الحر والغاز المصاحب

تتطوي مشاريع الغاز الحر، لا سيما حقول عكاس في الأنبار والمنصورية في ديالى (وبدرجة أقل زيادة الإنتاج من حقل سببة في البصرة) على طاقات إنتاج ملموسة يتراوح مجموعها بين 764 و1,360 مغمق/ي؛ الجدول (2) أدناه. مع العلم أن هذه الحقول كانت قد أُحيلت في جولة التراخيص الثالثة في عام 2010، التي كانت متعلقة بها؛ أنظر مرزا (2018-أ، ص. 157). غير أنه بالإضافة لتأخر تنفيذها لأسباب تعود للشركات المقاوله الكورية والتركية (KOGAS, TPAO) فإن احتلال العصابات الإرهابية داعش لمناطقها اعتباراً من عام 2014 والقتال الذي أعقبها حتى القضاء على هذه العصابات حال دون تنفيذ عقود عكاس والمنصورية. مع ملاحظة أن وزارة النفط حققت، بعد انسحاب شركة KOGAS، من خلال الجهد الوطني، إنتاجاً في حقل عكاس بلغ حديثاً 60 مغمق/ي، كما تهدف إلى إيصال الإنتاج إلى 400 مغمق/ي.<sup>10</sup> وتبدي حالياً شركة كورية أخرى KPM رغبتها في تشغيل هذا الحقل وتستهدف الوصول لطاقة 960 مغمق/ي، مقارنة مع 400 مغمق/ي

<sup>9</sup> قارن هذه الكمية مع ما صرح به وزير النفط في 5 تشرين الثاني/نوفمبر، 2022: "ان الكميات المتوقع اضافتها الى الانتاج الوطني من مشاريع استثمار [استغلال] الغاز المصاحب تصل إلى اكثر من 1,100 مغمق (مليون قدم مكعب قياسي باليوم) في غضون السنوات القليلة القادمة". أنظر: الموقع الإلكتروني لوزارة النفط، 5 تشرين الثاني/نوفمبر، 2022، <https://oil.gov.iq/?page=1267>. ومن المناسب الإشارة إلى أن 1,500 مغمق/ي المذكورة في المتن هي إضافة على الطاقات الإنتاجية/المعالجة كما كانت قائمة في عام 2021 في حين أن تصريح وزير النفط ربما قد يكون مقارنة بسنة 2022. وهو ربما اعتبر المرحلة الأولى من معمل البصرة، العائد لشركة غاز البصرة، والتي قطعت شوطاً كبيراً في التشييد بأواخر 2022، عائدة لتلك السنة. وربما يسري الأمر على جزء من طاقة المعالجة في حقل حلفاية، الذي أنجز منه في شباط/فبراير، 2022 حوالي 51% حسب الموقع الإلكتروني لوزارة النفط في 19 شباط/فبراير، 2022، الخ.

<sup>10</sup> أنظر: الموقع الإلكتروني لوزارة النفط في 30 آذار/مارس، 2023.

التي كانت تهدف إليها الشركة الكورية KOGAS في جولة التراخيص الثالثة، قبل انسحابها.<sup>11</sup> ولكن لم يتم الوصول إلى قرار بشأن احالة حقل عكاس حتى الآن، ويتوقع أن يتم عرضه في جولة التراخيص السادسة. أما حقل المنصورية فلقد ورد في بيان لوزارة النفط أحالته لشركة صينية ليصل إلى طاقة 300 مغمق/ي.<sup>12</sup> وفي ما يخص حقل سيبية فلقد وصل إنتاج الغاز فيها في أوائل 2023 إلى حوالي 64 مغمق/ي ويتوقع أن يزداد مستقبلاً إلى 100 مغمق/ي. الجدول (2).

أما مشاريع الجولة الخامسة فهي مشاريع صغيرة نسبياً، أربعة منها لإنتاج النفط ومن ثم الغاز المصاحب وأثنان لإنتاج الغاز الحر، وهي جميعاً حقول حدودية. الجدول (2).

