



Agathe BAUJARD

Majeure Finance

Grand Ecole

28541

Promotion 2014

MEMOIRE DE RECHERCHE

L'embargo sur le pétrole iranien :
Impact sur l'offre globale, l'équilibre mondial et le prix du baril

Tuteur

JEAN-PIERRE FRANCOIS

Mai 2014

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	6
RESUME DE L'ETUDE	10
AVERTISSEMENT	11
REMERCIEMENTS	11
INDEX DES GRAPHIQUES	12
PREMIERE PARTIE Quelle position occupe l'Iran sur le marché du pétrole avant l'embargo ?	14
Sous-partie 1 : La place de l'Iran dans l'offre mondiale de pétrole brut.....	14
A) L'Iran dispose de 9% des réserves mondiales de pétrole brut, situées majoritairement dans la province du Khuzestan ou dans le Golfe Persique	14
B) Classée deuxième du Moyen-Orient, la production de pétrole brut iranienne est étroitement contrôlée par l'Etat	16
C) L'Iran est le deuxième producteur de l'OPEP, cartel jouant un rôle déterminant dans l'offre de pétrole au moyen d'une politique de quotas	18
D) L'Iran est le troisième exportateur mondial et les exportations iraniennes de pétrole brut sont destinées principalement à l'Union européenne et aux géants asiatiques	23
Sous-partie 2 : Revue des principaux pays importateurs de pétrole iranien et moteurs de la demande mondiale	25
A) Les Etats-Unis, l'Union Européenne et les pays d'Asie du Sud-Est sont les premiers consommateurs au monde, mais les pays non-OCDE en général devraient prendre le dessus dès 2014	25
B) Les premiers clients de l'Iran sont asiatiques ou européens et dépendent de son pétrole pour environ 10% de leurs importations	27
Sous-partie 3 : Comment fonctionne le marché du pétrole brut ? Facteurs clés de fixation du prix et équilibre du marché	30
A) L'équilibre de court terme : volatilité des prix et anticipations auto-réalisatrices des acteurs basées sur les prévisions sur le niveau des stocks	30
B) L'équilibre de long terme : volatilité atténuée et bande de prix de long terme déterminée essentiellement par le coût marginal de production et la croissance économique mondiale sur un marché partiellement contrôlé par l'OPEP	32
C) Le marché à terme du pétrole affiche une situation de « déport »	37

DEUXIEME PARTIE Y a-t-il eu un « choc pétrolier » dû à l’embargo sur la période 2012-2013 ?..... 41

Sous-partie 1 : Quelle est l’ampleur du choc d’offre ?..... 41

- A) Les sanctions internationales ont mis à mal le potentiel de production iranien et la production s’est contractée de l’ordre de 25% en 2012 41
- B) Les exportations iraniennes ont chuté de plus de 40% suite à l’embargo, incitant les Iraniens à le contourner 43
- C) Sous la pression des Occidentaux, l’OPEP a dépassé régulièrement son quota de production de 30m de b/j maintenu depuis décembre 2011 et a compensé le fléchissement de la production iranienne sauf en fin de période.. 47
- D) Sur 2011-2013, l’Arabie Saoudite a globalement maintenu un niveau élevé de production pour combler les déficits libyen et iranien sans pour autant s’interdire un fléchissement de la production sur le dernier trimestre 2012 50

Sous-partie 2 : Quelles réactions de la part des clients de pétrole iranien ?..... 52

- A) Entravés dans leur commerce avec l’Iran, les pays qui se fournissaient en pétrole iranien ont majoritairement suivi l’embargo et tenté de diversifier leurs sources d’approvisionnement d’autant plus qu’ils étaient menacés par des représailles secondaires..... 52
- B) Après une phase de déstockage en 2011, les pays de l’OCDE ont augmenté leurs niveaux de stocks à l’approche de l’embargo et les ont maintenus à un niveau relativement élevé depuis, afin d’être prêts à s’en servir le cas échéant 58
- C) L’offre de pétrole est restée dynamique sur la période 2011-2013 concomitamment à une demande mondiale modérée dans les pays de l’OCDE, garantissant un équilibre offre-demande sur le marché en dépit des sanctions internationales imposées à l’Iran 60

Sous-partie 3 : Quel a été l’impact de l’embargo sur le cours du baril de Brent et la courbe à terme ?..... 64

- A) Le cours *spot* du baril de Brent a atteint un pic à 125\$ au printemps 2012 et est resté instable en 2012 dans un contexte d’aggravation des tensions entre Occident et Moyen-Orient avant de fléchir en raison d’une demande mondiale peu dynamique puis de fluctuer à un niveau élevé au-dessus des 100\$ en 2013 64
- B) Le marché du Brent est entré résolument en *backwardation* début 2012 dans un contexte de tensions géopolitiques ravivées et la courbe des contrats à terme semble demeurer en « déport » prononcé début 2014 malgré l’adoucissement des sanctions imposées à l’Iran 66

TROISIEME PARTIE Quels pronostics pour le cours du baril de Brent à moyen-terme ?.....	71
Sous-partie 1 : Pronostics sur la demande de pétrole brut à horizon 2015	71
A) Les estimations de la demande de pétrole brut à moyen terme anticipent une croissance tirée quasi exclusivement par les pays hors de la zone OCDE, en dépit de certaines réserves sur le dynamisme de la croissance de la demande chinoise, indienne ou brésilienne	71
B) Le département de l'Energie américain table à moyen terme sur un niveau élevé de stocks détenus par l'OCDE autour de c.975 millions de barils.....	74
Sous-partie 2 : Hypothèses retenues pour l'offre de pétrole brut	76
A) Une offre non-OPEP tirée par l'A. du Nord, l'A. Latine et l'ex-URSS	76
B) Les estimations de la demande et de l'offre non-OPEP impliquent une production de pétrole brut d'équilibre théorique des pays de l'OPEP sous les 30 millions de b/j pour 2014 et 2015, soit une légère baisse de la demande de pétrole OPEP	78
C) Une offre globale de pétrole brut probablement inchangée jusqu'à l'été 2014	79
Sous-partie 3 : Revue des scénarii : quels pronostics pour l'offre OPEP réelle ? .	80
A) Scénario 1 « L'Iran inonde le marché » : un accord complet est trouvé à l'été 2014 et débouche sur un retour en force du pétrole iranien.....	80
B) Scénario 2 : le retour du brut iranien sur le marché n'est que graduel et provoque un choc d'offre mesuré	82
C) Scénario 3 : Le retour de l'Iran risque d'être quasi imperceptible au niveau de l'offre globale de pétrole compte tenu de l'ajustement à la baisse du cartel	84
D) Les trois scénarii envisagent un « choc d'offre » différent après la levée de l'embargo	86
Sous-partie 4 : Quelle traduction en termes de prix et courbes à terme ?.....	88
A) Les trois scénarii prédisent un cours du <i>Brent</i> stable jusqu'à l'été 2014 autour de 110\$ puis une détente des cours à horizon 2015 de plus ou moins grande amplitude, en ligne avec les anticipations des analystes.....	88
B) Les trois scénarii se traduiront probablement par un « déport » moins prononcé de la courbe à terme début 2015 contrairement à ce qui prévalait durant l'embargo, voire un léger <i>contango</i> pour le premier scénario.....	90
CONCLUSION GENERALE.....	93
ANNEXES	94
SOURCES.....	100

INTRODUCTION GENERALE

Depuis la fin de l'année 2011, l'Iran fait l'objet de sanctions internationales parmi les plus lourdes et les plus sévères de son histoire de la part des Etats-Unis et de l'Union Européenne. Ces mesures de représailles visent à dissuader l'Iran de mener à terme son programme de nucléaire militaire et à entraver le financement de ses activités illicites en privant le pays de ses ressources. Malgré un récent adoucissement des sanctions annoncé en novembre 2013 à Genève et entré en vigueur le 20 janvier 2014, le secteur de l'énergie iranien a subi de plein fouet ces décisions de la communauté internationale au moment même où le marché du pétrole brut se montrait de plus en plus instable et volatil : tensions géopolitiques récurrentes dont conflit israélo-palestinien, Printemps arabe, guerre en Libye, émeutes au Nigeria, changements climatiques, fluctuations erratiques des stocks américains et prévisions statistiques incertaines pour la croissance mondiale à moyen terme [Intro]. Au moment de la mise en place de l'embargo, les « fondamentaux » – prix intrinsèque du pétrole déterminé par l'équilibre de l'offre et la demande et qui exclut l'influence des facteurs exogènes – se traduisent par une remontée des prix contrastant avec l'effondrement consécutif à la crise financière et économique de 2007-2008. Le cours du baril de *Brent* oscille ainsi début 2012 autour de 100\$, seuil historiquement élevé, après avoir franchi les 80\$ en 2010.

