

BIP

Le Bulletin de l'Industrie Pétrolière

N°13873 — Jeudi 27 juin 2019 — 54^e année

 @BiPgazpetrole

www.enerpresse.com

À LA UNE



FRANCE

Une politique climatique sous haute surveillance

« Agir en cohérence avec les ambitions ». Le titre du premier rapport du Haut Conseil pour le climat (HCC) dévoilé mardi 25 juin donne d'entrée de jeu le ton. « Les premiers efforts fournis sont réels, mais ils sont nettement insuffisants et n'ont pas produit les résultats attendus », affirme, « sans surprise », sa présidente Corinne Le Quéré.

Lire page 2

AUSTRALIE

La production de GNL redémarre sur Pluto LNG

La compagnie australienne Woodside a annoncé le 24 juin le redémarrage de la production de GNL sur son site de liquéfaction Pluto LNG. Le 11 juin dernier, Woodside avait indiqué avoir achevé les travaux de maintenance du site mais elle avait observé des vibrations au niveau du compresseur de réfrigérant mixte à son redémarrage. Woodside a donc réalisé des contrôles supplémentaires.

ACTUALITÉS

Bourbon : le pacte d'actionnaires renouvelé

Le président de Bourbon Corporation, Jacques de Chateaufieux et sa holding familiale, Jaccar Holdings, Cana Tera, Henri de Chateaufieux, Mach Invest et Mach Invest International ont décidé de renouveler pour 5 ans leur pacte d'actionnaires, qui arrive à échéance ce mercredi 26 juin, a annoncé le groupe. Le concert détient 60,71 % du capital et 56,19 % des droits de vote.

Lire pages 3 à 7

TABLEAU DE BORD

Les découvertes du mois d'avril 2019

Découverte d'hydrocarbures au large du Mexique, de gaz de schiste en Chine, ou de gaz naturel sur le prospect offshore Karish North dans les eaux israéliennes... Le BIP revient sur les principales découvertes d'hydrocarbures annoncées au mois d'avril.

Lire pages 8 et 9

STATISTIQUES

Importations, production, consommations de gaz

Nous publions dans le BIP de ce jour les chiffres des importations, production, consommations de gaz naturel en France pour le mois d'avril 2019, communiquées par le Service de l'observation et des statistiques (SOeS) du Commissariat général au développement durable (CGDD).

Lire page 10

ÉTUDES & DOCUMENTS

L'analyse d'IFPEN sur les marchés pétroliers

IFP Énergies Nouvelles publie, chaque trimestre, une analyse sur les marchés pétroliers. Nous reprenons dans cette édition du BIP celle diffusée juin, titrée : « Un excédent potentiel éclipsé par les tensions géopolitiques et la gestion OPEP ».

Lire pages 11 à 18

MARCHÉS À TERME – 25 JUIN 2019

	NYMEX		ICE	
	WTI \$/bl	Gaz nat. \$/MBtu	Brent \$/bl	Gazole \$/t
Juillet	-	2,308 +0,005	-	589,00 +9,25
Août	57,83 -0,07	2,286	65,05 +0,19	591,50
Sept.	57,89	2,260	64,28	594,25
Oct.	57,80	2,294	63,91	597,00
Nov.	57,66	2,383	63,66	596,00

Les cours du pétrole ont évolué mardi en ordre dispersé sans afficher une tendance claire. Le marché hésitait entre les inquiétudes liées aux tensions au Moyen-Orient et l'attente du sommet du G20.

FRANCE**Une politique climatique sous haute surveillance**

« *Agir en cohérence avec les ambitions* ». Le titre du premier rapport du Haut Conseil pour le climat (HCC) dévoilé mardi 25 juin donne d'entrée de jeu le ton. « *Les premiers efforts fournis sont réels, mais ils sont nettement insuffisants et n'ont pas produit les résultats attendus* », affirme, « *sans surprise* », sa présidente Corinne Le Quéré. Le document, dont l'objectif est d'émettre des avis et recommandations au gouvernement quant à la mise en œuvre de sa politique climatique, relève que l'ensemble du dispositif actuel « *n'a pas permis d'atteindre l'objectif de la SNBC1 (Stratégie Nationale Bas Carbone, ndlr) et ne permettra vraisemblablement pas en l'état d'atteindre l'objectif du projet de SNBC2* ». Points noirs, le secteur des transports, dont les émissions ont dépassé de 9 % le budget carbone prévu par la SNBC1 sur la période 2015-2018, et celui des bâtiments qui l'a, lui, dépassé de 16 %. La transformation d'énergie a de son côté enregistré de meilleurs résultats, avec une baisse des émissions de 10 % par rapport à la trajectoire anticipée.

Sans appel

Le Premier ministre Édouard Philippe, auprès duquel l'instance indépendante est placée, a rappelé dans un communiqué que « *les ONG européennes du réseau pour l'action climatique ont classé en 2018 la France 3ème sur 28 pays en matière d'ambition et d'action pour le climat* », mais a toutefois reconnu que « *l'action menée (devait) néanmoins être amplifiée au regard de l'urgence* ». Les conclusions du HCC sont en effet sans appel. Outre ces dépassements de budget carbone, celui-ci note que « *les changements structurels nécessaires pour accélérer la baisse des émissions de gaz à effet de serre sont insuffisants et peu suivis* » et qu'« *au niveau national, la SNBC est isolée et peu opérationnelle* ». « *Juridiquement, la SNBC n'est contraignante que pour la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), ce qui limite son effet structurant dans le développement d'autres lois et programmes* qui ont, eux aussi, « *un impact potentiel majeur sur les émissions de GES* », précise-t-il. Les investissements climat – publics et privés – ont par ailleurs bien augmenté sur la période du premier budget carbone, atteignant 41,4 milliards d'euros en 2018 soit une hausse moyenne de 4 % par an, mais restent toujours insuffisants par rapport à la trajectoire des investissements nécessaires pour réaliser la trajectoire de la SNBC1. Pire, les investissements défavorables au climat atteignaient, en 2017, 75 mds€, majoritairement par le biais des achats de véhicules thermiques soit 98 % du total des investissements défavorables au climat, dans un contexte où les alternatives ne sont pas encore assez accessibles ou compétitives.

Des recommandations prises en compte

Le HCC partage d'ailleurs l'idée, largement consensuelle auprès des experts, que la taxe carbone est un instrument efficace pour réduire les émissions, demandant à être réévalué. Incrire le niveau des budgets carbone dans la loi et pas seulement par décret, rattacher les émissions liées aux transports aériens et maritimes internationaux dans l'objectif de neutralité carbone de la France, clarifier et inscrire dans la loi énergie le non-recours aux crédits internationaux pour l'atteinte des objectifs 2050, font également partie des recommandations émises pour l'élaboration de la prochaine SNBC. La semaine dernière, c'est la Commission européenne qui avait elle aussi demandé à la France de revoir sa copie lors son évaluation des plans nationaux énergie climat (cf. BIP du 21.06). Mme Le Quéré sera auditionnée lors du prochain Conseil de défense écologique qui se tiendra début juillet, et Matignon a promis de présenter à cette occasion les suites qu'il donnera à ces recommandations, « *dont certaines seront prises en compte dès l'examen parlementaire du projet de loi relatif à l'énergie et au climat* » qui a commencé en séance publique à l'Assemblée nationale mercredi 26 juin.