ومن المناسب التأكيد على أن المشاريع المذكورة أعلاه سواء للغاز الحر أو للنفط/الغاز-المصاحب لا علاقة لها بالغاز المصاحب الذي ينتج ويحرق حالياً. وهي تمثل إضافة لإنتاج الغاز الذي يؤمل أن تتم معالجته (ولا يحرق منه شيء بالنسبة للغاز المصاحب)، والذي سيساهم في سد العجز الممكن مستقبلاً نتيجة لزيادة حاجة توليد الطاقة الكهربائية والاستخدامات الصناعية والتجارية والزراعية والخدمية والمنزلية، المشار إليها أعلاه.

### (3-4) الحاجة لمنظور متوسط/بعيد الأمد حديث لميزان النفط والغاز/الطاقة في العراق

تثير الاستفسارات الواردة في الفقرة (1-4) أعلاه والطاقت التي اقترحت/أقرت للغاز (والنفط) والمفاوضات/الاتفاقات التي جرت أو أُبرمت خلال السنوات الثلاث الماضية، والسنة الحالية، والتي ورد ذكر بعضها في الفقرتين (1-4) و(2-4)، مسألة الحاجة لمنظور *outlook* مستقبلي متوسط/بعيد الأمد، يبين من بين متطلبات عديدة، تطور مقدار الحاجة للغاز وكيفية إشباعها، وتنظيم تطور العرض من والطلب على الطاقة عموماً، داخلياً وخارجياً، من خلال مؤسسات وسياسات قائمة على تخطيط سليم وعمليات متابعة وتقييم مستمرين. وفي غياب مثل هذا المنظور، غالباً ما يتم اللجوء لحلول وبرمج مستعجلة وغير مفسرة أو مبررة اقتصادياً بشكل منهجي مُقنع، لبعض منها. وبالرغم من إشارة المنهاج الوزاري (تشرين الأول /أكتوبر 2022) للاستراتيجية الوطنية المتكاملة للطاقة *Integrated National Energy Strategy, INES* كإطار تلتزم به

<sup>11</sup> انظر: *Iraq Oil Report, IOR*, 11 April, 2023.

<sup>12</sup> "أعلن وزير النفط... احسان عبد الجبار اسماعيل أن الوزارة تعمل على تنفيذ ثلاثة مشاريع واعدة لاستثمار [استغلال] الغاز في محافظات "البصرة، وميسان، وذي قار سوف تضيف أكثر من 1,000 مغمق/ي إلى الإنتاج الوطني... وأشار إلى نجاح الوزارة في إحالة عقد المنصورية الغازي في محافظة ديالى إلى إحدى الشركات الصينية العالمية لاستثمار الغاز الحر، وبكمية تصل إلى 300 مغمق/ي". الموقع الإلكتروني لوزارة النفط، 30 نيسان/أبريل، 2021.

الإدارة الحكومية، إلا أن هذه "الاستراتيجية" وضعت قبل أكثر من عشر سنوات، والتي تغيرت الظروف العالمية والمحلية خلالها بشكل جوهري، لا سيما مسألة مدى سرعة التوجه نحو الطاقات النظيفة، من ناحية، واختلاف الطاقات الإنتاجية المتحققة للنفط والغاز في العراق، خلال العقد المنصرم، عما ورد فيها، من ناحية أخرى. أنظر: مرزا (2022).

لذلك يكون من المناسب تحديث هذه الاستراتيجية أو وضع استراتيجية بديلة، ذات منظور متوسط/بعيد الأمد لتكون نقطة إشارة وخارطة طريق لقطاع الطاقة في العراق، من ناحية، ومن ضمن مسار مستدام للتنمية، لا سيما للتنوع الاقتصادي، من ناحية أخرى.