L'objet de ce mémoire est de s'interroger sur les répercussions de l'embargo imposé au pétrole iranien : dans quelle mesure l'embargo a-t-il eu et aura-t-il un impact sur l'équilibre du marché en termes d'offre et de demande et sur le cours du baril de brut ?

Pour répondre à cette question, la démarche adoptée consistera à i) analyser le rôle structurant de l'Iran sur le marché mondial du pétrole avant l'embargo de 2012 avant de ii) observer l'impact de l'embargo sur l'équilibre du marché en 2012 et 2013 avant l'adoucissement des sanctions et iii) en tirer des conclusions pour imaginer un pronostic probable à moyen terme sur l'évolution du cours du baril de brut et la situation sur le marché à terme.

Nous allons présenter ci-dessous le détail des sanctions qui affectent l'Iran depuis fin 2011 puis quelques points de méthodologie.

Sanctions

Les relations entre l'Iran et l'Occident sont tendues depuis la Révolution islamique de 1979 [Intro. et 14]. Dès cette date, les Américains ont gelé les avoirs iraniens sur leur territoire. En 1996, les Etats-Unis décidaient le *Iran Sanction Act*, qui avait pour vocation d'interdire à toute entreprise d'investir dans l'industrie pétrolière iranienne sous peine de sanctions telles que l'interdiction du commerce aux Etats-Unis. Les tensions relatives au programme d'armement nucléaire iranien ont atteint un degré supplémentaire et se sont aggravées le 31 décembre 2011 avec l'ajout de sanctions économiques contre la banque centrale iranienne dans le *US National Defense Authorization Act for Fiscal Year 2012*, adopté chaque

année depuis 1964 aux Etats-Unis pour déterminer le budget du *Pentagone*. Parallèlement aux Etats-Unis, le Conseil des Affaires Etrangères de l'Union Européenne s'est réuni à Bruxelles le 23 janvier 2012 pour statuer notamment sur le cas de l'Iran. Le conseil a conclu « des mesures restrictives supplémentaires dans le secteur de l'énergie, y compris un embargo progressif sur les importations dans l'UE de pétrole brut iranien, dans le secteur financier, y compris à l'encontre de la Banque centrale iranienne, et dans le secteur des transports, ainsi que de nouvelles restrictions à l'exportation, concernant notamment l'or et les biens et technologies à double usage ». Cette décision est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2012.

Du côté des Etats-Unis, le *US National Defense Authorization Act for Fiscal Year 2012* stipule les pouvoirs du Président américain (d'après *Institute of Energy Economics, Japan [14]*):

- Pour toutes les opérations économiques, dont celles liées à l'industrie pétrolière, à l'exception de la médecine ou l'alimentaire, à compter du 60^e jour après la promulgation de l'Act
 - o Des conditions strictes voir l'interdiction sont imposées aux comptes de correspondants dans les banques américaines ou comptes de transit détenus par des institutions financières étrangères ayant effectué une opération quelconque avec la banque centrale iranienne ou toute autre institution financière iranienne désignée par le Secrétariat au Trésor en vue de sanctions de l'*International Emergency Economic Powers Act*
 - o Des sanctions sont imposées à la banque centrale iranienne en vertu du *International Emergency Economic Powers Act*
- Les sanctions s'appliquent dès lors qu'il s'agit d'une transaction financière visant la vente ou l'achat de pétrole ou de produits pétroliers à l'Iran ou en provenance d'Iran
- Un rapport de la *US Energy Information Administration* sera publié tous les 60 jours après la publication de l'Act, mentionnant l'état de disponibilité et le prix des produits pétroliers produits dans les pays autres que l'Iran
- Le Président déterminera tous les 180 jours en vertu de ce rapport si le prix et l'offre de pétrole des pays autres que l'Iran sont suffisants pour permettre aux clients de l'Iran de se fournir auprès de ces pays tiers et de réduire significativement leurs achats auprès de l'Iran
- Le Président peut exempter un pays de sanctions pendant 120 jours au maximum (renouvelables) si l'exemption est dans l'intérêt de la sécurité américaine et si l'exemption est acceptée par le Congrès.

Du côté de l'Union européenne, les sanctions à l'égard de l'Iran sont stipulées dans le rapport du Conseil des Affaires Etrangères de l'Union Européenne réuni à Bruxelles le 23 janvier 2012 et rapportées par la *Direction Générale du Trésor [Intro]* :

- Interdiction d'importer du pétrole brut et des produits pétroliers dans l'Union Européenne (A)
 - o S'ils sont originaires d'Iran
 - o S'ils ont été exportés en provenance de l'Iran
- Interdiction d'acheter du pétrole brut et des produits pétroliers (B)
 - o S'ils sont situés en Iran
 - o S'ils sont originaires d'Iran
- Interdiction de transporter du pétrole brut et des produits pétroliers (C)

- S'ils sont originaires d'Iran
- S'ils sont exportés vers tout autre pays en provenance de l'Iran
- Interdiction de fournir, directement ou indirectement, un financement ou une aide financière tels que des produits dérivés, des produits d'assurance et de réassurance en vue de l'importation, l'achat ou le transport de pétrole brut ou de produits pétroliers d'origine iranienne ou qui sont importés en provenance de l'Iran (D)
- Interdictions similaires aux points A, B, C, D en ce qui concerne des produits pétrochimiques (E)

L'accord intérimaire de Genève du 24 novembre 2013 [Intro], officialisé le 20 janvier 2014 et décidé entre les sept pays négociateurs que sont l'Iran, les Etats-Unis, la France, le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Russie, la Chine, prévoit un adoucissement des sanctions imposées à l'Iran si elle se conforme aux exigences internationales quant à son programme d'enrichissement d'uranium. Un accord définitif devait être trouvé dans les six mois suivant cette décision, et devrait donc intervenir au cours de l'été 2014. Cet allègement des sanctions est « limité, temporaire, ciblé et pourra être annulé ». Les secteurs du pétrole, du commerce de l'or et des métaux précieux ainsi que les transferts financiers sont concernés par cet accord. *La Direction Générale du Trésor [Intro]* récapitule les principaux points de cet accord intérimaire en ce qui concerne le secteur pétrolier :

- L'autorisation de transporter du pétrole brut originaire d'Iran ou exporté en provenance de l'Iran (suspension du point C pour le pétrole brut ou « minéraux bitumineux »)
- L'autorisation d'assurance et de réassurance pour l'importation, l'achat ou le transport (suspension du point D pour les services d'assurance et de réassurance)
- Autorisation d'importer, d'acheter, de transporter ou d'apporter une aide financière pour les produits pétrochimiques (suspension du point E)
- La mise à disposition de l'Iran de 4,2 milliards de dollars issus de la vente de pétrole à six pays (Japon, Inde, Chine, Corée du Sud, Turquie, Taïwan)
- Le maintien du niveau actuel des exportations de pétrole brut d'Iran vers ces six pays sur les six mois à venir, soit environ 1 million de barils par jour

Méthodologie

Nous allons maintenant aborder quelques points de méthodologie qui seront valables dans l'ensemble de cette étude [Intro]

- L'année 2011 sert de référence dans la première partie pour décrire le marché du pétrole avant l'embargo. La deuxième partie portera sur la période allant de fin 2011 à début 2014, durant laquelle l'Iran était affecté par les sanctions. La troisième partie enfin établira des pronostics à horizon 2015
- L'étude ne concerne que le pétrole brut non transformé et avant raffinage et non les produits pétroliers. L'unité de mesure utilisée principalement est le nombre de barils produits par jour (1 baril ≈ 159 litres). Nous entendrons « pétrole brut » au sens large, comme le définit par exemple BP qui inclue dans ses données non seulement le pétrole brut conventionnel mais aussi le pétrole non conventionnel, les sables bitumineux (combustibles fossiles arrêtés au stade d'avant-pétrole, *Connaissance des*

énergies [Intro]), et les gaz naturels liquéfiés (provenant des gisements de gaz naturel et non du raffinage).