Louise Rozès Moscovenko

UNION EUROPÉENNE/TURQUIE/CHYPRE**Gaz : les chefs d'État de l'UE menacent la Turquie de sanctions**

Les chefs d'État de l'UE souscrivent à l'idée de sanctions contre la Turquie en raison des forages au large de Chypre. Les conclusions adoptées lors du Sommet européen des 20 et 21 juin contiennent un paragraphe qui « *condamne fermement les actions illégales que la Turquie continue de mener en Méditerranée orientale et en mer Égée* », en référence aux forages exploratoires menés actuellement par Ankara dans la zone économique exclusive de Chypre. Aux termes de ces conclusions, la Commission européenne et le Service européen pour l'action extérieure (SEAE) sont chargés de présenter « *sans délai des options en vue de mesures appropriées, y compris des mesures ciblées* ». L'UE, souligne encore les conclusions, continuera de suivre de près l'évolution de la situation « *et se tient prête à réagir de manière appropriée et en totale solidarité avec Chypre.* »

La déclaration a été faite quelques jours après qu'Ankara a décidé d'envoyer un deuxième navire de forage, *Yavuz*, escorté par un bâtiment militaire. Le navire doit commencer à forer début juillet à proximité du premier navire de forage turc, le *Fatih*, envoyé il y a quelques mois au large de Chypre dans l'intention d'explorer des prospectifs dans la zone économique exclusive de l'île. « *Nous poursuivrons sans interruption nos forages. C'est notre droit le plus légitime* », a déclaré le 20 juin le ministre turc de l'Énergie, Fatih Dönmez pendant la cérémonie organisée avant le départ du *Yavuz*. (I. S. et AFP)

FRANCE**Transition énergétique : l'USI appelle au « principe de réalité »**

L'avancée de la transition énergétique rattrape peu à peu tous les segments du monde énergétique français. Les gestionnaires d'infrastructures gazières sont déjà concernés par le sujet, les opérateurs des infrastructures pétrolières devront eux aussi s'adapter. « *L'arrêt de la production des moteurs thermiques des véhicules en 2040 sera sans doute la plus lourde de conséquences* », a affirmé Olivier Peyrin, président de l'Union des stockistes industriels (USI) lors d'une soirée organisée le 20 juin dernier à l'occasion des 25 ans de l'organisation. La fin des moteurs thermiques conduira en effet au déclin de la consommation des carburants et donc de la nécessité de gérer des stocks, cœur de métiers de la plupart de ses membres.

Si l'USI travaille sur cette question avec l'administration, l'organisation voit aussi d'un mauvais œil la volonté de certains politiques à vouloir accélérer le mouvement. L'idée entendue pendant la campagne aux élections européennes d'avancer la fin de la production des moteurs thermiques à 2030 est « *une idée qui devrait être confrontée au principe de réalité* », a déclaré Olivier Peyrin. Mais, le temps que mettra le parc automobile français à se convertir aux énergies propres fait que « *nous auront encore besoin de toutes les énergies* », a-t-il conclu. Suffisamment en tout cas pour permettre à ses 22 membres, représentant environ 26 millions mètres cubes de capacités de stockage, de s'adapter « *tout en continuant à garantir le bon fonctionnement de la chaîne logistique pétrolière, des raffineries ou ports d'importation jusqu'aux clients finaux, stations-service, entreprises et particuliers.* »

FRANCE**Bourbon : le pacte d'actionnaires renouvelé pour cinq ans**

Le président de Bourbon Corporation ne se place pas dans l'idée de perdre le contrôle de son groupe. Jacques de Chateaufieux et sa holding familiale Jaccar Holdings, Cana Tera, Henri de Chateaufieux, Mach Invest et Mach Invest International ont en effet décidé de renouveler leur pacte d'actionnaires, a annoncé le 24 juin le groupe dans un communiqué. Cet accord, qui a également donné lieu à la constitution d'une action de concert vis-à-vis de Bourbon, arrive

en effet à échéance ce mercredi 26 juin. Il est donc renouvelé à compter de ce même jour pour une durée de 5 ans supplémentaires. Le concert détient actuellement 60,71 % du capital et 56,19 % des droits de vote.

Parallèlement, et sous réserve de la décision du gendarme boursier français, l'Autorité des marchés financiers (AMF), « *des actionnaires historiques détenant, ensemble, environ 8,822 % du capital social et 13,55 % des droits de vote de Bourbon Corporation, ont décidé (...) de signer un accord de 5 ans, distinct du pacte d'actionnaires (...), portant engagement de vote en vue de soutenir la stratégie et la gouvernance défendues par le concert initial ainsi qu'un engagement de vote et de concertation sur les décisions importantes concernant Bourbon* », annonce également Bourbon. Pour que ce nouveau pacte d'actionnaires soit mis en œuvre, ses actionnaires attendent notamment une dérogation de l'AMF pour ne pas avoir à lancer d'offre publique.

Pour les dirigeants de Bourbon, la création de ce second concert est un appui conséquent, au moment où le conseil d'administration examine deux offres dans le cadre de la restructuration du groupe. L'une d'entre elles, émanant des principaux créanciers, prévoit en effet de prendre le contrôle du groupe, en plus d'apporter son aide financière (cf. BIP du 06.06). Or, l'objectif de ce nouveau concert est bien de renforcer le bloc de contrôle. Le concert élargi détiendrait environ 69,53 % du capital social et 69,74 % des droits de vote de Bourbon.

FRANCE

Méthanisation : Vol-V Biomasse mise sur la voie sèche continue

Vol-V Biomasse, filiale d'Engie spécialisée dans la construction et l'exploitation d'unités de méthanisation, a inauguré le 13 juin la première unité en voie sèche continue de Normandie. L'unité est installée sur le site de la Centrale biogaz du Neubourg, à Bellangreville. Elle est dimensionnée pour valoriser jusqu'à 26 000 tonnes de sous-produits organiques secs par an, essentiellement du lisier, fumier, déchets végétaux et sous-produits issus d'activités agro-industrielles. L'introduction de la matière organique dans le process se fera de manière continue, c'est-à-dire que l'alimentation et la vidange du digesteur se fera en permanence, avec une quantité entrante de matière équivalente à celle sortante. Le biogaz produit, alimentant un moteur de cogénération, permettra la production annuelle de 7,1 GWh d'électricité verte livrée sur le réseau local (équivalent à la consommation de 1 400 foyers), et de 7,3 GWh d'énergie thermique sous forme d'eau chaude. L'investissement total dans l'unité s'élève à près de 9,5 millions d'euros (M€). L'Ademe Normandie et la région Normandie ont contribué au financement à hauteur de 1,9 M€ de subventions. La Caisse des dépôts et Consignations et la Caisse d'Épargne Régions Normandie et Loire-Centre ont participé grâce à un prêt de 6 M€. Enfin, les fonds propres apportés par Vol-V Biomasse s'élèvent à 1,7 M€.

FRANCE

CGG se renforce dans l'acquisition sismique marine

Le groupe français de géosciences CGG a signé un accord avec Shearwater GeoServices Holding en vue d'établir un partenariat stratégique dans l'acquisition sismique marine et la technologie des *streamers*, a-t-il annoncé début juin dans un communiqué. Les deux partenaires espèrent finaliser leur accord d'ici la fin de ce mois pour mettre en œuvre leur collaboration avant la fin de l'année. Dans le cadre de cet accord, CGG transférera à Shearwater 5 navires « *de haut de gamme* » actuellement détenus par CGG Marine Resources Norge et Eidesvik Offshore. Pour autant, le groupe français continuera à exploiter les navires et à exécuter ses contrats en cours jusqu'à la finalisation de la transaction, précise le communiqué. Parallèlement, CGG disposera d'un accès sécurisé à une capacité de navires pour ses futurs projets multi-clients. En contrepartie, le Français s'engagera pendant cinq ans sur

l'utilisation d'un minimum annuel de deux années-navire, assurant ainsi à Shearwater un flux de trésorerie et un niveau d'activité minimum. Par ailleurs, les deux groupes envisagent de créer un partenariat sous la marque Sercel, détenu par CGG, pour le développement et la vente d'équipement streamers d'acquisition sismique marine.

FRANCE

EkWateur lève 10,6 M€ et accueille un 4^e investisseur

Le fournisseur d'énergie EkWateur vient de lever 10,6 millions d'euros (M€). Ces fonds lui permettront « *d'accélérer sa croissance, de développer de nouvelles offres et surtout de continuer à défendre sa vision tournée vers une transition écologique performante* », a-t-il indiqué le 12 juin. Ces nouveaux fonds proviennent des trois investisseurs historiques, Aster, BNP Paribas Développement et Bouygues Telecom Initiatives, auxquels s'est joint un nouveau venu, le groupe de conseil et de services aux entreprises Mantu (ex-groupe Amaris). « *EkWateur est la plateforme résolument tournée vers le consommateur en lui donnant accès en quelques clics à une offre énergétique 100 % verte alliant innovation et technologie responsable* », a déclaré, Olivier Brouhant, p-dg de Mantu, dans un communiqué. À noter qu'un million d'euros provient d'une levée de fonds collaborative record sur la plateforme Sowefund. Pour Julien Tchernia, président et co-fondateur d'EkWateur, « *l'autoconsommation est un enjeu majeur pour la transition écologique. C'est l'une des clés qui nous permettra de passer d'une production électrique centralisée et non renouvelable à une production décentralisée et renouvelable.* » Aster, BNP Paribas Développement et Bouygues Telecom Initiatives avaient apporté 2 M€ en janvier 2017.

