

Pétrole et gaz de schiste en Argentine : le cas de Vaca Muerta

Gerardo Rabinovich*

@ 92737

Mots-clés : politique énergétique, pétrole, gaz naturel, stratégie, ressources

L'existence d'importantes ressources de pétrole et de gaz de schiste en Argentine, largement concentrées dans la formation géologique de Vaca Muerta, a suscité de fortes attentes dans le pays chez des gouvernements, même de tendances différentes. Cependant, après dix ans de démarrage d'exploitation, les résultats ne sont pas ceux escomptés, ce qui fait douter de la compétitivité de ce pétrole et de ce gaz non conventionnels. Cet article envisage les possibilités de développer un projet international à Vaca Muerta. Avec les chiffres officiels et en adoptant une méthode d'évaluation coût-bénéfice, les principaux indicateurs économiques obtenus ne sont pas encourageants.

Introduction

Les informations de l'Energy Information Administration (EIA) ont mis en évidence le potentiel important de pétrole et de gaz naturel de schiste dans la formation géologique nommée Vaca Muerta, créant un grand espoir en Argentine, qui de ce fait a été placée en deuxième place dans le monde pour le potentiel de ressources techniquement récupérables (RTR) de gaz naturel avec plus de 800 TCF (le *trillion cubic feet* vaut environ 28 milliards de m³) — ce sont bien sûr des réserves non prouvées —, et à la quatrième place dans le cas du pétrole, avec 27 milliards de barils.

Le contexte de l'industrie pétrolière au début des années 2010 semblait florissant avec des prix annuels moyens proches de 100 US\$/baril pour le *West Texas Intermediate* (WTI),

provoquant l'essor de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis et quelques années plus tard de l'exploitation du pétrole de schiste, ce qui a conduit ce pays à la première place mondiale en 2019, avec une production moyenne de 17 millions de barils/jour. Mais, à partir de 2014, les prix ont chuté de moitié, en raison de l'offre excédentaire d'hydrocarbures non conventionnels sur les marchés internationaux, dans un contexte de concurrence avec le brut de l'Arabie saoudite et de la Russie, qui ont gagné des parts de marché en Extrême-Orient, notamment en Chine. Les prix se sont effondrés en 2020 en raison de la chute de la demande causée par la pandémie de Covid-19 [BP, 2012-2019; AIE, 2020; Energy Intelligence, 2020].

En 2014, l'Argentine avait perdu son autosuffisance énergétique en raison des crises macroéconomiques successives dans le pays qui, depuis la fin des années 1990, ont eu un impact sur ses réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel, engendrant une baisse continue de la production domestique, insuffisante pour faire face à une demande croissante, en particulier pour le gaz naturel. À partir de

* Institut argentin de l'Énergie «Général Mosconi» (cf. biographies p. 48).

L'auteur tient à remercier le professeur Jacques Percebois de lui avoir permis de discuter de cette analyse avec lui et pour ses suggestions, son suivi et ses encouragements dans la rédaction de cet article.

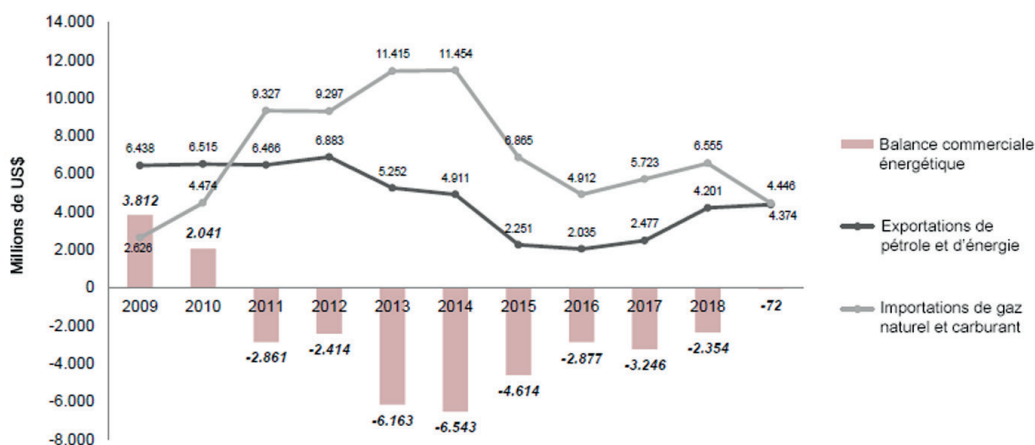


Figure 1. Balance du commerce international des hydrocarbures, République argentine, 2009-2019

Source : AIE sur base INDEC

2011, la balance commerciale énergétique de l'Argentine devient négative à 2861 millions de dollars américains (US\$), atteignant un sommet de 6543 millions de dollars américains en 2014, et elle n'est équilibrée qu'à la fin de 2019 (voir la Figure 1) [Institut argentin de l'Énergie «Général Mosconi», 2019]. Dans cette situation, la possibilité d'inverser cette dynamique négative représentait un défi qui pouvait être atténué par l'existence d'un potentiel significatif d'hydrocarbures non conventionnels. Cette attente a conduit les différents gouvernements qui ont traversé les deux dernières décennies à imaginer que le pétrole et le gaz naturel de schiste constitueraient un levier pour le développement économique du pays et pour la sortie des crises macroéconomiques récurrentes qui ne pouvaient pas trouver de solution, sans parler des défis découlant des engagements pris par le pays dans la lutte contre le changement climatique (voir encadré 1).