### خامساً: المشاركة في الإنتاج والمشاركة في الأرباح

بعد تغيير 2003 كانت اتفاقية شركة غاز البصرة أول شكل من أشكال المشاركة في الإنتاج *Production-Sharing Agreement, PSA* بين الجانب العراقي والشركات النفطية. وفي مثل هذه الاتفاقيات تُحدد حصص المشاركين في الإنتاج ومساهماتهم المتناسبة مع هذه الحصص في التكاليف الرأسمالية والتشغيلية والتسويقية، الخ. ويتضمن ذلك أن المساهمين يشاركون في الربح ويتحملون الخسارة بالتناسب مع حصصهم المذكورة. من جانب آخر، جاءت جولة التراخيص الخامسة بمبدأ مشاركة "الشركة المقاوله" في الأرباح *Profit-Sharing Agreement* بنسب تُحدد عند احالة العقود. وخلافاً لاتفاقية المشاركة في الإنتاج، لا تُحدد اتفاقية المشاركة في الأرباح حصص إنتاجية للجانبين العراقي والأجنبي ولا بما يتناسب معها من المساهمة في التكاليف. فهي إذن ليست اتفاقيات مشاركة في الإنتاج، فالجانب الأجنبي يشارك في الأرباح ولكنه لا يشارك في تحمل الخسائر. أنظر: مرزا (2018-ب). ومن الجدير ذكره أن بحث Mills & al-Khatteeb (2018, pp. 12-19) يوضح النتيجة ذاتها، وهي أن عقود الجولة الخامسة لا تعتبر عقود مشاركة في الإنتاج. ففي تصنيف أنواع العقود النفطية/الغازية الاستخراجية في العراق يُصنّف هذا البحث العقود الإتحادية في الجولات الأربعة الأولى بأنها عقود خدمة *Technical Service Contracts* وعقود الجولة الخامسة بأنها عقود مشاركة في الإيرادات/الأرباح *Revenue-Sharing*، أما عقود إقليم كردستان فَيُصنّفها بأنها عقود مشاركة في الإنتاج *Production-Sharing Contracts*؛ ص. 13. 13

<sup>13</sup> بالرغم من اختلاف عقد مشاركة - الأرباح عن عقد مشاركة-الإنتاج فبسبب المشاركة في الأرباح، ففي كلاهما تُدفع للدولة اتاوة/ربح *royalty* (25% في الجولة الخامسة)، نفس المصدر ص. 14. وينطبق دفع الإتاوة/الربح أيضاً على عقود الامتياز سابقاً في العراق، سواء قبل خمسينيات القرن الماضي عندما كانت عوائد العراق، من الشركات النفطية صاحبة الامتياز، تقتصر على الإتاوة/الربح، أو بعد "مناصفة" الأرباح معها، في أوائل الخمسينيات حتى تأميم هذه الشركات (خلال 1972-1975).

وخلالاً لعقود جولات التراخيص الثالثة والرابعة التي كانت قائمة على منح الشركة المقابلة رسم أتعاب remuneration fee ثابت عن كل برميل معادل (للنفط) من الغاز المنتج/المعالج في حقول الغاز، يبدو من الآن فصاعداً سيكون شكل التعاقد أما مشاركة في الأرباح كما في عقود جولة التراخيص الخامسة، أو مشاركة في الإنتاج، كما يبدو من مشروع اتفاقية توتال+Total. وربما سيطبق ذلك على حقول عكاس والمنصورية، التي كانت قد أحييت برسم أتعاب ثابت في جولة التراخيص الثالثة عام 2010، بمقدار 5.5 دولار و7.0 دولار لكل برميل معادل من الغاز، على التوالي؛ بعد إعادة احالتها.<sup>14</sup>