NORVÈGE

ExxonMobil veut quitter l'offshore norvégien

La compagnie pétrolière américaine ExxonMobil songe à vendre les parts qu'elle détient dans des champs pétroliers et gaziers situés au large de la Norvège, selon une information de *Reuters* du 22 juin, reprenant une annonce d'Anne Fougner, porte-parole d'Exxon. Il y a 2 ans, la *major* avait déjà vendu l'ensemble de ses actifs opérés dans la zone. Elle conservait cependant une participation dans plus de 20 champs, dont Snorre, opéré par Equinor et Ormen Longe, par Shell. « *Cette décision n'est pas une surprise, estime ainsi Neivan Boroujerdi, analyste chez Wood Mackenzie, Nous avons récemment mis en exergue que la Norvège semblait tout indiquée pour permettre à ExxonMobil de se rapprocher de son objectif de désinvestissement de 15 milliards de dollars* ».

ExxonMobil a par ailleurs décidé d'ouvrir une data room pour tester l'intérêt du marché pour son portefeuille Amont en Norvège, signale *Reuters*. L'agence de presse note qu'Okea, Aker BP ou encore DNO ont déjà exprimé plus tôt dans l'année leur volonté de renforcer leur portefeuille dans le plateau continental norvégien (NCS). La valeur de ces actifs n'a pas été communiquée par Exxon. Toutefois, Wood Mackenzie souligne que cette vente sera « *potentiellement la plus importante dans le pays scandinave depuis 2006, et la fusion entre Statoil [l'ancien nom d'Equinor] et Norsk Hydro* ». La part nette de production du pétrolier américain en Norvège s'élevait à 170 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) en 2017. Évoquant plutôt 150 000 bep/j aujourd'hui, Neivan Boroujerdi rappelle que les actifs d'Exxon sont majoritairement opérés par Equinor, qui a déjà annoncé vouloir accroître son extraction de pétrole dans les années à venir. « *Il y aura donc des opportunités d'investissements* », souligne-t-il. Cette décision n'est pas la première du genre. L'an dernier, Chevron et Total ont cédé leurs parts dans plusieurs licences de l'offshore norvégien (cf. *BIP* du 01.08.2018).

NORVÈGE**Lundin fait 2 découvertes d'hydrocarbures sur la licence PL338**

La compagnie suédoise Lundin, *via* sa filiale Lundin Norway, a réalisé deux découvertes principalement pétrolières sur la licence onshore PL338, à l'Est du champ norvégien d'Edvard Grieg, sur l'Utsira High, selon un communiqué du 20 juin. Combinées, Jorvik et Tellus East auraient des réserves d'hydrocarbures estimées entre 4 et 37 millions de barils équivalent pétrole. Sur Jorvik, le puits de Lundin a rencontré du pétrole et les premiers tests ont révélé un débit faible anticipé de 130 barils équivalent pétrole par jour. Les mêmes caractéristiques de réservoir ont également été trouvées au Sud et à l'Est d'Edvard Grieg et un puits horizontal de production devrait démarré sur la zone de Jorvik du champ. Sur Tellus East, le puits a rencontré une colonne de brut de 60 mètres. Les 2 découvertes pourront être développées grâce à la plateforme en place sur Edvard Grieg. Lundin est opérateur à 65 % sur cette licence, au côté d'OMV (20 %) et Wintershall DEA (15 %).

POLOGNE/UKRAINE/RUSSIE**Varsovie prête à envoyer du gaz en Ukraine**

L'échéance du contrat de transit de gaz russe prévu à la fin de cette année anime les esprits. Dans cette perspective, la Commission européenne et la Russie tentent de trouver un accord pour organiser une nouvelle réunion avant les élections du 21 juillet (*cf. BIP du 24.06*) quand les plus pessimistes ne s'attendent pas à un retour des négociations avant la deuxième quinzaine de septembre. Dans tous les cas, la Pologne s'est dite prête à aider son voisin, l'Ukraine, en cas de nouvelle crise gazière. Le secrétaire d'État polonais pour l'infrastructure énergétique, Piotr Naimski, a déclaré le 20 juin que la Pologne est en effet prête à lancer la construction d'un gazoduc pour relier le réseau de transport de gaz polonais, opéré par Gaz-System, à celui d'Ukrtransgaz au point d'interconnection d'Hermanowicze, selon une dépêche de l'agence ukrainienne d'informations, *Unian*, relayé par le site web *Neftegaz*. Sa capacité sera de 2 milliards de mètres cubes. « *Ce n'est pas beaucoup, a concédé Piotr Naimski, mais quand les Ukrainiens ont besoin d'une aide d'urgence, nous sommes prêts à leur fournir* ». Pour ce projet, la Pologne attend encore la décision du côté ukrainien.

IRAN/ÉTATS-UNIS**Des hauts dignitaires iraniens visés par de nouvelles sanctions US**

La politique américaine de la « pression maximale » sur l'Iran continue. Après l'arrêt des « *waivers* » fin avril (*cf. BIP du 24.04*), Donald Trump a annoncé le 24 juin une nouvelle salve de sanctions à l'encontre de hauts responsables de la République islamique. Premier concerné, le Guide suprême. Accusé d'être « *l'ultime responsable de l'attitude hostile de l'Iran* », l'ayatollah Ali Khamenei, son équipe et « *d'autres qui lui sont étroitement liés* » perdent « *l'accès à des ressources financières essentielles* », a affirmé le président des États-Unis.

Concrètement, ce sont des « *milliards de dollars d'actifs* » qui vont être gelés, a annoncé le secrétaire au Trésor américain Steven Mnuchin, évoquant également des sanctions prochaines contre le chef de la diplomatie Mohammad Javad Zarif. Huit hauts gradés des Gardiens de la Révolution ont aussi été visés par ces nouvelles sanctions, dont le commandant de la Marine Ali Reza Tangsiri « *qui a menacé de fermer le détroit d'Ormuz* » et le commandant de la Force aérienne Amirali Hajizadeh, accusé d'avoir abattu un drone américain le 20 juin.

Ces sanctions, qui visent à isoler l'Iran du système financier international, tombent durant une période de fortes tensions au Moyen-Orient (*cf. BIP du 20.05*). Plusieurs attaques et actes de sabotages ont eu lieu à l'encontre de navires ou installations pétrolières depuis mi-mai (*cf. BIP des 14.05, 16.05 et 14.06*), Washington et Téhéran s'accusant mutuellement d'en être les

instigateurs (cf. BIP des 05.06 et 18.06). Toujours le 24 juin, Donald Trump a évoqué sur Twitter le rôle joué par les États-Unis dans le détroit d'Ormuz. « Pourquoi continuer à protéger les routes commerciales d'autres pays contre zéro compensations ? » s'est-il demandé. (Avec AFP)

RÉPUBLIQUE DOMINICAINE

Lancement du 1^{er} round d'octroi de permis de l'île

La ministre de l'Énergie et des Mines de la République Dominicaine va ouvrir le premier round d'octroi de permis du pays, mettant à disposition 14 blocs, selon un article d'*Oil&Gas Journal* du 17 juin. Le lancement de ce round se fera le 10 juillet, durant un évènement organisé en partenariat avec Wood Mackenzie. Les acheteurs potentiels auront jusqu'à décembre pour manifester leur intérêts concernant l'un des blocs en vente : 10 blocs onshore, dont 6 dans le bassin de Cibao, 3 dans le bassin d'Enriquillo et 1 dans le bassin d'Azua, et 4 blocs offshore dans le bassin de San Pedro. Du pétrole a déjà été produit sur l'île, dans les champs de Maleno et Higuerito. Des données sismiques pour Enriquillo, San Juan, Cibao sont détenus par le ministère dominicain, et de récentes cartographies ont pu clarifier la géologie de la zone. Des prospectus non-forés auraient été révélés par ces données dans le bassin d'Enriquillo, précise l'article.