- Les trois grands types de pétrole sont le *Brent*, exploité en mer du Nord, le *West Texas Intermediate (WTI)*, produit aux Etats-Unis et l'*Arabian Light* au Moyen-Orient. Pour les prix du pétrole brut, nous utiliserons dans notre analyse la référence du cours du *Brent*. Le *Brent* est issu de 19 champs pétroliers de mer du Nord et constitue, avec le *WTI*, la référence mondiale pour le prix du brut. Le *Brent* sert de référence pour déterminer le prix de nombreuses variétés de pétrole dans le monde, même si le *Brent* est destiné essentiellement aux marchés européens. Ainsi, *Bloomberg*, cité dans *Energy & Capital [Intro]* explique que le *Brent* évoque, certes, le pétrole léger qui fournit le marché du Nord-Ouest de l'Europe, mais qu'il est utilisé comme référence pour tous les pétroles bruts d'Afrique de l'Ouest et de Méditerranée, et maintenant pour certains bruts d'Asie du Sud-est. Le différentiel de prix entre le *Brent* et le *WTI* est resté longtemps très faible. On assiste actuellement à un découplage entre les deux références, en raison d'un boom de l'offre américaine : le *WTI* présente une décote par rapport au *Brent* (parfois plus de 20\$) depuis ces cinq dernières années, due à l'afflux de pétrole sur le hub de *Cushing* en provenance du Canada ou du Dakota du Nord après la découverte du gisement de *Parshall* en 2006. Le panier de prix OPEP (*basket OPEC price, cf première partie sous-partie 1 point c.*) est plus proche du cours du *Brent*.
- Le cours du baril de *Brent* sera mesuré sur la place boursière de Londres [27] d'*International Petroleum Exchange (IPE)* - filiale d'*Intercontinental Exchange (ICE)* -, place spécialisée dans le marché des dérivés négociés par *trading* électronique, notamment les contrats à terme (*futures*) sur les matières premières.

RESUME DE L'ETUDE

Avant l'entrée en vigueur de l'embargo européen sur le pétrole iranien, l'Iran est le deuxième producteur de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) après l'Arabie Saoudite et possède 9% des réserves mondiales prouvées de pétrole brut. L'Iran exporte c.2,5 millions de barils par jour, ce qui fait du pays le troisième exportateur mondial après l'Arabie Saoudite et la Russie. Près de 85% de son pétrole est à destination de l'Union européenne et des géants asiatiques (Chine, Inde, Japon, Corée du Sud). Ces derniers achètent c.10% de leur pétrole à la République islamique d'Iran mais des pays clients plus secondaires, tels que la Turquie, l'Afrique du Sud ou certains pays européens, dépendent plus étroitement du pétrole iranien.

Les sanctions internationales instaurées en 2012 ont atteint leur but. Elles ont entravé la vente du pétrole iranien, et par suite, le volume de production iranien a décliné d'environ 1 million de barils par jour. L'Iran n'a pas seulement perdu sa clientèle de l'Union Européenne, qui représentait 20% de ses exportations. La plupart des pays clients ont effet suivi le boycott afin de ne pas être victimes à leur tour de représailles de la part des Etats-Unis. L'Iran a perdu son rang de troisième exportateur mondial et sa production au sein de l'OPEP a été dépassée par celle de l'Irak. Dans ces conditions, une pénurie d'offre aurait pu s'installer. Toutefois, il n'y a pas eu de réel choc d'offre suite à l'embargo, car le marché du pétrole est partiellement contrôlé par l'OPEP. Son leader, l'Arabie Saoudite, dispose des capacités excédentaires de production suffisantes pour jouer un rôle de producteur d'appoint et ajuster la production du cartel à la hausse afin d'éviter les effets secondaires d'une flambée des prix. Comme le cours du baril est, à long terme, déterminé essentiellement par l'équilibre offre-demande, l'embargo n'a pas entraîné une hausse du prix fondamental. En revanche, le cours du baril de *Brent* est resté rigide à la baisse et l'instabilité a caractérisé l'année 2012. De ce fait, le « déport » s'est accentué sur le marché des contrats à terme sur le *Brent*.

Les pronostics à moyen terme pour les années 2014 et 2015 prévoient une progression de l'offre de pétrole non-OPEP, tirée par la croissance de la production nord-américaine, et une moindre demande pour la production des membres de l'OPEP. Nous anticipons une offre globale inchangée jusqu'à l'été 2014, au terme duquel un accord durable entre l'Iran et les pays occidentaux pourrait être trouvé. Même dans l'hypothèse où l'embargo serait totalement levé, le scénario le plus probable est celui d'un retour graduel de la production iranienne après des années de sanctions et non celui d'un retour en force. L'offre du cartel resterait quasiment identique car l'Arabie Saoudite ajusterait cette fois-ci à la baisse sa production. Selon ce scénario, la détente sur le cours du *Brent* sera faible. La levée des sanctions devrait en tout cas rassurer les acteurs toutes choses égales par ailleurs et déboucher sur une atténuation du « déport » sur le marché à terme.

AVERTISSEMENT

Le traitement du sujet a posé trois problèmes principaux de méthode dont le lecteur devra tenir compte :

- L'accès aux données : hormis l'OPEP et la *US Energy Information Administration*, il existe peu d'études d'accès libre sur le marché du pétrole et l'industrie pétrolière iranienne et de données de prévisions pour l'après 2014
- La cohérence et l'homogénéité des sources : certaines sources n'indiquent pas les mêmes données en historique et ne précisent pas toujours ce qui est mesuré ; les instituts de statistiques utilisés pour le consensus de la troisième partie n'ont pas exactement les mêmes estimations pour la dernière année pleine, 2013
- L'objectivité des organismes statistiques utilisés : même s'ils sont indépendants des pouvoirs politiques, ils dépendent d'organisations qui poursuivent nécessairement des objectifs de par leur position comme l'OPEP. L'*International Energy Agency* par exemple représente les intérêts des pays consommateurs de pétrole.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier Jean-Pierre FRANCOIS qui a supervisé tout mon travail de recherche et suivi pas à pas la rédaction de cette étude. Du fait de l'étendue du sujet traité, Jean-Pierre François m'a guidée dès le départ dans le choix de mon cadre d'analyse (période d'étude, type de pétrole analysé et place boursière) et a su orienter mes recherches de manière efficace. Son aide a été précieuse, notamment lorsqu'il s'est agi d'extraire des données historiques de cours du baril ou de sélectionner les organismes de statistiques les plus fiables pour étayer ma démonstration. Enfin, je le remercie tout simplement d'avoir proposé ce thème de recherche qui a suscité d'emblée mon intérêt. En effet, ce sujet offre l'avantage d'allier une étude empirique à une réflexion sur les conflits géopolitiques, les enjeux stratégiques liés au pétrole, le marché des matières premières et les perspectives énergétiques mondiales à long terme.