### سادساً: ملخص واستنتاجات

- (1) تثير هذه الورقة الاستفسار التالي: في ما يخص معالجة الغاز الطبيعي المصاحب هل هناك موانع تعاقدية أو قانونية أو مالية، الخ، في قيام شركة غاز البصرة بالتوسع المطلوب، لا سيما وأن الجانب العراقي يشارك بنسبة 51% فيها، مقابل 30% في مشروع اتفاقية توتال+Total؟
- (2) كذلك يثار استفسار حول مدى مساهمة عقود جولة التراخيص الخامسة في توفير الغاز الطبيعي "المعالج"، سواء كان الحر أو المصاحب، من مشاريع صغيرة نسبياً فيها؟ مع العلم أنه في ما عدا مذكرة لوزارة النفط حول ثلاثة مشاريع نفطية صغيرة في الجولة الخامسة نُشرت في سنة 2018، ليس هناك في المجال العام معلومات وبيانات كافية، فنية واقتصادية وغيرها، لا سيما عن الطاقات الإنتاجية والإنتاج ومعالجة الغاز الطبيعي، الخ، لجميع الحقول النفطية والغازية، في هذه الجولة.
- (3) يتم حالياً التعاقد بمشاريع نفطية وغازية بدون وجود منظور، حديث، متوسط/بعيد الأمد حول النفط/الغاز/الطاقة في العراق. فبالرغم من إشارة المنهاج الوزاري (تشرين الأول/أكتوبر، 2022) للاستراتيجية الوطنية المتكاملة للطاقة INES كإطار تلتزم به الإدارة الحكومية، إلا أن هذه "الاستراتيجية" وضعت قبل أكثر من عشر سنوات، والتي تغيرت الظروف العالمية والمحلية خلالها بشكل جوهري، لا سيما مسألة مدى سرعة التوجه نحو الطاقات النظيفة، من ناحية، واختلاف الطاقات الإنتاجية المتحققة

<sup>14</sup> لرسم الأتعاب أنظر: مرزا (2018-أ، ص. 157). وفي ما يخص تعبير برميل معادل للنفط barrel of oil equivalent فإنه يعني كمية الغاز الطبيعي (حوالي 6,000 قدم مكعب قياسي) التي ينتج عنها طاقة energy مساوية للطاقة التي يطلقها برميل واحد من النفط الخام، والتي تساوي حوالي 5.8 مليون BTU (وحدة حرارية بريطانية)،.

للنفط والغاز في العراق خلال العقد المنصرم عما ورد فيها، من ناحية أخرى. لذلك يكون من المناسب تحديث هذه الاستراتيجية أو وضع استراتيجية بديلة، ذات منظور متوسط/بعيد الأمد لتكون نقطة إشارة وخارطة طريق لقطاع الطاقة في العراق، من ناحية، ومن ضمن مسار مستدام للتنمية، لا سيما للتنويع الاقتصادي، من ناحية أخرى.

(4) خلافاً لعقود جولات التراخيص الثالثة والرابعة في منح الشركات المقاوله رسم أتعاب ثابت عن كل برميل معادل (للنفط) من الغاز المنتج/المعالج في حقول الغاز، يبدو من الآن فصاعداً سيكون شكل التعاقد أما مشاركة في الأرباح كما في عقود الجولة التراخيص الخامسة، أو مشاركة في الإنتاج، كما يبدو من مشروع اتفاقية توتال+Total. وربما سيطبق ذلك على حقول عكاس والمنصورية، التي كانت قد أحييت برسم أتعاب ثابت في جولة التراخيص الثالثة 2010، بعد إعادة احالتها.

(5) خلافاً لاتفاقية المشاركة في الإنتاج، فإن اتفاقية المشاركة في الأرباح لا تحدد حصص إنتاجية للجانبين العراقي والأجنبي ولا بما يتناسب معها من المساهمة في التكاليف، وفيها يشارك الجانب الأجنبي في الأرباح ولكنه لا يشارك في تحمل الخسائر. فاتفاقية المشاركة في الأرباح أذن ليست اتفاقية مشاركة في الإنتاج.

(6) تتسم البيانات الرسمية، المتاحة في المجال العام، لاستيرادات (وصادرات) الغاز والمنتجات النفطية، قيمةً وكميةً، بتواضع الاتساق والشمول والتفصيل. فليس هناك بيانات رسمية عن استيرادات الغاز المصاحب (الجاف). أما استيرادات المنتجات النفطية (عدا الغاز) فتتوفر، تفصيلاً، في بيانات الجهاز المركزي للإحصاء بالقيمة دون الكمية وبتأخر حوالي سنتين، عادة. وفي بيانات ميزان المدفوعات تتوفر استيرادات ما يطلق عليه "المنتجات النفطية" كمجموع وبشكل مستمر ولكن بالقيمة فقط ودون تفصيل أو الإشارة إلى استيرادات الغاز، التي أعتقد أنها تشملها منذ 2017، وبشكل عام تتقارب مع بيانات قيمة الاستيراد في احصائيات التجارة الخارجية قبل 18/2017. وبعد أن كانت وزارة النفط توفر بيانات عن إنتاج الغاز وحرقة توقفت عن ذلك. أما شركة تصدير النفط، سومو، فتوفر بيانات تفصيلية عن استيراد (وصادرات) المنتجات النفطية كميةً وقيمةً (دون شمولها للغاز) ولكن لسنة 2022 فقط. إن هذا التقطع وتواضع الاتساق والشمول والتفصيل يعيق من تقديم صورة وتحليل مناسبين، والذي يظهر واضحاً، على سبيل المثال، من شح وتضارب تقديرات قيمة الغاز المستورد، المتاحة في المجال العام.