Les questions sur les débats liés à la volatilité des marchés internationaux conduisent à une étude pour évaluer les coûts et avantages pour le pays de trois scénarios possibles : a) maintenir son autosuffisance et se limiter à l'approvisionnement du marché intérieur; b) développer des champs non conventionnels (Vaca Muerta) pour répondre à la demande

intérieure et générer des excédents via les exportations régionales de gaz naturel vers les pays voisins et de pétrole vers les marchés internationaux, et c) faire des investissements massifs afin de générer des excédents d'exportation substantiels de pétrole et de gaz naturel vers les marchés internationaux, dans ce dernier cas sous forme de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en particulier.

1. Les hydrocarbures non conventionnels en Argentine

Avant d'aborder le potentiel argentin d'hydrocarbures non conventionnels, en particulier dans la formation de Vaca Muerta, il faut rappeler que le coût d'accès à ces ressources est plus élevé que celui des ressources conventionnelles. Deux ruptures technologiques ont rendu possible leur production massive, même si elle demeure coûteuse : la fracturation hydraulique d'une part (*fracking*) et le forage horizontal d'autre part [Hansen, Percebois, 2015].

La révolution du schiste a été un succès aux États-Unis où la ressource appartient au propriétaire foncier; il est également rare de trouver dans d'autres pays un marché des capitaux aussi robuste, capable de soutenir financièrement des activités à haut risque et à forte

intensité en capital comme l'exploration et la production d'hydrocarbures non conventionnels et de disposer de ressources humaines suffisantes pour exploiter cette technologie complexe. Selon les estimations faites en 2014, pour que la production non conventionnelle soit rentable, les prix minimaux (seuil de rentabilité) aux États-Unis étaient de l'ordre de 4 US\$/Mbtu pour le gaz, et entre 70 et 90 US\$/baril pour le pétrole. Actuellement, les progrès technologiques ont réduit ces valeurs minimales à 40 US\$/baril dans certaines formations pétrolières et en dessous de 2 US\$/Mbtu pour le gaz naturel. Suite à la Covid-19, le marché pétrolier international s'est effondré en 2020 et sa reprise sera très longue et incertaine [Krauss, 2020], ce qui met en doute la durabilité de l'exploitation de ces ressources.

En Argentine, l'évaluation de l'Energy Information Administration des États-Unis (EIA) a été reçue avec beaucoup d'enthousiasme, puisque le pays est le deuxième au monde avec 801 TCF de gaz naturel, juste derrière la Chine. Avec 27 milliards de barils de pétrole, l'Argentine se classe quatrième dans le monde, derrière les États-Unis, la Russie et la Chine [Energy Information Administration, 2015]. Ces données, associées à l'expérience réussie de l'industrie pétrolière nord-américaine dans ce domaine, ont incité le pays à promouvoir diverses actions, sur lesquelles nous reviendrons plus loin. Cette politique a également été encouragée par les États-Unis, pays très intéressé par l'exportation de la technologie développée par ses entreprises. Cela permettrait aussi de renforcer sa sécurité énergétique dans une zone de la planète sans conflits majeurs, politiquement et diplomatiquement proche.

Plus de 80 % de ces ressources potentielles se trouvent dans le sud-ouest du pays, principalement dans la province de Neuquén, mais aussi dans les provinces de Mendoza et Rio Negro, dans la formation géologiquement connue sous le nom de Vaca Muerta. Comme le montre la Figure 2, la zone de Vaca Muerta est géographiquement située dans le sud-ouest de l'Amérique du Sud, près de la cordillère des Andes : on y prévoit l'existence d'abondantes

ressources liquides à l'est, de fortes ressources humides au centre (mix pétrole-gaz) et de gaz sec à l'ouest.

La révélation d'un tel potentiel et le contexte difficile lié à la baisse de la production de pétrole et de gaz conventionnels depuis 1998, à l'origine d'importants déficits de la balance commerciale (voir Figure 2), ont été des facteurs déclenchants de l'expropriation puis de la nationalisation de 51 % des parts de Repsol dans YPF. L'entreprise est passée aux mains de l'État argentin, devenu ainsi son actionnaire majoritaire en 2012. Le coût de cette opération pour l'Argentine a été de l'ordre de 5 milliards de US\$, versés à Repsol sous forme d'obligations. En raison de quelques affaires judiciaires encore ouvertes devant les tribunaux de New York, ce coût pourrait augmenter.

Le nouveau modèle de contrat pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels a été confirmé par une nouvelle loi reprenant les modifications introduites dans le cas pilote YPF-Chevron, définissant de nouvelles concessions et modalités pour les exploitations non conventionnelles. Les nouvelles dispositions fixent la superficie maximale pour les exploitations non conventionnelles à 250 km² et la nouvelle durée de concession à 35 ans (contre 25 ans auparavant); elles établissent un nouveau régime de promotion des investissements pour l'exploitation du gaz et du pétrole. En octobre 2014, la loi 27007 a été promulguée, consolidant le modèle de contrat pour l'exploitation des ressources non conventionnelles préalablement convenu pour l'entrée de Chevron et par la suite d'autres *International Oil Companies* (IOC, compagnies pétrolières internationales) dans le gisement. L'objectif de ce cadre est de donner une sécurité juridique aux investissements à réaliser par les entreprises.