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1	Réserves prouvées de pétrole – Top 10 mondial (2011)	p15
Graphique 2	Réserves prouvées de pétrole – Top 10 régional (2011)	p15
Graphique 3	Production de pétrole – Top 10 mondial (2011)	p17
Graphique 4	Production de pétrole – Top 10 régional (2011)	p17
Graphique 5	Réserves prouvées ¹ de pétrole – OPEP (2011)	p19
Graphique 6	Production de pétrole ² journalière – OPEP (2011)	p19
Graphique 7	Evolution de la production mensuelle de l'Arabie Saoudite (2011)	p20
Graphique 8	Illustration du modèle de Stackelberg appliqué au marché du pétrole	p21
Graphique 9	Comparaison quota/production dans les pays de l'OPEP (Nov. 2011)	p22
Graphique 10	Exportations de pétrole brut – Top 10 mondial (2011)	p23
Graphique 11	Exportations iraniennes de pétrole brut par destination – (S1 2011)	p24
Graphique 12	Consommation mondiale de pétrole brut – Top 10 mondial (2011)	p25
Graphique 13	Répartition de la consommation mondiale de pétrole brut (2011)	p25
Graphique 14	Partage de la demande mondiale de pétrole	p26
Graphique 15	Importations de pétrole brut – Top 10 mondial (2011)	p26
Graphique 16	Valeur des stocks de pétrole brut – Principaux pays et régions	p31
Graphique 17	Evolution des stocks mondiaux et cours spot du baril de pétrole	p31
Graphique 18	Interruptions imprévues de production ¹ de pétrole brut – OPEP	p33
Graphique 19	Consommation de pétrole ¹ – Répartition mondiale depuis 2000 et estimations à horizon 2035	p34
Graphique 20	Illustration des facteurs de fixation du prix du pétrole	p35
Graphique 21	Illustration du déport et du report	p38
Graphique 22	Forme de la courbe à terme en juillet 2011 – 24 échéances	p39
Graphique 23	Interruptions imprévues de production de pétrole brut – OPEP de 2011 à 2013	p42
Graphique 24	Evolution mensuelle de la production iranienne de pétrole brut – de 2011 à 2013	p43
Graphique 25	Evolution des exportations iraniennes de pétrole brut – estimations mensuelles pour 2012	p44
Graphique 26	Exportations iraniennes en 2012 par destination	p45
Graphique 27	Evolution des exportations iraniennes de pétrole brut – estimations mensuelles pour 2013	p47
Graphique 28	Comparaison quota/production de l'OPEP – de 2011 à 2013	p48

Graphique 29	Variation mensuelle cumulée de production Iran/OPEP	p49
Graphique 30	Evolution mensuelle de la production de pétrole brut de l'Arabie Saoudite – de 2011 à 2013	p50
Graphique 31	Variation mensuelle cumulée de production Iran/Arabie Saoudite	p51
Graphique 32	Evolution mensuelle des stocks commerciaux de pétrole brut détenus par l'OCDE	p59
Graphique 33	Evolution mensuelle des stocks commerciaux de pétrole brut détenus par l'Europe	p59
Graphique 34	Valeur des stocks publics et commerciaux de pétrole brut	p60
Graphique 35	Equilibre mondial offre/demande sur le marché du pétrole	p61
Graphique 36	Ecart entre production de l'OPEP et production d'équilibre de 2011 à 2013	p62
Graphique 37	Evolution de l'offre et de la demande sur le marché du pétrole de 2011 à 2013	p63
Graphique 38	Evolution des prix ?	p64
Graphique 39	Evolution de la courbe à terme de 2011 à 2012 – 24 premières échéances	p66
Graphique 40	Evolution des <i>spreads</i> de 2011 à 2012	p68
Graphique 41	Evolution de la courbe à terme de 2012 à 2013 – 24 échéances	p68
Graphique 42	Evolution des <i>spreads</i> de 2012 à 2013	p69
Graphique 43	Consensus - demande de pétrole brut 2014	p73
Graphique 44	Prévisions de la demande de pétrole brut 2015	p74
Graphique 45	Prévisions des stocks commerciaux de pétrole brut détenus par l'OCDE	p75
Graphique 46	Consensus – offre non-OPEP de pétrole brut 2014	p77
Graphique 47	Prévisions – offre non-OPEP de pétrole brut 2015	p78
Graphique 48	Production théorique de l'OPEP estimée pour 2014	p78
Graphique 49	Production théorique de l'OPEP estimée pour 2015	p79
Graphique 50	Production iranienne de pétrole brut à moyen terme selon le scénario	p86
Graphique 51	Ecart entre production de l'OPEP réelle et production d'équilibre (estimations)	p86
Graphique 52	Estimation du cours du baril à moyen terme selon le scénario	p89
Graphique 53	Cibles de prix anticipées par les analystes début 2015	p90
Graphique 54	Courbes à terme hypothétiques début 2015 à titre illustratif	p92

PREMIERE PARTIE

Quelle position occupe l'Iran sur le marché du pétrole avant l'embargo ?

L'objet de notre première partie est de comprendre dans quel contexte se sont inscrites les sanctions internationales décidées contre l'Iran et décrites dans l'introduction, dans le but de mieux appréhender l'impact de ces sanctions. Afin de déterminer les possibles répercussions de l'embargo sur le marché du pétrole, il convient d'analyser la place de l'Iran sur ce marché avant 2012.

Cette partie tentera donc de déterminer ce qu'étaient, avant les sanctions, le potentiel de production de l'Iran, les traits saillants de l'offre (est-ce un marché contrôlé ?) et de la demande mondiale et les grands facteurs qui gouvernent les cours du baril de pétrole. Nous étudierons en particulier les questions suivantes :

- Quels sont les mécanismes qui régissent l'OPEP et quels objectifs suivent ses principaux membres ?
- Quels sont les clients majeurs du pétrole iranien et dans quelle mesure sont-ils dépendants à l'égard de l'Iran ?
- Les pays consommateurs détiennent-ils des stocks de pétrole et si oui, à quelle ampleur ?
- Y a-t-il de nos jours un seuil de prix plancher pour le cours du baril ? Quel est le coût de production marginal du baril ?
- Quelles sont les caractéristiques du marché à terme pour le pétrole ?

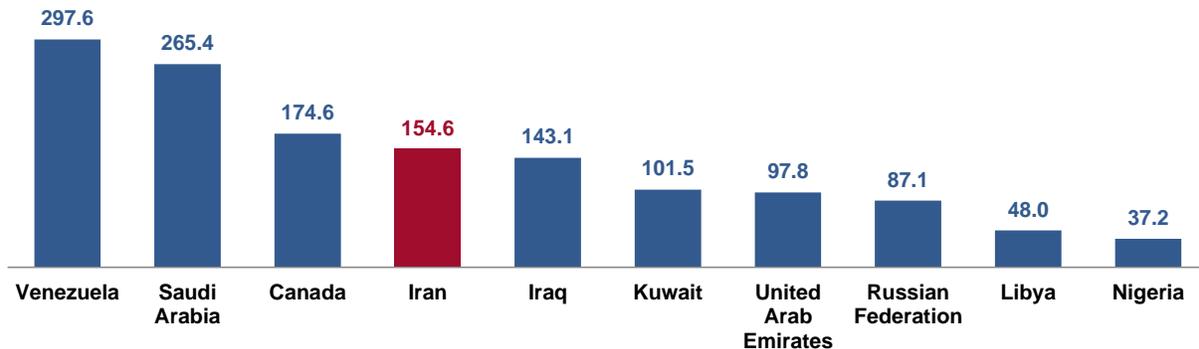
Sous-partie 1 : La place de l'Iran dans l'offre mondiale de pétrole brut

A) L'Iran dispose de 9% des réserves mondiales de pétrole brut, situées majoritairement dans la province du Khuzestan ou dans le Golfe Persique

L'Iran dispose d'abord de l'une des plus larges réserves de pétrole au monde. Ainsi en 2011, l'Iran se plaçait dans le top 5 des réserves mondiales avec c.155 milliards de barils, représentant 9% des réserves mondiales.