EN BREF

NORVÈGE Capricorn Norge a obtenu l'autorisation de forer son puits d'essai (*wildcat well*) 6608/11-9 sur la licence de production PL 842, en mer de Norvège, selon un communiqué de la Direction norvégienne du pétrole (NPD) du 26 juin. La compagnie, filiale de l'Écossais Cairn Energy, est opérateur à 40 % sur cette licence, au côté de Skagen44 (30 %) et Pandion Energy (30 %). C'est le premier puits d'exploration foré sur cette licence, situé à cheval sur les blocs 6608/10, 6608/11 et 6608/12.

CARNET

CFBP Matthieu Lassalle a été élu à la présidence du Comité français du butane et du propane (CFBP) lors de son assemblée générale qui s'est tenue le 11 juin dernier, a-t-il annoncé le 25 juin. P-dg de Primagaz France depuis mai 2019 (cf. BIP du 03.05), il succède à Eric Naddéo, président d'Antargaz Finagaz qui exerçait son mandat depuis juin 2017. Pour rappel, Joël Pedessac est directeur général du CFBP.

GRDF Edouard Sauvage a été reconduit mardi 25 juin à la direction générale de GRDF



pour un nouveau mandat de 4 ans, a annoncé le groupe. M. Sauvage, âgé de 53 ans, ancien élève de l'École Polytechnique, ingénieur en chef du corps des Ponts, des Eaux et des Forêts, est directeur général de GRDF depuis 2016. Avant de rejoindre GRDF, il a été entre 2013 et 2016 directeur de la Stratégie et membre du comité exécutif du groupe Engie.

LES DÉCOUVERTES D'AVRIL 2019



	Zone géographique	Actifs	Opérateur	Ressources	Commentaires
1	Mexique	Puits Cholula-1, bloc 5, bassin de Salina, Golfe du Mexique	Murphy Oil (opérateur, 30 %), aux côtés de PC Carigali, filiale de Petronas (23,34 %), Ophir (23,33 %), et Sierra Oil & Gas (23,33 %), rachetée par DEA	Hydrocarbures (offshore)	Le puits d'exploration Cholula-1 a mis au jour des hydrocarbures dans le bloc 5, situé par 700 à 1 100 mètres d'eau dans le bassin de Salina du Golfe du Mexique. « <i>Il faudra probablement forer davantage pour confirmer la commercialité du bloc</i> », ajoute Ophir.
2	Chine	Puits Dongye-1, champ de Weirong, dans la province de Sichuan	Sinopec	Gaz de schiste	Le puits Dongye-1, foré à plus de 4 200 mètres de profondeur sur le bloc Dingshan-Dongxi, a révélé des ressources prouvées de 124,7 milliards de mètres cube (Gm ³), avec une capacité de production d'environ 310 000 m ³ par jour. Sinopec a pour objectif d'accroître la production du champ de Weirong pour atteindre un niveau annuel d'1 Gm ³ d'ici la fin de l'année.
3	Israël	Prospect Karish North	Energiean Israel (opérateur, 100 %)	Gaz (offshore)	Le groupe grec Energiean a mis au jour une découverte de gaz « <i>significative</i> » lors du forage d'un puits d'exploration sur le prospect Karish North. Le puits, foré à une profondeur totale intermédiaire de 4 880 mètres, a en effet rencontré une colonne d'hydrocarbures de 249 mètres bruts et une carotte de 27 mètres a été prélevée et remontée à la surface. Selon des données préliminaires, le réservoir, présent dans les formations sableuses B et C, est de grande qualité et pourrait contenir un volume de gaz en place estimé entre 1 « <i>trillion</i> » de pieds cubes (Tcf, 28 milliards de mètres cubes) et 1,5 Tcf (42 G.m ³), détaille Energiean.

4	Pakistan	Puits Dharian-I ST-3, près de Gujar Khan dans la région du Pendjab	Mari Petroleum Company Limited (opérateur, 65 %), avec Pakistan Petroleum Limited (35 %)	Pétrole (onshore)	La compagnie pétrolière pakistanaise Mari Petroleum Company Limited (MPCL) a découvert des réserves de pétrole sur son puits de Dharian-I ST-3, près de Gujar Khan dans la région du Pendjab. Le puits, foré en décembre 2017 et qui atteint une profondeur de 4 770 mètres, avait pour objectif initial d'évaluer les réserves potentielles en hydrocarbures des formations de Sakessar et Khewra. C'est dans cette dernière que le puits a révélé une production de 372 barils par jour de brut.
5	Guyana	Puits Yellowtail-1, bloc Stabroek	ExxonMobil (opérateur, 45 %), aux côtés de Hess Guyana Exploration Ltd. (30 %) et CNOOC (25 %)	Pétrole (offshore)	La compagnie pétrolière ExxonMobil a réalisé une nouvelle découverte de pétrole sur son puits de Yellowtail-1, dans le bloc de Stabroek, au large du Guyana. C'est la treizième découverte faite sur ce bloc, et la cinquième sur la zone de Turbot. Le puits Yellowtails-1, foré à une profondeur maximum de 5 622 mètres dont 1 843 m d'eau, a atteint un réservoir d'environ 89 m contenant du pétrole de grande qualité.
6	États-Unis	Prospect de Blacktip, bloc 380 de l'Alaminos Canyon, Golfe du Mexique	Shell (opérateur, 52,375 %), aux côtés de Chevron (20 %), Equinor (19,125 %) et Repsol (8,5 %)	Pétrole (offshore)	La découverte se situe dans la ceinture de Perdido, dans le bloc 380 de l'Alaminos Canyon, dans les eaux profondes du Golfe du Mexique, à environ 1 900 mètres de profondeur. Le puits de Blacktip a révélé la présence de 400 pieds nets de pétrole exploitable, avec de bonnes caractéristiques de réservoir et de fluides.

Les découvertes sont classées par ordre chronologique de leur annonce.

Importations, production, consommations de gaz naturel en France, relevé mensuel – Avril 2019

Source : Service de l'observation et des statistiques

En TWh sur PCS	Août 2018	Sept. 2018	Oct. 2018	Nov. 2018	Déc. 2018	Janv. 2019	Févr. 2019	Mars 2019	Avril 2019
Approvisionnements									
Production primaire (extraction de gaz commercialisé)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Importations réelles	40,5	38,5	41,8	45,7	41,7	38,3	35,3	50,0	53,6
- Norvège	15,5	17,0	19,6	20,9	19,1	22,3	19,6	23,1	20,9
- Algérie	2,0	3,1	3,8	4,0	4,4	2,3	4,6	4,0	4,0
- Russie	10,8	9,6	9,5	8,4	8,3	10,3	7,3	12,3	14,1
- Pays-Bas	3,3	5,9	3,4	5,2	4,9	0,3	0,6	4,3	5,1
- Court terme	17,7	12,1	14,7	13,7	15,0	13,8	12,8	14,7	17,4
Variation de stock utile	- 21,6	- 16,4	- 6,4	10,2	18,9	36,3	20,8	- 1,3	- 14,0
Consommation									
Consommation totale	18,3	21,7	35,1	55,7	60,7	74,2	55,9	48,9	36,9
- réelle par les gros clients reliés au réseau de transport	12,0	13,0	16,9	20,2	18,6	22,1	17,5	15,5	14,0
- réelle par les clients reliés au réseau de distribution	6,2	8,7	18,3	35,4	42,0	52,1	38,4	33,4	22,8
Consommation totale corrigée du climat	18,3	21,7	36,7	57,5	67,1	71,7	62,8	53,5	37,6
Informations connexes									
Indice de rigueur	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	1,0	0,8	0,8	0,9

L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

Source : IFPEN – 1^{re} partie

IFP Énergies Nouvelles publie, chaque trimestre, une analyse sur les marchés pétroliers. Nous reprenons ci-après celle diffusée juin, titrée : « Un excédent potentiel éclipsé par les tensions géopolitiques et la gestion OPEP ».