Une fois le cadre juridique établi, au cours des deux premières années, les IOC ne se sont guère intéressées à investir en Argentine, mais à partir de 2016 l'arrivée d'un nouveau gouvernement a créé un courant de confiance qui a accéléré l'activité à Vaca Muerta. Néanmoins,

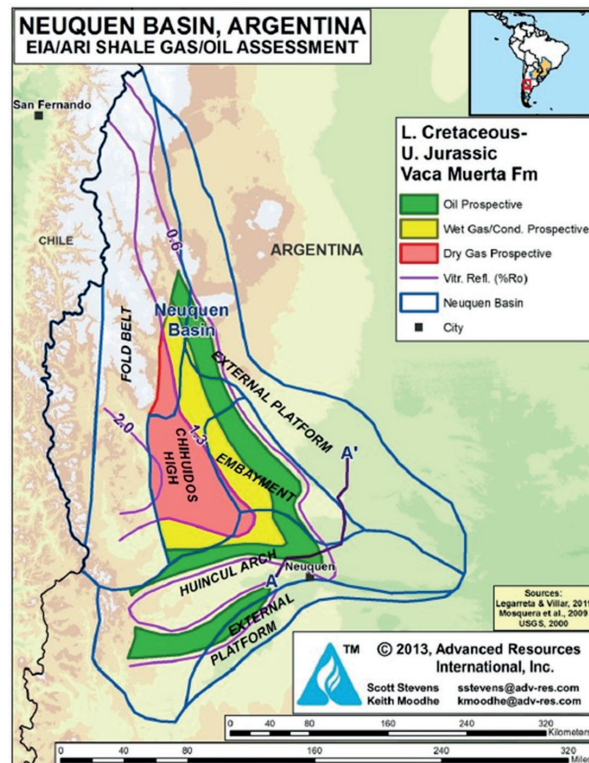
en mars 2020, la pandémie de Covid-19 a arrêté toutes les opérations, ce qui a réduit l'activité de forage et a compromis fortement son avenir. Jusque-là, les annonces d'investissements pour les dix prochaines années indiquaient des décaissements de l'ordre de 10 milliards de US\$/an, dont une partie avait déjà été mise en œuvre jusqu'en décembre 2019. On verra que jamais le seuil des 5 milliards de US\$ n'a été dépassé¹.

Pour l'exploration, le développement et l'exploitation de Vaca Muerta, diverses stratégies ont été adoptées par les autorités du pays, qui ont attiré un nombre non négligeable de sociétés pétrolières internationales et locales. La plus grande compagnie pétrolière argentine (YPF), détenue en majorité par l'État, possède la plus grande aire de concession. Pour le développement des ressources, elle s'est associée à différentes

IOC, parmi lesquelles on peut citer Chevron, Petronas, Dow, Statoil, Schlumberger et Shell. La difficulté d'accès aux capitaux pour l'Argentine explique cette relation avec les IOC, la sécurité de libre circulation des capitaux et des conditions de concession très favorables étant garanties. La société française Total, l'allemand Wintershall et d'autres sociétés de capitaux locales telles que Tecpetrol ont également une activité importante à Vaca Muerta. Ainsi, Tecpetrol, en investissant 2800 millions de US\$ dans la concession de Fortin de Piedra, a atteint en deux ans une production de gaz naturel de 17 millions de m³/jour, qui a permis une forte réduction des importations de gaz du pays, certes à un coût très élevé. Avec les subventions publiques, le prix s'est élevé à 7,5 US\$/Mbtu pour le gaz produit, puis a baissé de 0,5 US\$/an sur quatre ans jusqu'à atteindre 6 US\$/Mbtu².

Figure 2. Localisation géographique de la formation Vaca Muerta, dans le bassin Neuquina

Source : EIA – AR/2013



Pétrole et gaz de schiste en Argentine : le cas de Vaca Muerta

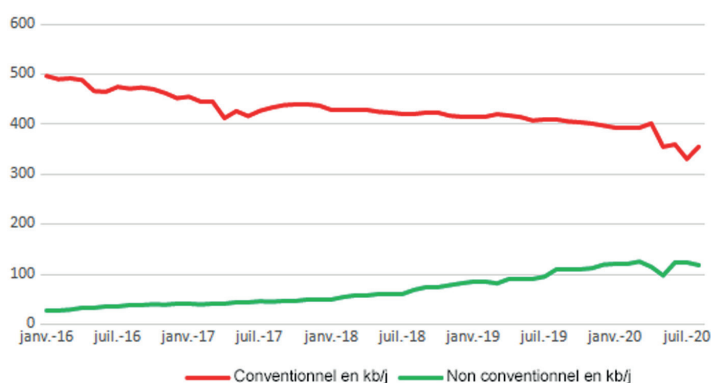


Figure 3. Production moyenne de pétrole (kilobaril/jour), Argentine, 2016-2020

Source : graphique basé sur le Rapport des Tendances énergétiques de l'Institut argentin de l'Énergie «Général Mosconi», 2016-2020

Encadré 1 – Le problème des subventions à l'énergie en Argentine

À partir de 2006, l'Argentine a adopté une politique de subventions énergétiques, générant un écart entre le prix payé pour la demande et le coût du gaz naturel produit localement et importé. Le résultat en a été la baisse des réserves prouvées et de la production de gaz naturel et l'utilisation croissante des importations en provenance de Bolivie et sous forme de GNL.

Cette politique a eu un coût macroéconomique accru par la baisse des prix internationaux du pétrole fin 2014 et la mise en place de prix plancher dans l'industrie pétrolière, financés par des émissions monétaires et des fonds du Trésor. Différents plans ont établi un coût à la production de gaz de schiste de 7,5 US\$/Mbtu alors que le prix est d'environ 3,5 US\$/Mbtu.