Graphique 1 : Réserves prouvées¹ de pétrole – Top 10 mondial (fin 2011)

En milliards de barils



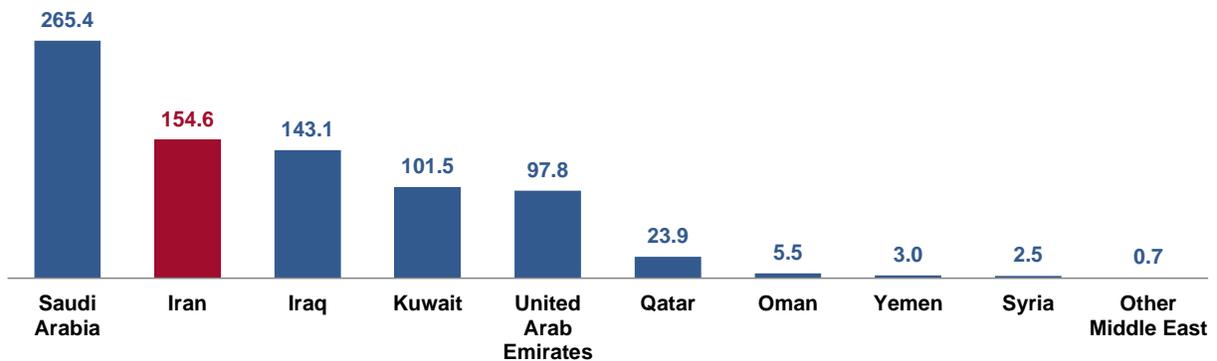
Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

Note (1) : « Les réserves prouvées sont les quantités [de pétrole brut], selon les informations géologiques et techniques disponibles, ont une forte probabilité (>90%) d'être récupérées dans le futur, à partir des gisements connus et dans les conditions technico-économiques existantes » - Insee

Surtout, l'Iran possède la 2^{ème} plus grande réserve de pétrole du Moyen-Orient après l'Arabie Saoudite (environ 19% des réserves régionales en 2011), ce qui conforte la position prépondérante de l'Iran dans la région.

Graphique 2 : Réserves prouvées¹ de pétrole – Top 10 régional (fin 2011)

En milliards de barils



Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

Note (1) : « Les réserves prouvées sont les quantités [de pétrole brut], selon les informations géologiques et techniques disponibles, ont une forte probabilité (>90%) d'être récupérées dans le futur, à partir des gisements connus et dans les conditions technico-économiques existantes » - Insee

D'après la US Energy Information Administration, (EIA [17]), l'Iran compte actuellement 34 gisements pétroliers dont 22 onshore et 12 offshore. Les gisements onshore assurent 71%

de la production. 80% de ces gisements *onshore* se situent dans la province du Khuzestan. L'essentiel des réserves *offshore* sont localisées dans le Golfe Persique. 100 millions de barils de réserve existeraient également dans la mer Caspienne d'après *Facts Global Energy* (FGE).

Les trois plus importants gisements sont :

- Marun
- Ahwaz : zones de Asmari, Bangestan, Mansouri
- Aghajari

Les autres gisements notables sont Azadegan, Yadavaran, Bibi Hakimeh, Rag-e-Safid. Abuzar est le plus grand gisement *offshore*.

D'après l'EIA [17], les gisements iraniens ont des taux de déclin naturel assez élevés de 8 à 13% car ils sont en fonction depuis une longue période. Le taux de récupération est considéré comme peu élevé, de 20-30%. (Voir la carte des gisements en annexe 1).

Le pétrole iranien est généralement qualifié de lourd mais est attractif en raison des grandes quantités qui peuvent être livrées grâce à des volumes élevés de production. 45% de la production serait du pétrole lourd. Le tableau suivant répertorie les principaux types de pétrole iranien (teneur en soufre et densité sur l'échelle API).

Crude oil type	Production (2010年, 000B/D)	Sulfur content	API gravity
Azadegan	51	n/a	32.0
Doroud	65	2.90%	32.8
Foroozan	350	2.31%	30.1
Iranian Heavy	1,500	1.99%	29.5
Iranian Light	1,600	1.36%	33.4
Lavan	92	1.78%	35.2
Nouruz-Sourush	190	3.44%	18.9
Simi	100	1.79%	33.3

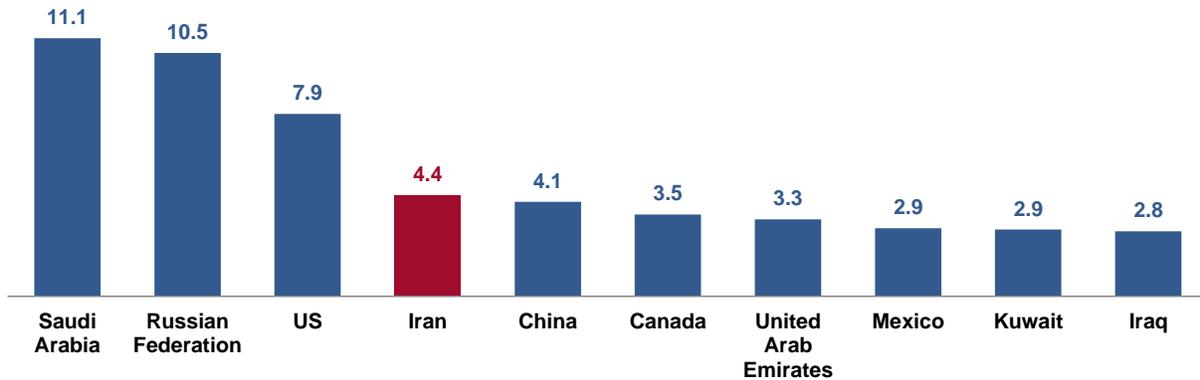
Source : *Recent Trends in Oil Supply from Iran – The Institute of Energy Economics* (Juin 2012)

B) Classée deuxième du Moyen-Orient, la production de pétrole brut iranienne est étroitement contrôlée par l'Etat

L'Iran était le 4^e producteur mondial de pétrole brut en 2011 après l'Arabie Saoudite, la Russie et les Etats-Unis. En 2011, l'Iran a produit plus de 4 millions de barils par jour, soit 5% de la production mondiale.

Graphique 3 : Production de pétrole² – Top 10 mondial (2011)

En millions de barils par jour



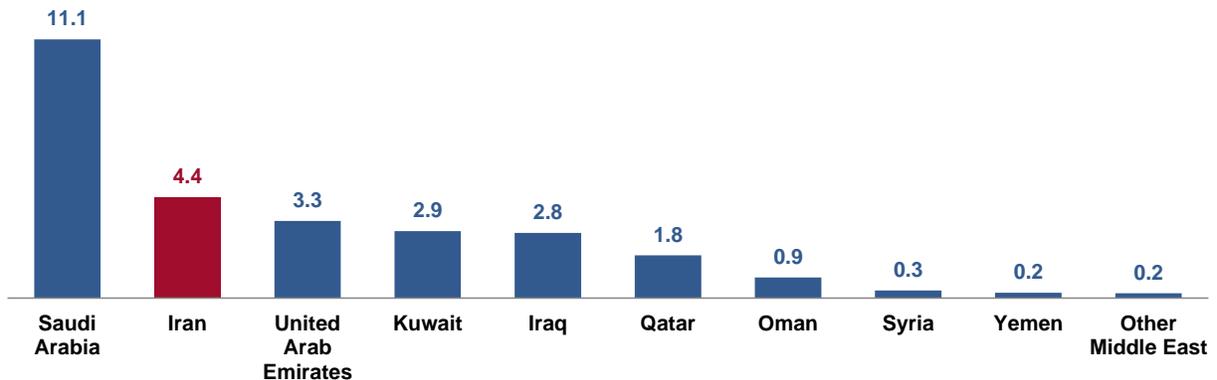
Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

Note (2) : Pétrole brut, pétrole non conventionnel, sable bitumineux, GNL (contenu liquide du gaz naturel lorsqu'il est récupéré séparément)

Au Moyen-Orient, c'est l'Arabie Saoudite qui est de loin de le premier producteur de pétrole (40% de la production régionale). L'Iran, deuxième pays de la région, assure 16% de la production régionale journalière.