Le prix du pétrole, qui se situait à 50 \$/b en début d'année, évolue entre 65 et 75 \$/b depuis mars, influencé par les inquiétudes économiques, les tensions géopolitiques et le niveau des stocks américains. Le prix moyen pour les cinq premiers mois de 2019 (66 \$/b) reste inférieur à celui atteint en 2018 (71 \$/b). L'équilibre à venir du marché dépendra de nombreux aléas côté demande et surtout côté offre avec trois interrogations principales.

Elles portent sur l'impact de l'embargo américain sur l'Iran, sur les reculs dans certains pays dont le Venezuela ou la Libye et enfin sur les perspectives de développement des huiles de schiste aux États-Unis. Le bilan permettra de définir la politique de l'OPEP en juin, organisation qui, avec le soutien désormais de la Russie, détient encore un pouvoir important pour orienter l'équilibre du marché pétrolier.

Une hausse continue des prix du pétrole jusqu'en mai

Après la forte chute des cours du pétrole au troisième trimestre 2018 sous l'effet des incertitudes économiques, le prix s'est redressé en 2019 passant de 50 \$/b en janvier à une zone comprise entre 65 et 75 \$/b depuis fin mars. C'est l'annonce, par le gouvernement américain, de la fin des exemptions sur l'embargo pétrolier contre l'Iran qui a déclenché le passage au-dessus des 70 \$/b pour le Brent. Le seuil des 80 \$/b, dépassé deux fois en 2018, n'a en revanche pas été atteint cette année.

Figure 1 : Prix journalier et annuel du Brent en \$/b
2018 à 2019

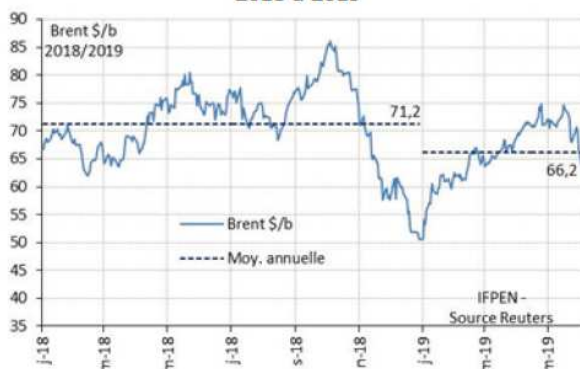
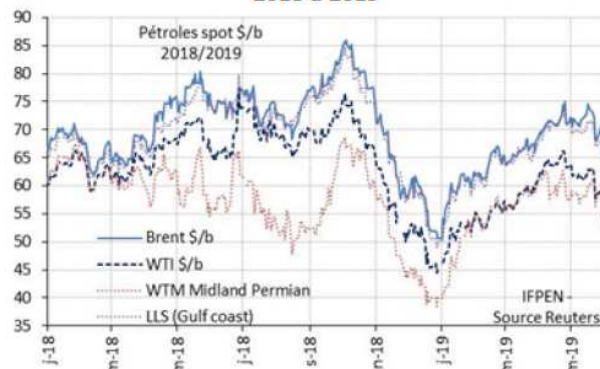


Figure 2 : Prix du Brent et des pétroles américains en \$/b
2018 à 2019



L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

Les autres pétroles, en particulier le WTI, pétrole de référence aux États-Unis, ou le WTM, référence pour le bassin permien, connaissent des décotes par rapport au Brent qui ont tendance à s'accroître depuis le début de l'année. Le WTM connaît pour sa part une décote supplémentaire par rapport au WTI en raison d'une insuffisance des capacités de transport disponibles pour évacuer l'ensemble de la production en forte progression.

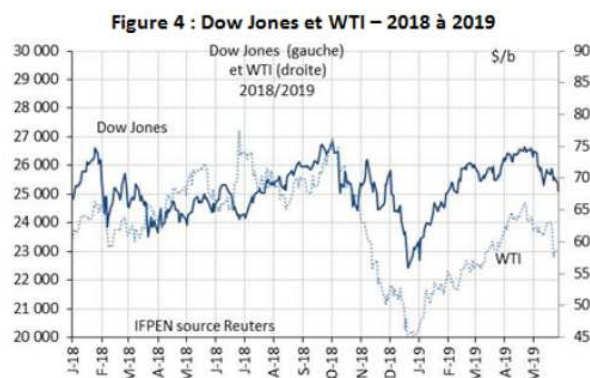
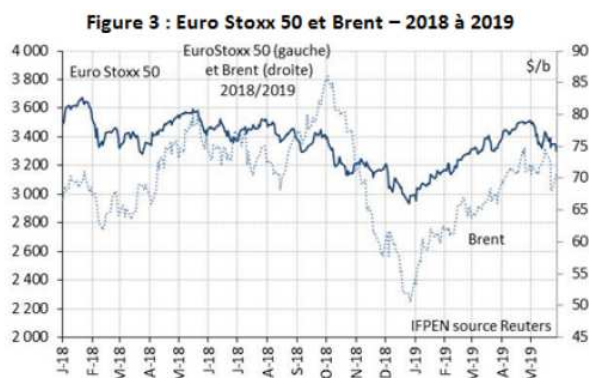
C'est un sujet d'importance pour comprendre la dynamique actuelle du marché pétrolier en complément des tensions géopolitiques en Libye, au Venezuela ou en Iran et plus généralement au Moyen-Orient. Le marché est en effet soumis à deux forces contradictoires avec, d'une part, une hausse de la production des non-OPEP en particulier aux États-Unis et, d'autre part, des réductions subies et difficilement prévisibles de l'offre pour certains pays OPEP.

Les doutes sur l'économie, facteur d'instabilité des marchés financiers et du prix du pétrole

Mais, au-delà des forces du marché, le prix du pétrole est aussi largement influencé par les soubresauts constatés récemment sur les marchés financiers (*Figure 3 et 4*). Ces soubresauts sont dus en grande partie aux anticipations économiques divergentes depuis fin 2018, liées pour l'essentiel à l'évolution des négociations commerciales entre les États-Unis et la Chine.

Cela a conduit à une forte baisse des marchés financiers au 4^e trimestre 2018 suivie d'une reprise au 1^{er} trimestre 2019 puis à nouveau une baisse à partir de début mai. Cette baisse coïncide avec la décision de l'administration américaine de renforcer les droits de douane sur 200 mds\$ d'exportations chinoises, décisions suivies par l'annonce de nouvelles mesures de représailles envisagées par la Chine.

La réaction à la baisse des marchés s'explique par l'anticipation d'un ralentissement économique mondial et d'un recul des échanges mondiaux de marchandises évoqué dès avril par l'OMC (2,6 % en 2019 contre 3 % en 2018). Dans ses dernières perspectives économiques mondiales, l'OCDE fait le même constat en soulignant « *l'atonie persistante de l'économie mondiale tandis que la faiblesse des échanges freine la croissance* ».



Les marchés financiers, qui connaissent ponctuellement des rebonds après les fortes corrections baissières, restent désormais dans l'attente de la matérialisation d'un accord entre les États-Unis et la Chine, susceptible d'éviter la poursuite de l'escalade des tensions et l'adoption de mesures commerciales et industrielles restrictives.

Un risque d'excédent sur le marché pétrolier lié à la progression de la production américaine...

En dehors du contexte financier, les corrections sur le prix du pétrole reflètent aussi le risque de revivre l'épisode de 2014. En 2014, sous l'effet d'une progression importante et régulière de la production

L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

américaine, le prix du pétrole s'était effondré afin de permettre l'ajustement de l'équilibre entre l'offre et la demande. Il avait fallu trois ans à l'OPEP pour éliminer les excédents et réduire les stocks de pétrole et de produits pétroliers des pays occidentaux.

La situation semble sur le point de se répéter avec une progression de 2,2 Mb/j en 2018 de la production américaine de liquides, incluant le pétrole et les liquides associés à la production de gaz naturel (LGN). L'administration américaine de l'énergie anticipe un niveau de croissance assez proche en 2019 (*Figure 5*). Ces progressions de l'ordre de 2 Mb/j sont bien supérieures à la hausse annuelle de la demande de pétrole qui évolue entre 1,1 Mb/j et 1,5 Mb/j depuis 2016 et qui devrait se situer à 1,3 Mb/j en 2019 d'après l'AIE.