En particulier, tous les programmes liés à la production de gaz naturel ont reçu des transferts pour un total de 688 millions de US\$ en 2019, soit 38,9 % de moins que ce qui a été reçu en 2018 (1 126 millions de US\$) et 77 % de moins que ce qui a été reçu en 2016 (3 037 millions de US\$) en dollars constants. Ces programmes de subventions à la production de gaz naturel sont en vigueur depuis 2013 et ont reçu un total de 9 895 millions de US\$ en dollars constants de subventions à la production locale de gaz et aux importations par gazoduc de Bolivie et sous forme de GNL¹.

Les subventions à l'énergie (électricité et gaz naturel) en 2020 représentent 1,7 % du PIB, et ont fortement progressé à cause de la Covid-19, générant un déséquilibre fiscal qui est un facteur d'incertitude sur les performances futures de l'économie. Les négociations en cours avec le Fonds monétaire international nécessitent de maintenir le déficit budgétaire à 2,2 % du PIB, ce qui rend difficile la poursuite de ces programmes d'aide à l'industrie du gaz naturel².

1. Rojo, Julian, "La producción de hidrocarburos en Argentina, Informe Anual 2019", Institut Argentin de l'Énergie «Général Mosconi».

2. Einstoss, Alejandro, "Subsidios economicos e incoherencias en el Presupuesto 2021", octobre 2020, Institut Argentin de l'Énergie «Général Mosconi».

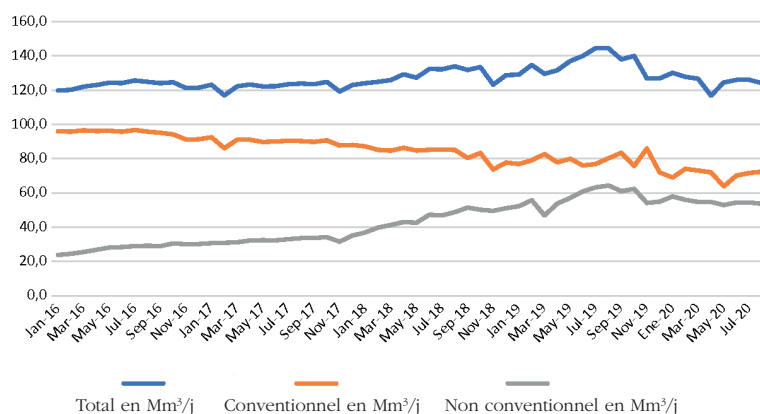


Figure 4. Production moyenne de gaz naturel en Argentine 2016-2020 (millions de m³/jour)

Source : graphique basé sur le Rapport des Tendances énergétiques de l'Institut Argentin de l'Énergie «Général Mosconi», 2016-2020

De janvier 2016 à août 2020, la production non conventionnelle de Vaca Muerta a augmenté de façon continue, passant de 28 000 barils/jour à 119 000 barils/jour, ce qui représente une croissance de 319 %. La pandémie de Covid-19 a affecté la production, ramenant le niveau d'activité et de production en mai à 98 000 barils/jour; en août, les niveaux maximaux obtenus à la fin de 2019 ont été atteints à nouveau. À l'inverse, la production de pétrole conventionnel est passée de 496 000 barils/jour en janvier 2016 à 355 000 barils/jour en août 2020. La production totale du pays a chuté de 10 % sur la période (Figure 3).

Ainsi, le pétrole de Vaca Muerta représente 26 % de la production totale de pétrole du pays en août 2020, alors qu'en janvier 2016, il ne dépassait pas 5 %.

La production totale de gaz naturel du pays a commencé à baisser en 2004, ce qui est un motif d'inquiétude pour le gouvernement parce que le gaz naturel est la principale source d'énergie primaire du pays avec une contribution au bilan énergétique supérieure à 50 %; 60 % de la production d'électricité provient du gaz naturel. Le prix directeur de l'économie énergétique argentine, c'est le prix du gaz naturel.

En 2004, la production était de 143 millions de m³/jour. La reprise débute en 2015, après avoir connu un minimum de 114 millions de m³/jour en 2014, et elle s'explique par le début de l'exploitation du gaz de schiste à Vaca Muerta. Ainsi, la production totale s'élève encore en août 2019 à 144 millions de m³/jour, mais à partir de ce moment la situation politique dans le pays change, les investissements reculent et en avril 2020, avec l'impact de la pandémie de Covid-19, la production s'effondre à 117 millions de m³/jour pour se redresser légèrement et atteindre 124 millions de m³/jour en août de cette année.

La part du gaz de schiste dans la production totale de gaz du pays représente actuellement 43 % de la production totale de gaz naturel, et elle a compensé la baisse observée dans la production de gaz conventionnel, parvenant à inverser la baisse observée depuis 2014 (voir Figure 4). Cependant, cette reprise a été très coûteuse pour les comptes publics du pays en raison des subventions accordées.

Comme cela est caractéristique de l'exploitation des ressources gazières et pétrolières non conventionnelles, la production est fortement dépendante du niveau des investissements réalisés dans les gisements. En raison de la dynamique de production des puits, presque deux tiers de la production totale sont obtenus

Pétrole et gaz de schiste en Argentine : le cas de Vaca Muerta

dans les deux ans d'exploitation, le tiers restant étant extrait pendant le reste de la vie utile du puits [Secrétariat de l'Énergie du gouvernement, 2019], de telle sorte que les puits doivent être remplacés en permanence grâce à de nouveaux forages et fracturations pour maintenir ou augmenter le niveau d'extraction.