Graphique 4 : Production de pétrole² – Top 10 régional (2011)

En millions de barils par jour



Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

Note (2) : Pétrole brut, pétrole non conventionnel, sable bitumineux, GNL(contenu liquide du gaz naturel lorsqu'il est récupéré séparément)

La filière iranienne du pétrole est entièrement organisée sous l'égide du Ministère du Pétrole. L'entreprise affiliée la plus importante est la *National Iranian Oil Company* (NIOC). La NIOC gère toutes les activités de production et de transport : elle produit le pétrole brut depuis les gisements *onshore* et *offshore* et assure également l'exportation vers l'étranger.

Pour les *International Oil Companies* (IOC) souhaitant exploiter des réserves de pétrole non domestiques, il existe actuellement dans le monde trois grands types d'accord avec les autorités locales, comme l'explique Pierre Terzian, expert du secteur pétrolier [4] (2014) : les contrats de service, en vigueur actuellement en Irak ou Venezuela selon lesquels l'entreprise étrangère est rémunérée proportionnellement au nombre de barils vendus ; les contrats de partage de production (*production-sharing contracts*), utilisés au Nigeria et au Kurdistan irakien, suivant lesquels « le pays hôte et la compagnie étrangère se répartissent le brut et le commercialisent chacun pour leur compte » ; les contrats de contre-achat ou *buy-back*, institués en Iran dans les années 1990 afin d'attirer les majors et de faire profiter au pays des technologies les plus avancées.

Dans *Géopolitique du pétrole* [3] (2005), Cédric de Lestrage, Christophe-Alexandre Paillard et Pierre Zelenco expliquent le fonctionnement du contrat iranien. Selon la loi iranienne, la propriété des hydrocarbures ainsi que des gisements est réservée exclusivement aux Iraniens. De ce fait, les compagnies étrangères ne peuvent en être propriétaires et « tous les contrats signés entre [une compagnie étrangère] et l'Iran sont des contrats dits de buy-back. [...] Ce type de contrat permet à l'Iran de ne pas supporter le poids financier du développement et de l'exploration de ses sites. [...] Un contrat de buy-back est un contrat de développement à durée limitée où le contractant s'engage à financer, construire, commissionner et mettre en service les installations nécessaires au développement d'un projet [...]. Après leur mise en service, l'exploitation du champs sera transférée à la NIOC. Les partenaires du consortium, de leur côté, seront remboursés sur une période de 7 ans des dépenses de développement et des intérêts calculés sur les avances consenties. Ils recevront également une rémunération, à compter de la « première production ». Remboursement et rémunération se font à partir du produit de la vente des condensats associés (hydrocarbures liquides ou liquéfiés produits pendant le traitement du gaz naturel) et, si nécessaire, du pétrole brut disponible [...]. »

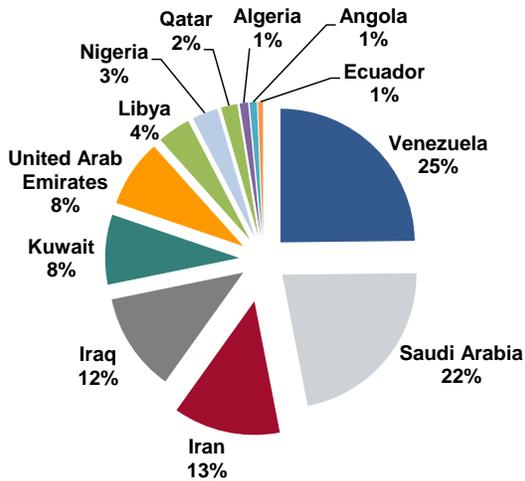
C) L'Iran est le deuxième producteur de l'OPEP, cartel jouant un rôle déterminant dans l'offre de pétrole au moyen d'une politique de quotas

L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) a été fondée en 1960 par un accord signé à Bagdad en Irak par cinq pays fondateurs [5] : l'Iran, l'Irak, le Koweït, l'Arabie Saoudite et le Venezuela. Aujourd'hui, l'organisation compte douze membres, principalement originaires du Moyen-Orient et d'Afrique : l'Iran, l'Irak, le Koweït, l'Arabie Saoudite, les Emirats Arabes Unis, le Qatar, le Nigeria, l'Algérie, l'Angola, la Libye, Equateur et le Venezuela. A l'époque de la création de l'OPEP, les prix du pétrole étaient fixés par les majors et entreprises occidentales, aux dépens des pays producteurs. La création du cartel visait donc de la part des pays producteurs de pétrole à reprendre la main sur les matières premières locales afin de pouvoir contrôler leur prix et de ce fait, les rentrées de devises.

Le poids de l'OPEP dans l'offre mondiale est considérable, tant au niveau des réserves qu'au niveau de la production. Ainsi en 2011, l'OPEP ne détenait pas moins de 72% des réserves mondiales de pétrole brut (*BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook* [1]) et produisait presque 36 millions de barils par jour, soit 43% de la production journalière mondiale.

Graphique 5 : Réserves prouvées¹ de pétrole – OPEP (fin 2011)

Pourcentage par pays

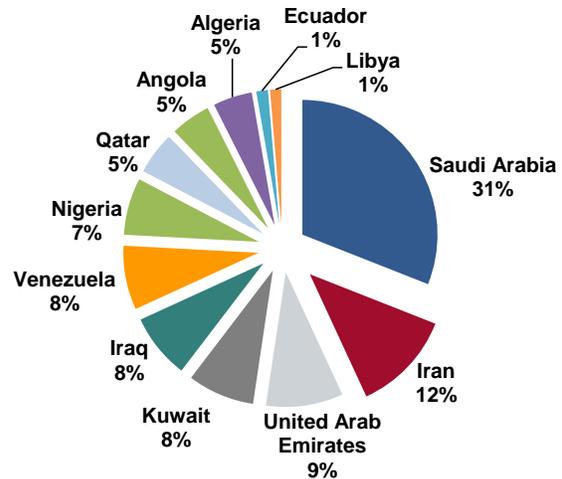


Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

Note (1) : « Les réserves prouvées sont les quantités [de pétrole brut], selon les informations géologiques et techniques disponibles, ont une forte probabilité (>90%) d'être récupérées dans le futur, à partir des gisements connus et dans les conditions technico-économiques existantes » - Insee

Graphique 6 : Production de pétrole² journalière – OPEP (2011)

Pourcentage par pays



Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

Note (2) : Pétrole brut, pétrole non conventionnel, sable bitumineux, GNL (contenu liquide du gaz naturel lorsqu'il est récupéré séparément)

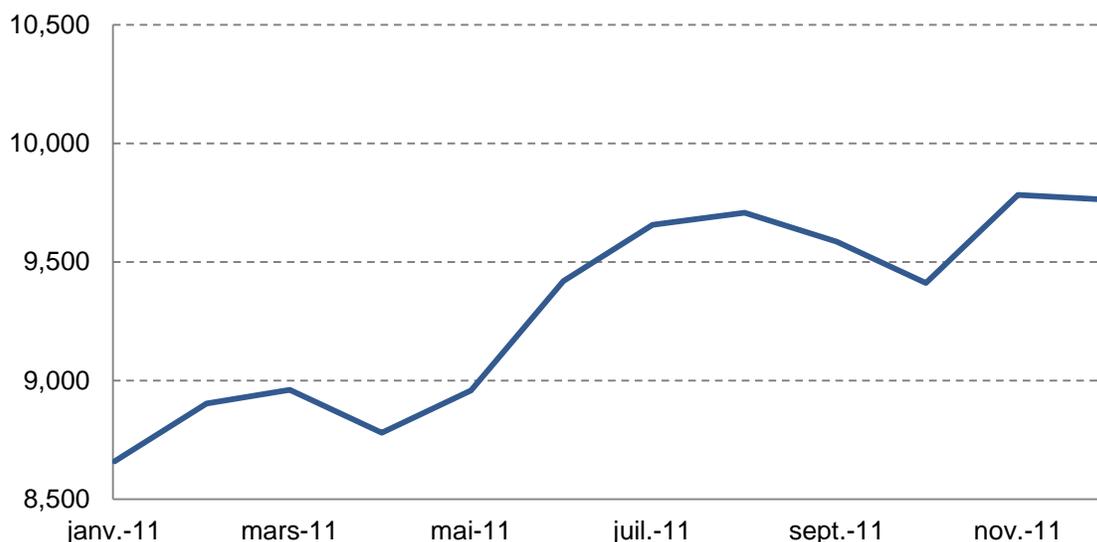
L'Iran est un pays de référence au sein de l'OPEP puisqu'il possède la troisième réserve de pétrole du cartel et est le deuxième producteur du cartel, avec 12% du volume journalier de barils.