الجدول (1) الطاقات القائمة في العراق والطاقات الإضافية لمعالجة الغاز المصاحب في الحقول المنتجة حالياً في المنطقة الجنوبية

مقّم/ي		
	<b>إنتاج ومعالجة الغاز الطبيعي في العراق 2021</b>	
2,756	إنتاج الغاز المصاحب.	
1,323	ناقصاً الطاقة القائمة لاستغلال ومعالجة الغاز المصاحب.	
1,434	يساوي الغاز المصاحب المحروق في العراق:	
1,331	منه المحروق في المنطقة الجنوبية (93%).	
	<b>طاقات إضافية لمعالجة الغاز المصاحب في المنطقة الجنوبية 2022-2026</b>	
مقّم/ي	الحقل	المحافظة
300	الشركة المقاوله الصينية CPECC: حفاية.	ميسان
200	الناصرية، الغراف.	ذي قار
400	شركة غاز البصرة: الرميلة، غرب القرنة-1، الزبير.	البصرة
600	توتال+Total. رطاوي، مجنون، غرب القرنة-2، طوبا، لحيس.	
<b>1,500</b>	<b>مجموع الطاقات الإضافية لمعالجة الغاز المصاحب في الحقول المنتجة للنفط</b>	

المصادر:

(1) إنتاج ومعالجة الغاز الطبيعي في العراق 2021: مرزا (2022)، والموقع الإلكتروني لوزارة النفط.

(2) طاقات إضافية لمعالجة الغاز المصاحب في المنطقة الجنوبية 2022-2026:

(أ) حفاية: الموقع الإلكتروني لوزارة النفط 19 شباط/فبراير، 2022.

(ب) الناصرية، غراف: الموقع الإلكتروني لوزارة النفط 19 أيلول/سبتمبر، 2021، و 29 أيار/مايو، 2023.

(ج) شركة غاز البصرة:

الموقع الإلكتروني لوزارة النفط 14 نيسان/أبريل، 2023.

الموقع الإلكتروني لشركة غاز البصرة:

[https://www.shell.iq/en\\_iq/about-us/projects-and-sites/basrahgascompany.html](https://www.shell.iq/en_iq/about-us/projects-and-sites/basrahgascompany.html)

(د) توتال+Total:

OilPrice.com: 4 April, 2023.

Iraq Oil Report, IOR: 4 April, and 4 May 4, 2023.

ملاحظة: "المنطقة الجنوبية" حسب تصنيف وزارة النفط تشمل محافظات: البصرة، ميسان، ذي قار.

الجدول (2) الطاقات الإنتاجية المتوقعة لحقول الغاز الحر والجديدة للغاز المصاحب (للنفط) 2022-2026

إنتاج الغاز مقّمق/ي	إنتاج النفط (الذروة Plateau) أ-ب-ي	الحقل	
			غاز حر
960 - 400		عكاس	الأنبار
300		المنصورية	ديالى
100 - 64		سيبة	البصرة
<b>1,360-764</b>		<b>المجموع</b>	
			عقود جولة التراخيص الخامسة مشروعين للغاز الحر
		جلابات-الكمّر، خشم-الأحمر-انجانا	ديالى
			أربعة مشاريع للنفط الخام (والغاز المصاحب)
72	118	نفط-خانة	ديالى
		حويزة	ميسان
133	218	سندباد، خضر-الماء	البصرة
		<b>المجموع</b>	

المصادر:

(1) الطاقة الإنتاجية المتوقعة لحقول عكاس والمنصورية: *Iraq Oil Report, IOR: 11 April, 2023*.