L'industrie affirme depuis longtemps que les investissements nécessaires au développement des champs de Vaca Muerta, permettant de passer à une phase d'exploitation massive de nature à procurer des excédents exportables de pétrole et de gaz naturel, ne devraient pas être inférieurs à 15 milliards de US\$/an.

Cependant, Vaca Muerta n'a pas réussi à franchir la barrière des 5 000 millions de US\$/an, ce qui explique le niveau limité de production obtenu jusqu'à présent [Del Pozzi, 2020]. Les investissements depuis 2012 et la production non conventionnelle associée sont présentés dans le Tableau 1.

Depuis 2012 et à ce jour, 34 500 millions de US\$ ont été investis dans Vaca Muerta. En 2020, on estime qu'une production de 115 000 barils de pétrole par jour et

322 500 barils d'équivalent pétrole par jour pour le gaz naturel sera atteinte.

La question que nous aborderons dans le point suivant est de savoir quel pourrait être le scénario futur de Vaca Muerta selon différentes options et quel est l'avantage économique de son développement.

2. Quels scénarios futurs pour Vaca Muerta ?

Les performances de ces dernières années montrent un début de développement timide à Vaca Muerta, probablement en raison de l'effet d'apprentissage géologique et technique dans un contexte de forts déséquilibres macroéconomiques, qui ont généré une incertitude dans les investissements. La chute de la demande sur les marchés internationaux, la baisse des prix et l'incertitude quant à la reprise économique mondiale en raison de la pandémie de Covid-19 rendent la situation plus difficile encore. Quels peuvent être les scénarios futurs pour ce gisement et quels bénéfices liés à son exploitation peuvent être attendus au vu de l'expérience acquise ? Il n'y a aucun doute sur la qualité de la ressource, en termes de

Année	Investissements	Production pétrole NC	Production gaz naturel NC
	Millions de US\$	Milliers barils/jour	Milliers boe/jour
2012	2 202	5,26	38,80
2013	3 487	9,61	47,64
2014	4 834	19,30	79,05
2015	5 111	26,45	119,08
2016	3 271	35,30	163,91
2017	3 468	44,76	191,44
2018	4 283	65,51	268,84
2019	4 417	98,56	336,40
2020 (e)	3 500	115,37	322,50
Total	34 500		

Tableau 1. Investissements réalisés à Vaca Muerta et production obtenue sur la période 2012-2020

Notes : NC : non conventionnel, boe : baril équivalent de pétrole, (e) : estimation.

contenu organique de la roche, ce qui augure de niveaux de production intéressants si les conditions le permettent³.

Cependant, il existe de fortes incertitudes dues à l'absence des conditions qui ont été déterminantes pour le succès des gisements de schiste aux États-Unis : marchés de capitaux solides, accès au financement, ressources humaines adéquates, infrastructures de surface et logistique suffisantes pour l'accès à la demande, entre autres.

Les scénarios à explorer peuvent être séparés en deux catégories :

- développement sans exportation d'excédents par GNL,
- développement avec exportation d'excédents par GNL.

Le Tableau 2 montre les projections des prix du pétrole et du gaz naturel pour 2021-2030 que l'on va considérer pour l'évaluation des scénarios.

		2021	2022	2023	2024	2025	2030
Pétrole	US\$	42,00	44,45	47,05	49,80	52,70	70,00
Gaz *	US\$/Mbtu	2,81	2,92	3,04	3,16	3,29	4,00
Gaz **	US\$/Mbtu	4,70	4,92	5,14	5,37	5,61	7,00
Gaz ***	US\$/Mbtu	9,84	9,68	9,52	9,37	9,22	8,50

Tableau 2. Projections des prix du pétrole et du gaz naturel 2021-2030

Source: World Bank Oil Projection, World Bank Natural Gas Projection

Notes : * Henry Hub – États Unis, ** Europe, *** Japon.

Année		2021	2022	2023	2024	2025
Investissements	MUS\$	4 996	5 311	5 521	7 187	6 510
Nombre puits pétrole		195	176	183	196	211
Nombre puits gaz naturel		125	152	152	225	174
Nombre total des puits		320	328	335	421	385
CAPEX unitaire	MUS\$/puits	15,6	16,2	16,5	17,1	16,9
Année		2026	2027	2028	2029	2030
Investissements	MUS\$	8 211	8 641	8 212	8 309	8 503
Nombre puits pétrole		227	248	274	300	330
Nombre puits gaz naturel		247	250	204	184	172
Nombre total des puits		474	498	478	484	502
CAPEX unitaire	MUS\$/puits	17,3	17,4	17,2	17,2	16,9

Tableau 3. Investissements estimés à Vaca Muerta 2021-2030

Source : Scénarios énergétiques 2030, Document de synthèse, sous-secrétariat à la planification énergétique

Note : MUS\$: millions de US\$.

Les investissements prévus par le gouvernement argentin à Vaca Muerta jusqu'en 2030, associés à l'activité de l'industrie mesurée par le nombre de fractures par puits à réaliser, figurent dans le Tableau 3.