L'OPEP s'appuie principalement sur trois mécanismes afin de peser sur l'équilibre du marché :

- La mise en place de quotas de production par pays en fonction de leurs réserves et de la demande mondiale
- La définition d'une bande cible de prix afin de pouvoir garantir un niveau minimal de prix compte tenu des coûts de production ; ce prix minimal est un arbitrage étant donné que tous les pays ne produisent pas dans les mêmes conditions et aux mêmes coûts ; ainsi comme le souligne *le Monde* [6], « quand les Saoudiens ont besoin d'un baril à 80 dollars pour équilibrer leur budget, les Irakiens doivent le vendre plus de 110 dollars et les Iraniens 150 dollars. »
- Le rôle pivot de l'Arabie Saoudite en « swing producer » : le pays à la plus large réserve et capacité de production sert de producteur d'appoint et assure la flexibilité de l'offre de l'OPEP en ajustant à court terme l'offre totale du cartel si un des membres est à court terme en sous-régime (cas de l'Irak, récemment de la Libye, puis de l'Iran) ou en sur-régime (pays ayant besoin de produire à pleine capacité pour exporter au maximum). Le graphique suivant montre l'évolution de la production mensuelle de l'Arabie Saoudite au cours de l'année 2011 au moment des difficultés de la Libye. La production de brute de l'Arabie Saoudite est passée de 8.75

millions de barils par jour au début 2011 à 9.75-10 millions de barils par jour sur le second semestre, au moment même où la Libye avait un déficit de production estimé de 500 000 à 750 000 barils/jour par l'International Energy Agency (d'après *Les Echos* [7]).

Graphique 7 : Evolution de la production mensuelle de l'Arabie Saoudite (2011)



Source : *Monthly OPEC market indicators* [35]

L'OPEP pilote l'offre de pétrole de ses douze membres par un suivi fréquent des réserves disponibles et d'un panier de prix de référence pour dix-huit qualités différentes de pétrole brut (*OPEC basket price*).

On peut interpréter l'action de l'OPEP sur le marché du pétrole selon deux théories de micro-économie.

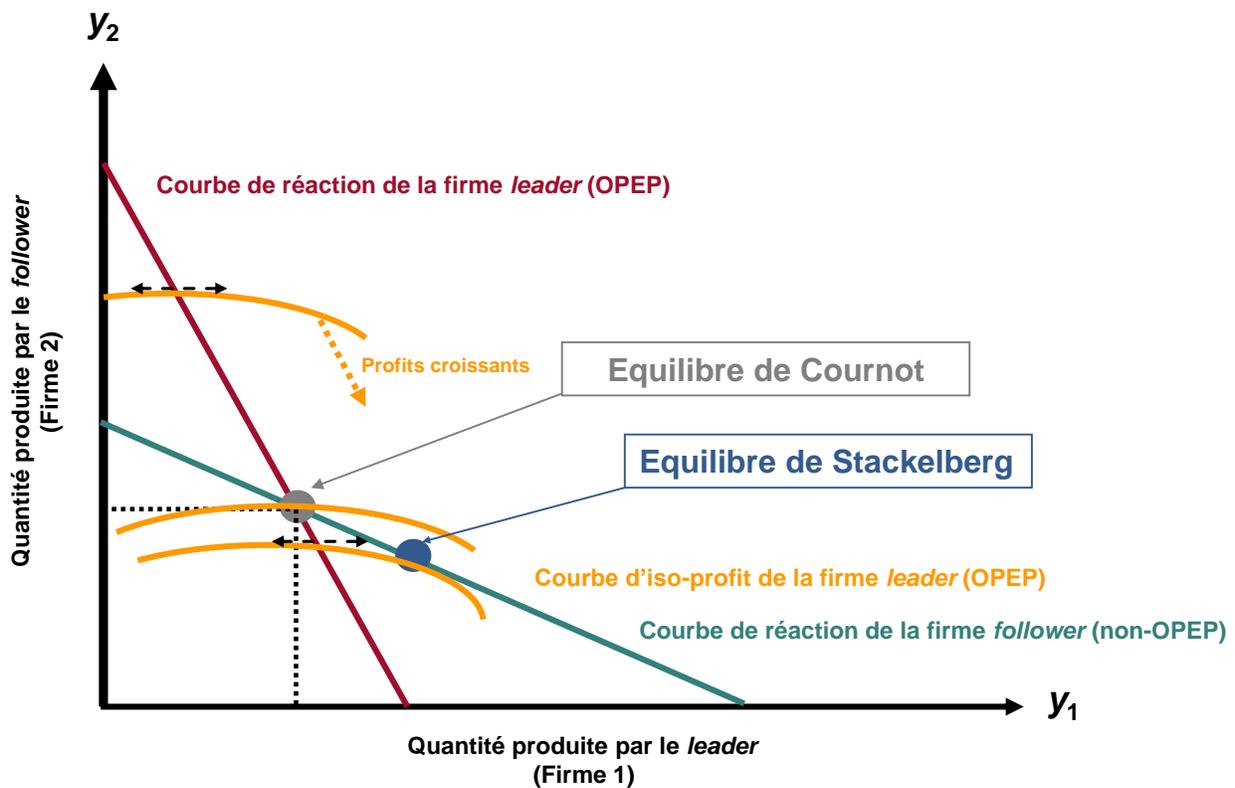
La première est celle du duopole de Stackelberg. Ce modèle est une extension de celui de Cournot, dans lequel seulement deux entreprises opèrent sur un marché (duopole) de manière non coopérative. Il s'agirait, en simplifiant dans notre cas, de l'OPEP d'une part, et des pays non-OPEP d'autre part (Russie, Canada, etc).

Le modèle de Cournot suppose que chaque entreprise produit une quantité selon sa fonction de réaction, c'est-à-dire la quantité lui permettant de maximiser son profit compte tenu des coûts de production et de la quantité produite par l'autre producteur (cette quantité étant considérée comme une donnée).

Le modèle de Stackelberg, lui, suppose que les deux producteurs ne sont pas semblables et que l'un est *leader* et occupe une position dominante. Ce modèle s'applique sans doute davantage au marché du pétrole avec un OPEP leader et un groupe de pays non-OPEP *follower*. Le *follower* fixe une quantité de production suivant sa fonction de réaction tout comme en modèle de Cournot, avec la quantité produite par le *leader* comme donnée. En

revanche, le *leader* intègre la fonction de réaction du *follower* dans sa propre fonction de réaction. Comme l'explique Thomas Porcher dans *Les Echos* [8], « [...] le *leader* choisit son niveau de production en supposant que son concurrent, le *follower*, va prendre sa décision en fonction de lui. ». L'OPEP choisit donc en premier son niveau de production. Les non-OPEP vont suivre en choisissant leur niveau optimal de production compte tenu de celui de l'OPEP. Mais ce comportement a été prévu et intégré dans le choix de l'OPEP, qui maximise son profit en anticipant que les non-OPEP s'adapteront. Le schéma suivant montre l'illustration du modèle de Stackelberg où l'équilibre est plus à l'avantage du *leader* que dans le modèle de Cournot.