Les perspectives de hausse de la production américaine ne sont pas remises en cause par la réduction de l'activité de forage dans les bassins de schiste. La hausse passée de la productivité des puits de production (production cumulée sur la durée de vie d'un puits) permet désormais de produire plus avec moins de puits. Ainsi, le nombre de puits horizontaux pour la production de pétrole est passé de plus de 30 000 par an entre 2012 et 2014 à environ 15 000 en 2018 et peut-être 14 000 cette année (source Spears).

Sur ces bases, le modèle d'IFPEN permet d'anticiper une hausse de la production dans les années à venir en supposant une stagnation de l'activité de forage et une stabilité de la productivité des puits au niveau actuel (*Figure 6*). À l'inverse, une baisse significative du nombre de puits forés sans hausse de la productivité des puits ou un recul de la productivité à forage constant pourraient conduire à une décroissance de la production dans les trois ans à venir. Ce n'est toutefois pas ce qui est retenu par l'EIA dans ses prévisions de référence de court terme.

Il reste toutefois une contrainte à lever concernant les insuffisances des capacités de transport, ce qui pourrait être fait dans les prochains mois. Déjà, deux nouveaux pipelines d'une capacité globale de 0,2 Mb/j ont été mis en service en début d'année et plusieurs projets devraient démarrer en fin d'année et en 2020 pour un total d'au moins 1,2 Mb/j.

Figure 5 : Production américaine de pétrole et de LGN
2011/2019

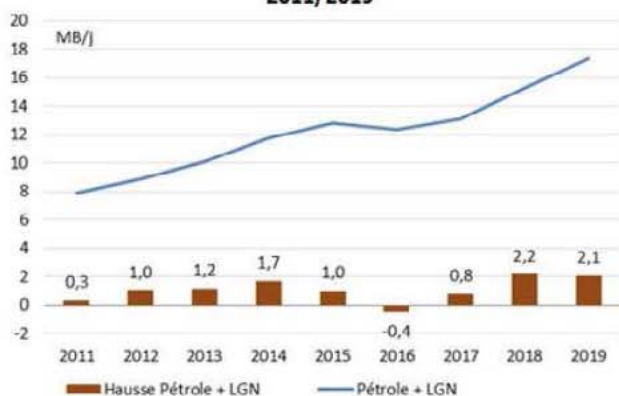
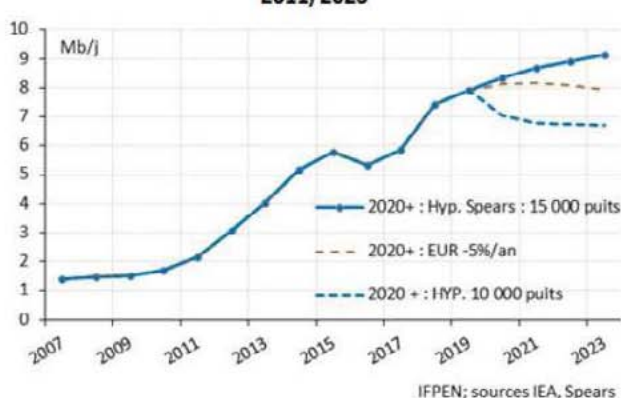


Figure 6 : Production de pétrole des bassins de schiste –
2011/2023



... les tensions géopolitiques pèsent sur le prix en dépit de la hausse des shale oil américains...

Plusieurs pays OPEP connaissent aujourd'hui des situations particulières qui impactent ou qui pourraient impacter leur production de pétrole. C'est le cas bien sûr de l'Iran dont la production a reculé de 1,2 Mb/j depuis juillet 2018 sous l'effet de l'embargo américain mis en place en novembre dernier (*Figure 7*). Ce niveau de baisse est assez proche des effets du précédent embargo appliqué conjointement par les États-Unis et l'Europe entre 2012 et 2015.

L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

Figure 7 : Bilan pétrolier mensuel de l'Iran – 2014 à 2019

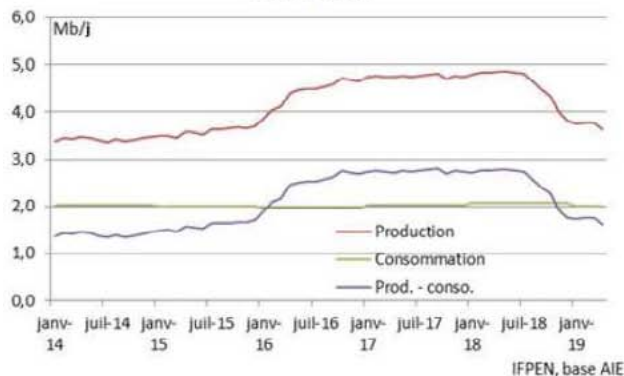
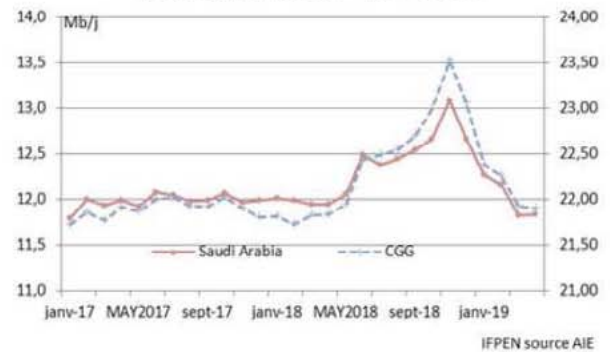


Figure 8 : Production mensuelle de pétrole et de LGN du CCG et de l'Arabie saoudite – 2017 à 2019



Mais, le gouvernement américain a décidé fin avril de supprimer les exemptions qui autorisaient certains pays importateurs, dont la Chine et l'Inde, à importer du pétrole iranien. Les premières statistiques estiment à 0,5 Mb/j les exportations iraniennes pour le mois de mai, ce qui situe la production iranienne à 2,5 Mb/j contre 3,6 Mb/j en avril et 4,8 Mb/j en juillet 2018.

Au-delà de ces éléments chiffrés, qui soulignent l'impact potentiellement significatif de l'embargo américain contre l'Iran, le contexte géopolitique régional inquiète les marchés. Cette tension régionale est devenue palpable avec deux attaques en mai, l'une sur quatre navires, dont deux pétroliers saoudiens, au large de l'émirat du Foujairah et l'autre, revendiquée depuis le Yémen par des rebelles Houthis, perpétrée sur des stations de pompage d'un oléoduc en Arabie saoudite.

L'évacuation partielle de l'ambassade américaine à Bagdad annoncée le 15 mai laisse par ailleurs supposer un risque pour la stabilité en Irak, pays qui figure, avec un total produit de 4,7 Mb/j, parmi les grands pays producteurs mondiaux. De façon plus large, il convient également de rappeler l'importance des pays du golfe dans la production mondiale avec un total de l'ordre de 22 Mb/j pour les six pays du CCG¹ dont 12 Mb/j pour l'Arabie saoudite (Figure 8). La déstabilisation de la région ferait à l'évidence peser une forte contrainte sur l'équilibre pétrolier mondial.

Au-delà de cette région, placée sous les feux de l'actualité, il convient de souligner la situation de grande fragilité économique du Venezuela. Cette situation a des répercussions importantes sur la production de pétrole du pays, qui a ainsi reculé de 1,6 Mb/j depuis début 2016, se situant à 1 Mb/j en avril (Figure 9). Les disponibilités à l'export (solde entre offre et demande) ont dans le même temps été divisées par deux, se situant à 1 Mb/j en janvier et à environ 0,6 Mb/j en avril.