On note une augmentation des investissements totaux qui franchissent la barrière des 5 000 millions de dollars américains observée jusqu'à présent, pour atteindre 8 500 millions de dollars américains en 2030, avec une augmentation du nombre de forages de 320 puits à 500 puits à la fin de la période, et un coût moyen du capital de 17 millions de US\$/puits. L'effort initial est concentré sur la partie liquide, à l'est de la formation, avec 60 % des forages centrés vers la production de pétrole.

Ainsi, à la fin de la période, une production totale de presque de 900 000 barils/jour de pétrole devrait être atteinte, dont 615 000 proviendraient du pétrole non conventionnel de Vaca Muerta, qui croît à un rythme annuel de 5,2 %, tandis que la production conventionnelle diminue à un taux annuel de 3,3 %. Cette projection a été faite sous l'hypothèse d'un prix du pétrole de 65 US\$/baril. Un excédent exportable serait obtenu en 2030 de l'ordre de 400 000 barils/jour, sachant que la capacité de raffinage du pays est de l'ordre de 500 000 barils/jour, et que la construction de nouvelles raffineries n'est pas prévue.

Le bilan de la production de gaz naturel en 2030, sans exportations de gaz naturel liquéfié (GNL), montre une extraction de gaz commercialisable de 189 millions de m³/jour, dont 140 millions proviennent des gisements non conventionnels de Vaca Muerta, et une moyenne des importations saisonnières de GNL, au pic hivernal, de 2,5 millions de m³/jour.

Pour assurer des exportations de GNL, il faudrait envisager une production supplémentaire de 30 millions de m³/jour, ce qui porterait la production de gaz non conventionnel de Vaca Muerta à 172 millions de m³/jour, et construire le gazoduc d'exportation Neuquén-Bahia Blanca (à peu près 1000 km), ainsi que des

installations de liquéfaction pour 7,5 millions de tonnes par an.

3. Évaluation économique

Pour analyser sur l'angle économique le projet de base Vaca Muerta, on a adopté les hypothèses suivantes [Banque interaméricaine de Développement, 2012] :

a) Il s'agit d'une évaluation coûts-bénéfices, où les bénéfices sont constitués par les revenus des ventes de pétrole et de gaz naturel, entre les années 2021 et 2045. Les indicateurs de la valeur actualisée nette sont calculés avec un taux d'actualisation de 12 %. Le taux de rendement interne est calculé sur 25 ans.

b) Les coûts sont associés aux investissements nécessaires à l'exploitation massive des ressources, conformément aux estimations faites dans le document Scénarios énergétiques 2030, du Secrétariat de l'Énergie (Tableau 3). À partir de 2031, le même niveau d'investissements se répète jusqu'en 2045.

c) La production pétrolière est estimée sur celle de 2020 (Tableau 1), avec un taux de croissance annuel de 5,2 % sur la période 2021-2045; on suit le scénario tendanciel des Scénarios énergétiques 2030.

d) Idem pour la production de gaz naturel, qui croît au taux de 4,9 % annuel à partir de 2021.

e) Avec l'hypothèse de production mentionnée en c) et d) pendant toute la période, 2,6 milliards de barils sont extraits, soit 10 % des ressources techniquement récupérables (RTR), et 203 TCF de gaz naturel qui représentent 20 % des RTR. De ce point de vue, il n'y aurait pas de restrictions à la production et le taux de valorisation semble raisonnable et même prudent. Techniquement, la ressource est de haute qualité selon le retour d'expérience des entreprises qui produisent actuellement à Vaca Muerta.

Encadré 2 – L'Argentine et l'Accord de Paris

L'Argentine a signé et ratifié l'Accord de Paris en 2016, actualisant sa contribution déterminée au niveau national (CDN) en 2019 et présentant les nouvelles mesures d'atténuation prévues pour l'année 2030.

L'engagement pris indique que l'Argentine ne dépassera pas l'émission nette de 483 millions de tonnes d'équivalent CO₂ en 2030. Si toutes les mesures conditionnelles et inconditionnelles étaient mises en œuvre, il serait possible de réduire un total de 223 millions de tCO_{2eq} par rapport au scénario de référence en 2030 (voir Figure 5).