(2) الطاقة الإنتاجية القائمة والمتوقعة لحقل سيبة:

(i) Reuters (2018) 'Kuwait Energy starts producing natural gas from field in southern Iraq', 25 April.

(ii) Oil & gas field profile: Siba Conventional Gas Field, Iraq, 26 April, 2023, <https://www.offshore-technology.com/marketdata/oil-gas-field-profile-siba-conventional-gas-field-iraq/>.

(3) عقود جولة التراخيص الخامسة:

(أ) إنتاج نفط الذروة للحقول النفطية المبيّنة في الجدول: مرزا (2018-ب).

(ب) إنتاج الغاز المصاحب للحقول النفطية المبيّنة في الجدول: قُدّرَ بما يساوي: إنتاج الذروة للنفط × معدل الغاز المصاحب (605 قدم مكعب) لإنتاج برميل النفط في المنطقة الجنوبية كمتوسط للسنوات 2010-2018، وهي السنوات التي توفرت عنها بيانات. مع العلم أنه تم اختيار المنطقة الجنوبية (بصرة، ميسان، ذي قار؛ حسب تصنيف وزارة النفط) وذلك لاستثناء إقليم كردستان الذي زاد إنتاج الغاز الحر فيه بأسرع من باقي العراق. من جانب آخر، لم يُطرح من إنتاج الغاز الكلي في المنطقة الجنوبية إنتاج الغاز الحر من حقل سيبة (والذي بدأ من الصفر في 2010 ووصل إلى 64 مقّمق/ي في أوائل 2023) لأن الطرح لا يؤثر كثيراً على حساب عدد براميل الغاز المصاحب لإنتاج برميل النفط في المنطقة الجنوبية.

ملاحظة: مقّمق/ي: مليون قدم مكعب قياسي يومياً، أ-ب-ي: ألف برميل يومياً.

## مصادر الورقة

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

مرزا، علي (2018-ب) "مسائل اقتصادية-نفطية، معدل عائد المقاول في عقود التراخيص النفطية الخمسة  
في العراق"، شبكة الاقتصاديين العراقيين، 3 تشرين الثاني/نوفمبر 2018. ولقد أعيد نشر نسخة منقحة  
منها في: علي خضير مرزا (2021) *أوراق اقتصادية ونفطية - العراق والعالم، المجلد الثاني*، منشورات  
شبكة الاقتصاديين العراقيين:

[http://iraqieconomists.net/ar/wp-content/uploads/sites/2/2021/02/Merza\\_Vol\\_2\\_Economic\\_Energy\\_Iraq.pdf](http://iraqieconomists.net/ar/wp-content/uploads/sites/2/2021/02/Merza_Vol_2_Economic_Energy_Iraq.pdf).

\_\_\_\_\_ (2022) "جوانب من سياسات واستراتيجية النفط والغاز/الطاقة في العراق 2003-2022: آن الأوان  
لمسار مستدام"، شبكة الاقتصاديين العراقيين، 2 كانون الأول/ديسمبر 2022. ولقد أعيد نشر نسخة  
منقحة منها في: علي خضير مرزا (2023) *أوراق اقتصادية ونفطية - العراق والعالم، المجلد الثالث*،  
منشورات شبكة الاقتصاديين العراقيين، نيسان/أبريل:

### Merza-Iraq & the World Volume III.

شبكة الاقتصاديين العراقيين (2012) *ملف اتفاقية شركة غاز الجنوب*، 23 تشرين الأول/أكتوبر،  
<http://iraqieconomists.net/ar/2012/10/23/ملف-اتفاقية-شركة-غاز-الجنوب>.

Merza, A. (2012) 'Pricing and Profitability in the Gas Deal of Southern Iraq', *Energy & Geopolitical Risk*, Volume 3, No. 9, October,  
<http://iraqieconomists.net/en/wp-content/uploads/sites/3/2013/01/Geopolitical-Risk-October-2012-3-1-1.pdf>.

Mills, R., L. al-Khatteeb (2018) *Iraq 5th Bid Round: Analysis*, Iraq Energy Institute,  
Publication Number: IEI190518, 19 May.