Figure 9 : Bilan pétrolier mensuel du Venezuela – 2014 à 2019

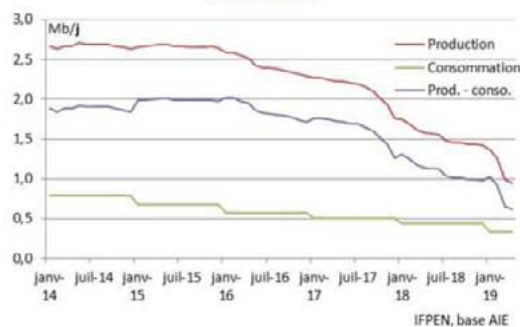
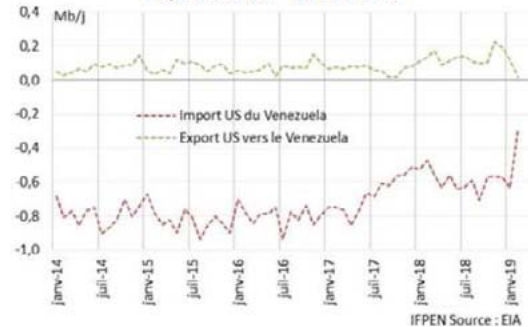


Figure 10 : Echanges commerciaux de pétrole et produits US/Venezuela – 2014 à 2019



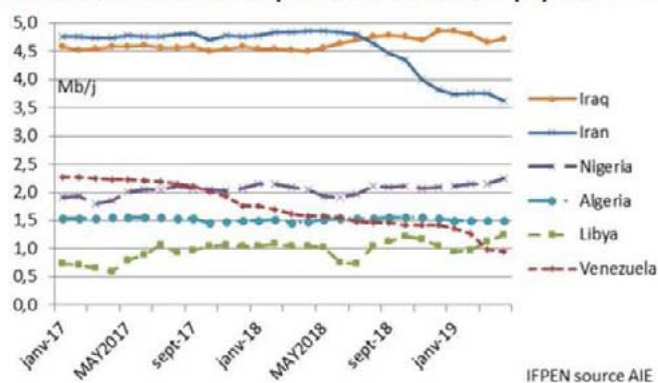
¹ Le Conseil de coopération des États arabes du Golfe ou Conseil de coopération du Golfe est une organisation régionale regroupant six monarchies arabes et musulmanes du golfe Persique : l'Arabie saoudite, Oman, le Koweït, Bahreïn, les Émirats arabes unis et le Qatar.

L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

Ce pays est par ailleurs soumis à des sanctions, mises en place par l'administration américaine fin janvier, visant en particulier à restreindre les importations de pétrole vers les États-Unis, d'une part, et à interdire les exportations américaines de diluants utilisés pour les huiles lourdes du Venezuela, d'autre part. Les importations américaines de pétrole vénézuélien, qui représentent une part importante du total exporté, sont ainsi passées de 0,6 Mb/j en janvier à 0,3 Mb/j en février (*Figure 10*).

En dehors de la situation de l'Iran et du Venezuela, il est nécessaire de rappeler les incertitudes planant sur plusieurs autres pays (*Figure 11*) dont l'Algérie, depuis la démission du président Bouteflika le 2 avril, ou la Libye. La production pétrolière de ce pays reste extrêmement instable après la révolution de février 2011, évoluant entre 0,6 et 1,2 Mb/j depuis 2017 contre 1,6 Mb/j en 2010. En Libye, l'offensive sur Tripoli lancée le 4 avril dernier par le maréchal Haftar fait à nouveau craindre une déstabilisation susceptible d'affecter la production. Celle-ci, concentrée pour une grosse part à l'ouest du pays, est soumise à des perturbations récurrentes liées en particulier à la question de la répartition des revenus pétroliers entre la compagnie nationale et les autorités locales situées à l'est du pays.

Figure 11 : Production mensuelle de pétrole et de LGN de 5 pays OPEP – 2017 à 2019



IFPEN source AIE

Une politique de « l'OPEP+ » attentiste, adaptée à un marché incertain

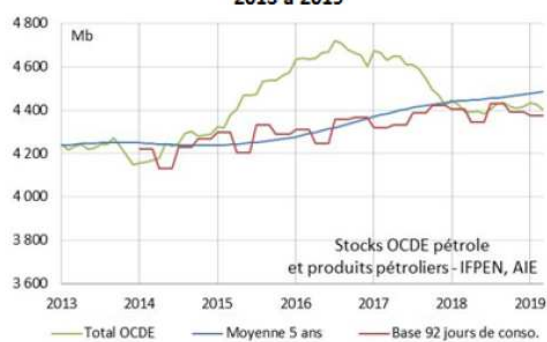
Les déclarations récurrentes de l'OPEP+, c'est-à-dire l'OPEP associé avec certains partenaires dont la Russie, indiquent que l'objectif de cette organisation est de préserver l'équilibre offre/demande afin d'assurer la stabilité du marché pétrolier. Les trois principales interventions de l'OPEP + depuis 2016¹ vont effectivement dans ce sens. Elles se sont traduites, pour l'OPEP, par une forte baisse de l'offre début 2017, puis par un ajustement à la hausse en juillet 2018 suivi d'un nouveau recul début 2019 (*Figure 12*). Cette politique a, en particulier, permis de réduire fortement le niveau des stocks détenus par les pays OCDE entre 2015 et 2018 (*Figure 13*).

Figure 12 : Production OPEP de pétrole 2016 à 2019



IFPEN Source AIE

Figure 13 : Stocks OCDE de pétrole et produits pétroliers 2013 à 2019



¹ Accords OPEP/Non OPEP depuis 2016 : Dec 2016/mai 2017 : baisse de de 1,2 Mb/j et 0,6 Mb/j respectivement de la production en 2017, accord prolongé jusqu'en mars 2018 ; Juin 2018 : demande d'un respect de l'accord à 100 % face à une baisse trop importante de l'offre. Déc. 2018 : baisse de 0,8 Mb/j et 0,4 Mb/j respectivement de l'offre par rapport à octobre 2018 sur les six premiers mois de 2019. Prochaine réunion en juin 2019.

L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

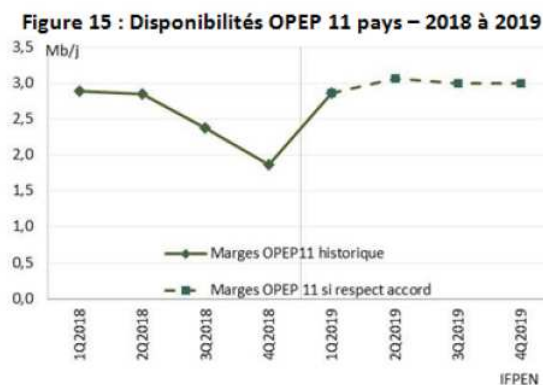
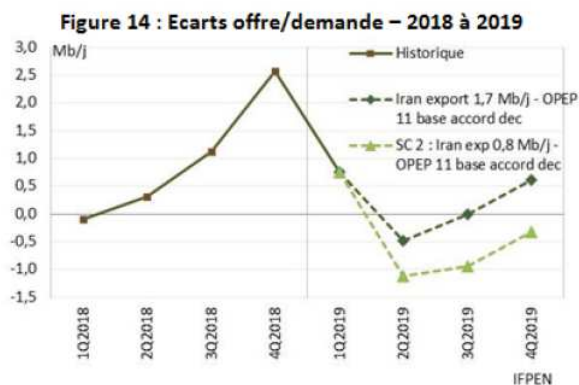
La situation du marché apparaît de ce point de vue comme assainie et l'enjeu pour l'OPEP est désormais d'éviter un trop fort excédent d'offre comme ce fut le cas au 4^e trimestre 2018. Mais il s'agit aussi de pouvoir faire face aux diverses défaillances de l'offre sur le marché afin d'éviter de fortes hausses des prix du pétrole. Au-delà des demandes récurrentes du président américain vis-à-vis de l'OPEP, cette stratégie s'inscrit également dans le sens des intérêts de long terme de l'OPEP afin d'éviter une baisse trop importante de la consommation. Ces deux objectifs, portant sur les excédents et les défaillances, se retrouvent dans cette déclaration du comité de suivi du marché (JMMC) datant de mai 2019 : « *A balanced oil market remains our focus* ».

L'équilibre offre/demande sur la base des données actuelles

Après l'annulation de la réunion ministérielle du mois d'avril, la politique de « l'OPEP+ » pour le second semestre 2019 sera définie lors des réunions ministérielles des 25 et 26 juin prochains. Il serait présomptueux d'anticiper aujourd'hui le choix final.