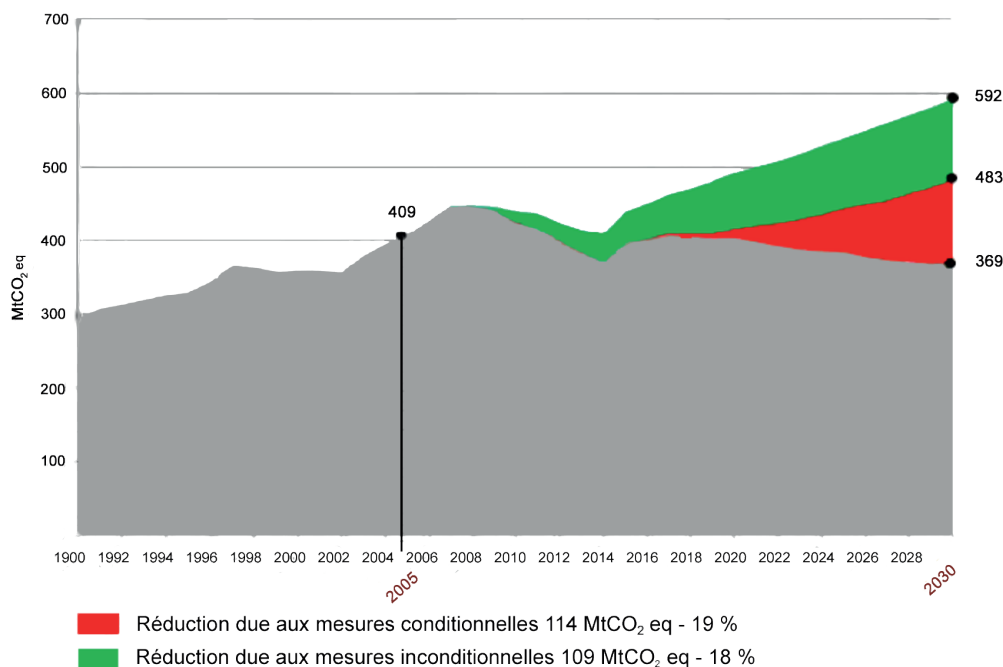


Figure 5. CDN Argentine 2016 – Révision 2019

Trajectoire des émissions dans les scénarios BAU (*business as usual*), et avec mesures conditionnelles et inconditionnelles

Source : République argentine, Première Révision de la contribution déterminée au niveau national – ministère de l'Environnement et du Développement durable

Les principales mesures d'atténuation sont les suivantes : a) atteindre l'objectif de 25 % d'énergies renouvelables non conventionnelles dans la consommation d'électricité d'ici 2030; b) maintien de la part des biocarburants à 10 % dans la consommation d'essence et à 12 % dans celle de diesel; c) différentes mesures d'efficacité énergétique¹.

L'élaboration du Plan National Énergie et Changement climatique a été réalisée sur la base des scénarios énergétiques pour 2030; le projet de base Vaca Muerta prend en compte les engagements de l'Argentine dans la lutte contre le changement climatique. Les autres scénarios de croissance des exportations de pétrole et de gaz présentent une contradiction avec les engagements de l'Argentine et l'ambition de développer des ressources d'hydrocarbures non conventionnels.

1. Secrétariat de l'Environnement et du Développement durable et Secrétariat de l'Énergie, Plan National Énergie et Changement climatique – Version 1, 2017 et Actualisation, 2019.

f) Les coûts d'exploitation et de maintenance (*lifting cost*) sont ceux déclarés par YPF dans son rapport du second semestre 2018 [YPF, 2018], avec une baisse significative de 12 US\$/baril en 2016 à 6 US\$/baril en 2018 pour le pétrole et 1 US\$/Mbtu pour le gaz naturel selon le secrétariat de l'Énergie.

g) Un investissement de 1 900 millions de dollars américains a été inclus pour la construction d'un gazoduc entre Neuquén et Buenos Aires entre 2021 et 2023 et doit être financé par le projet.

h) Le paiement de redevances de 12 % du prix du pétrole et du gaz naturel est inclus dans les coûts du projet.

i) Dans l'option «exportation de GNL» sont inclus les frais d'investissement d'un nouveau gazoduc de 1 000 kilomètres entre Neuquén et le port de Bahía Blanca (1 milliard de US\$) et les frais des installations de liquéfaction à Bahía Blanca (5,62 milliards de US\$).

j) Du côté des bénéfices, les revenus des ventes de pétrole et de gaz naturel entre 2021 et 2045 ont été pris en compte. Le prix de vente est celui obtenu à partir des projections de la Banque mondiale (Tableau 2). Pour les ventes sur le marché national, on retient le prix du Henry Hub, pour les exportations au niveau régional (20 millions de m³/jour en moyenne), on retient les prix observés sur le marché européen, et pour le GNL (30 millions de m³/jour), le prix observé sur le marché du Japon, frais de transport déduits.

4. Résultats et analyses de sensibilité

Les résultats économiques obtenus montrent que le projet de base n'est pas encore mature et les résultats de la solution alternative visant l'exportation de GNL sont encore pires :

a) La valeur actualisée nette (VAN) calculée avec un taux d'actualisation de 12 % pour le projet de base sur une période de 25 ans est négative : -11 millions de US\$.

b) Le taux de rentabilité interne du projet de base est de 3,2 %.

c) La valeur actualisée nette dans le scénario d'exportation de GNL est négative : -15 millions de dollars US.

d) Le taux de rentabilité interne du projet d'exportation de GNL est de 0,8 %.

Des analyses de sensibilité ont été réalisées sur la base des hypothèses suivantes : a) une diminution de 10 % des coûts d'investissement (CAPEX); b) une diminution des frais d'opération et maintenance de 50 % (OPEX); c) une remontée rapide des prix du pétrole et du gaz naturel comme indiqué dans le Tableau 4.

On peut voir dans le Tableau 5 les résultats de l'évaluation économique du projet de base, de l'option GNL, et aussi des analyses de sensibilité décrites plus haut, rappelant que la valeur actuelle nette (VAN) a été calculée avec un taux d'actualisation de 12 % sur la période 2021-2045.

Conclusions

a. Avec les hypothèses retenues, la production cumulée représente entre 2021 et 2045 10 % des ressources pétrolières techniquement récupérables, et 20 % des RTR de gaz naturel, ce qui confirme la faisabilité technique et la qualité de la ressource.

b. L'évaluation économique, aux prix courants et avec les projections jusqu'en 2030 selon les estimations de la Banque mondiale, montre que le projet de base, tel qu'il est formulé, n'est pas réalisable. Des taux de rendement interne de 3 % pour le projet de base et des taux plus bas encore, proches de zéro, pour le projet d'exportation de GNL, montrent que le projet n'est pas encore mature.

c. La baisse des coûts de développement (CAPEX) de l'ordre de 10 % et celles des OPEX de 50 % améliorent significativement les résultats, mais la valeur actualisée nette (VAN) reste

		2021	2022	2023	2024	2025	2030
Pétrole	US\$	42,00	48,00	55,00	60,00	65,00	80,00
Gaz *	US\$/Mbtu	2,81	2,90	3,00	3,50	3,80	4,00
Gaz **	US\$/Mbtu	4,70	4,92	5,14	5,37	5,61	7,00
Gaz ***	US\$/Mbtu	9,84	9,68	9,52	9,37	9,22	8,50

Tableau 4. Remontée rapide des prix du pétrole et du gaz naturel

Source: World Bank Oil Projection, World Bank Natural Gas Projection

Notes : * Henry Hub – États Unis, ** Europe, *** Japon.

Projet	VAN	TRI
	millions de US\$	%
Base	- 11,024	3,2
Exportation GNL	- 14 976	0,7
Analyses de sensibilité sur le projet de base		
Diminution cout de développement - 10 %	- 5 359	7,3
Diminution « <i>lifting cost</i> » - 50 %	- 5 730	7,3
Reprise rapide des prix	31	12

Tableau 5. Résultats projet de base et analyses de sensibilités

négative pour un taux d'actualisation de 12 %. Le taux de rentabilité interne (TRI) atteint 7,3 %, et dans le cas du projet d'exportation de GNL, il est plus élevé avec la baisse de l'OPEX (TRI de 6,9 %) qu'avec la baisse des coûts CAPEX (4,5 %).

d. En cas de remontée rapide des prix, sur la base de 80 US\$/baril pour le pétrole en 2030, et de 4,7 et 8,5 US\$/Mbtu sur le marché national, sur les marchés régionaux ou frontaliers (Chili et Brésil, et dans une moindre mesure Uruguay) et en Extrême-Orient respectivement, le projet de base commence à être rentable. La valeur actualisée nette devient positive et le taux de rendement interne atteint 12 % dans le projet de base et est un peu inférieur pour l'exportation de GNL (11,3 %).

e. Cette dernière option est encourageante pour Vaca Muerta, mais sa probabilité d'occurrence est faible.

f. Avec ces résultats, il semble que la reformulation du projet Vaca Muerta visant à améliorer sa performance économique pourrait être menée. La réalisation d'un projet de cette ampleur basé sur des subventions budgétaires ne semble pas être la meilleure solution.

RÉFÉRENCES

AIE, Key World Energy Statistics 2020, august 2020.
Banque interaméricaine de Développement, «Directives pour l'analyse économique des projets financés par la BID», Bureau de la planification stratégique et de l'efficacité du développement, Washington DC, juin 2012.
BP Statistical Review of Energy, éditions 2012-2019.

Del Pozzi, Matias, “La barrera de 5.000 millones de \$US que Vaca Muerta no puede superar”, *Rio Negro*, Argentine, 19 octobre 2020.

Einstoss, Alejandro, “Subsidios economicos e incoherencias en el Presupuesto 2021”, octobre 2020, Institut argentin de l'Énergie «Général Mosconi».

Energy Information Administration, World Shale Resource Assessment, last updated, september 24, 2015. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>.

Energy Intelligence, WTI and Brent Prices. <http://www.energyintel.com/pages/market-prices.aspx>, 2020.

Hansen, Jean-Pierre; Percebois, Jacques, «Énergie. Économie et politiques», 2^e édition, éditions de Boeck, Paris, mai 2015.

Institut argentin de l'Énergie «Général Mosconi», Informe de Tendencias Energeticas, éditions 2012-2020, Buenos Aires, Argentine.

Institut argentin de l'Énergie «Général Mosconi», Informe Anual de Hidrocarburos, 2019, Buenos Aires, Argentine.

Krauss, Clifford, “Oil Industry Turns to Merger and Acquisitions to Survive”, *New York Times*, October 19, 2020.

Rojo, Julian, “La produccion de hidrocarburos en Argentina”, Informe Anual 2019, Institut argentin de l'Énergie «Général Mosconi».

Secrétariat du gouvernement de l'Énergie, Sous-secrétariat à la Planification énergétique, Escenarios energeticos 2030, décembre 2019, Buenos Aires, Argentine.

Secrétariat du gouvernement de l'Énergie, Sous-secrétariat à la Planification énergétique, Thèmes clés; Réunion n° 2; Transporte de gas natural y transmision electrica, octobre 9, 2019, Buenos Aires, Argentine.

Secrétariat d'Environnement et du Développement durable et Secrétariat de l'Énergie, Plan Nacional de Energia y Cambio Climatico – Version 1, 2017 y Actualizacion 2019.

YPF, 3rd Quarter 2018, Earnings Webcast, November 12th, 2018.

NOTES

1. Selon les informations fournies par le Secrétariat de l'Énergie sur son site web concernant les investissements dans Vaca Muerta.

2. En 2017, le gouvernement a promu un programme de stimulation des investissements — Résolution 46/2017 du ministère de l'Énergie — qui a dû être reformulé en 2019 en raison de l'insuffisance budgétaire pour payer les engagements découlant de cette mesure, ce qui a suscité de vives controverses avec Tecpetrol et qui a soulevé des recours en justice.

3. La qualité de l'huile de Vaca Muerta, mesurée en degrés API, varie selon les zones exploitées. La plus importante d'entre elles est Loma Campana, exploitée par YPF. L'huile obtenue à Loma Campana est très légère et sa classification peut aller de 42 API à 53 API avec faible teneur en soufre.