Si l'on s'en tient aux tendances actuelles, et en supposant une stabilité de la production iranienne, l'écart offre/demande serait équilibré en 2019 (Figure 14). Cela signifie à l'inverse qu'un renforcement de l'embargo sur l'Iran nécessiterait probablement de recourir aux capacités excédentaires de l'OPEP estimées à 3 Mb/j (Figure 15). L'usage de ces « réserves » a en général pour effet de peser à la hausse sur le prix du pétrole.

En juin, il s'agira pour l'OPEP de faire un bilan complet portant en particulier sur l'évolution de la demande mondiale, qui dépend de la situation économique, sur les tendances concernant l'offre américaine et sur l'impact de l'embargo américain. Le contexte géopolitique au Moyen-Orient, en Libye ou au Venezuela pourra également influencer la décision finale.



Difficile dans ce contexte de tenter d'anticiper des prix du pétrole. Il convient toutefois de noter que le coût marginal de production du pétrole, qui influence fortement les prix en situation d'équilibre du marché, est en forte baisse. Les dernières analyses de Rystad Energy confirment en effet les baisses des coûts de production du pétrole, estimées par d'autres organismes à environ 30 % depuis la chute des cours de 2014. Les coûts de production les plus élevés sont évalués par Rystad Energy à 60 \$/b, hors huiles lourdes canadiennes (83 \$/b) dont le développement n'est plus indispensable à l'équilibre du marché depuis la montée en puissance des huiles de schiste.

Comme ce sont ces coûts qui définissent le prix en phase d'équilibre du marché, des niveaux de prix autour de 100 \$/b ne devraient plus constituer, hors situation de crise importante sur l'offre, la référence du marché. La fragilité des prix constatés depuis 2018, quand ils dépassent le seuil des 70 \$/b, pourrait aussi s'expliquer par ces nouvelles références.

L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

Focus : impacts financiers des baisses de production en Iran et au Venezuela

Iran

Les conditions d'application de l'embargo pétrolier américain sur l'Iran, mis en oeuvre partiellement à partir de novembre 2018, devraient être plus strictes désormais. Mais, faute de certitudes sur les évolutions à venir, deux hypothèses sont retenues après mai, l'une tablant sur un volume exporté de 1,6 Mb/j après cette date, l'autre reposant sur un volume de 0,8 Mb/j seulement. À titre de comparaison, les disponibilités à l'export se situaient à 2,7 Mb/j en 2017 (*Figure 16*).

Sur ces bases, le recul des exportations a abouti à une baisse des revenus de 4 mds\$ en 2018. Elle pourrait se situer entre 26 et 40 mds\$ en 2019 (*Figure 17*). Ces baisses représentent en 2019 de 5 à 8 % du PIB iranien (450 mds\$ en 2018 - source FMI). Au-delà des exportations, les sanctions américaines devraient aussi impacter les investissements qui représentent 35 à 38 % du PIB par an.

Figure 16 : Ecart offre/demande de l'Iran – 2015 à 2019

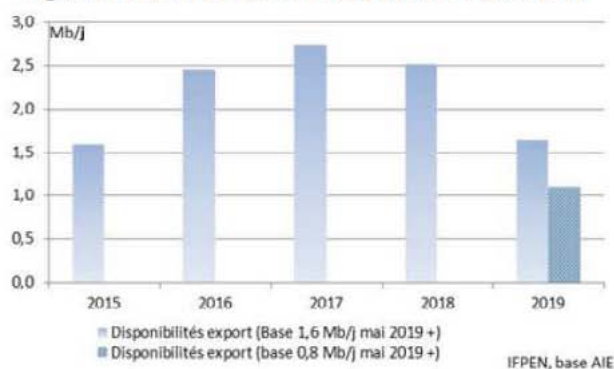


Figure 17 : Valorisation des disponibilités – 2015 à 2019



Venezuela

Les disponibilités pétrolières à l'exportation du Venezuela, en recul depuis 2016, ont été divisées par deux en 2018 (1 Mb/j) et par plus de trois en 2019 (0,6 Mb/j) par rapport à 2015 (2 Mb/j ; *Figure 18*). Comparé à un scénario de stabilité des disponibilités à l'exportation, la perte représente 20 mds\$ en 2018 et 30 mds\$ en 2019 (*Figure 19*), soit respectivement 21 et 38 % du PIB par ailleurs en chute libre depuis 2015 (division par trois en 2018).

Figure 18 : Ecart offre/demande du Venezuela – 2015 à 2019

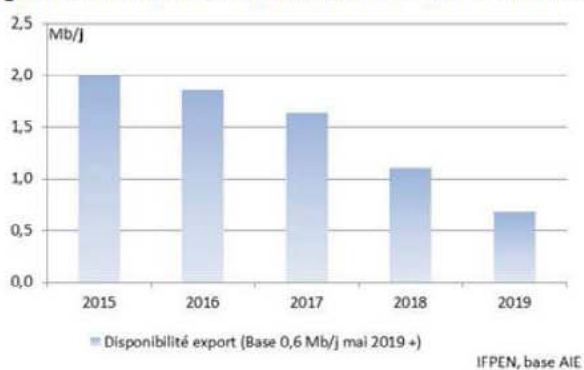
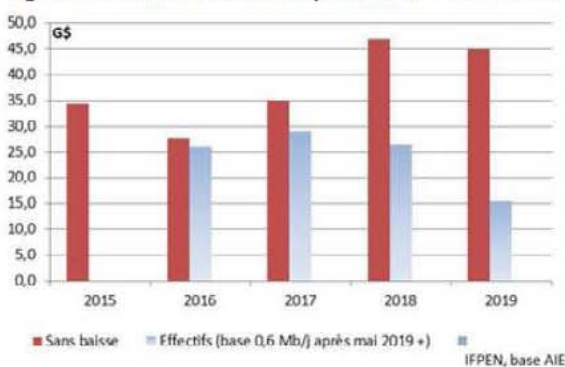


Figure 19 : Valorisation des disponibilités – 2015 à 2019



L'ANALYSE D'IFPEN SUR LES MARCHÉS PÉTROLIERS

Focus : Prix des produits pétroliers en France et prix du pétrole

Suite à la décision de maintenir le niveau des taxes en 2019 au niveau de celles fixées en 2018, les prix à la pompe dépendent essentiellement des évolutions du prix des produits pétroliers constatées sur les marchés. Ils sont eux-mêmes largement influencés par le prix du pétrole (*Figure 20*).

Toutefois, entre novembre 2018 et mars 2019, des conditions particulières, liées pour partie à la faiblesse du niveau du Rhin perturbant la navigation, ont abouti à une décote de l'essence et au contraire à une certaine pression pour le gazole. Le prix de l'essence a été, sur cette période, équivalent au prix en euro du pétrole, ce qui constitue une situation exceptionnelle. Cela explique le rapprochement des prix TTC des deux produits (*Figure 21*).

Avec la reprise de la consommation d'essence aux États-Unis (*driving season*), les écarts sur le prix de l'essence par rapport au pétrole sont revenus à des niveaux conformes aux évolutions historiques. Cela explique une hausse plus importante du prix de l'essence à la pompe entre janvier et mai. Il a ainsi progressé de 17 ct€/l sur cette période contre 10 ct€/l pour le gazole, produit qui a suivi la progression du prix du pétrole.

Figure 20 : Prix de marché des produits pétroliers en Europe 2018 à 2019

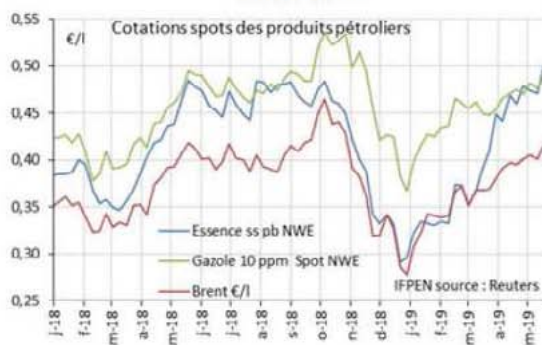


Figure 21 : Prix de vente TTC de l'essence (E10) et du gazole en France – 2018 à 2019