Graphique 8 : Illustration du modèle de Stackelberg appliqué au marché du pétrole



- Les courbes d'isoprofit de l'entreprise *leader* indiquent les combinaisons des productions qui assurent à la firme des profits constants (en jaune sur le schéma)
- Graphiquement, un point de la courbe de réaction de la firme *leader* représente la solution à son problème de maximisation du profit. Il faut représenter la contrainte (production y_2 du *follower* donnée, représentée par une droite horizontale $y_2=k$), et l'objectif (la famille des courbes d'iso-profit de la firme *leader*). L'optimum est un point de tangence entre la contrainte et une courbe d'iso-profit. La courbe de réaction rouge montre l'ensemble des productions optimales, pour des niveaux différents de y_2 .
- Le point d'équilibre de Stackelberg (en bleu) se situe au point de tangence entre la courbe d'iso-profit de la firme *leader* et la courbe de réaction de la firme *follower*.

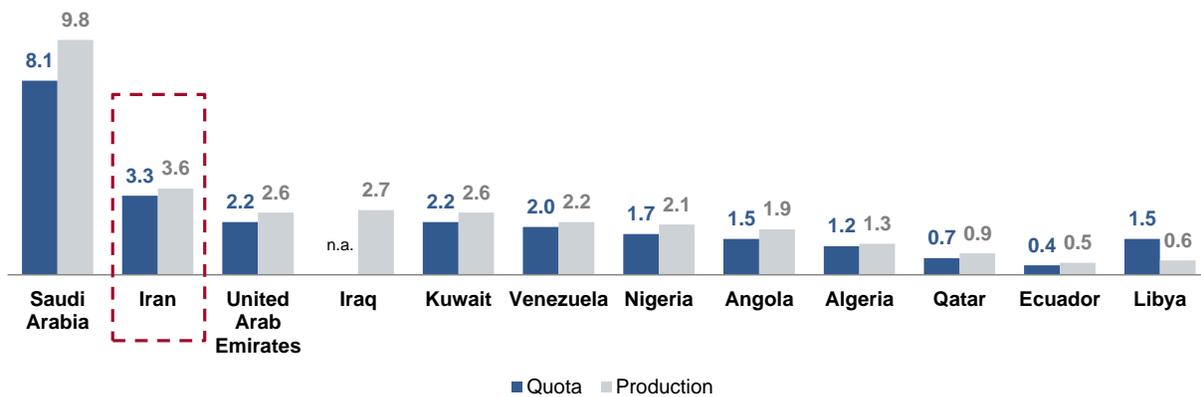
Source : d'après le schéma du site internet Lebamazonia [9] : « La théorie mathématique des jeux » et les explications de Jean-Baptiste Desquilbet [10], professeur d'économie à l'Université de Lille sur son site universitaire

La seconde théorie permettant de mieux comprendre le fonctionnement de l'OPEP est celle du cartel. Dans *Initiation à la micro-économie*, Frédéric Teulon (2007) [11] rappelle que le cartel correspond à une entente d'entreprises d'une même branche en vue de faire tendre le marché vers un modèle de monopole, modèle assurant le profit le plus élevé. C'est par l'imposition de quotas stricts de production que le cartel parvient à maintenir le prix aux alentours du prix de monopole. La réussite du cartel dépend étroitement de la discipline de chaque membre. En effet, chaque membre a intérêt à produire plus tout en profitant du prix de marché élevé assuré justement par l'existence du cartel, en agissant comme un passager clandestin. La survie d'un cartel est grandement facilitée par l'existence d'un « producteur dominant qui possède des capacités de production excédentaires qu'il peut utiliser comme moyen de dissuasion. Ce producteur sera le chef de file du cartel et il jouera un rôle de gendarme en contraignant par la menace les autres membres à respecter leurs engagements. Son pouvoir repose sur sa capacité à inonder le marché par ses produits avec un risque d'effondrement des prix. » Ce rôle de gendarme correspond exactement à la position qu'occupe l'Arabie Saoudite au sein de l'OPEP. Disposant des plus grandes capacités de production et membre fondateur, elle a ainsi contribué à l'âge d'or de l'OPEP dans les années 1970 et début des années 1980.

La comparaison entre quota et niveau de production réel pour chaque membre de l'OPEP en novembre 2011 indique que les pays ne respectent pas effectivement tous leurs engagements. A cette date, le quota total de production du cartel était de 24.8 millions de barils par jour (hors Irak) alors que la production réelle, Irak inclus, a atteint plus de 30 millions de barils.

Graphique 9 : Comparaison quota/production dans les pays de l'OPEP (Nov. 2011)

En millions de barils par jour



Source : Revue de l'OFCE : « Pétrole : vers un troisième choc pétrolier ? » Avril 2012 [12]

Les membres de l'OPEP n'ont pas tous les mêmes préoccupations. L'Iran et le Venezuela sont les pays les plus « conservateurs » selon Céline Antonin (*Revue de l'OFCE* [12]), et sont

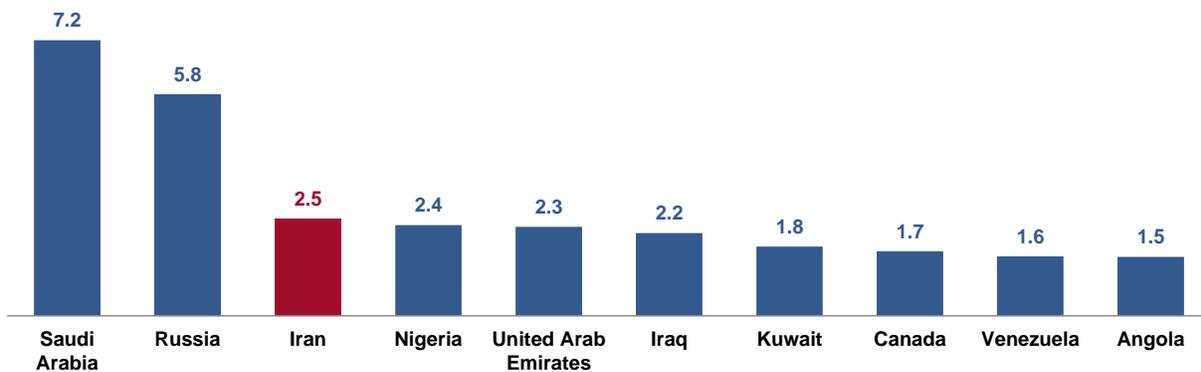
partisans d'une hausse des prix du brut, tandis que l'Arabie Saoudite se montre plus conciliante. Avec d'autres pays du Golfe, elle est prête à relever les quotas afin d'augmenter l'offre et de contenir le prix du brut. Dans un article du *Figaro* de mai 2011, il est mis l'accent sur l'opposition entre l'Iran et l'Arabie Saoudite, les deux premiers producteurs de l'OPEP. La réunion de l'OPEP du 8 juin 2011 à Vienne devait en effet avoir pour résultat un relèvement des quotas de production, souhaité par l'Arabie Saoudite, les quotas ayant été abaissés à 24.8 millions de barils par jour (hors Irak) depuis décembre 2008. « La présence annoncée de Mahmoud Ahmadinejad à la prochaine réunion de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) pourrait bloquer le relèvement des quotas de production prôné par l'Arabie saoudite pour limiter la flambée des prix du brut. [...] L'Iran juge au contraire que le marché du pétrole est bien alimenté cette année et que les prix ne sont pas excessifs ». Les quotas ont été relevés finalement à la réunion de l'OPEP de décembre 2011 à 30 millions de barils par jour, ce qui ne faisait qu'entériner les dépassements de quotas des membres de l'organisation.

D) L'Iran est le troisième exportateur mondial et les exportations iraniennes de pétrole brut sont destinées principalement à l'Union européenne et aux géants asiatiques

En 2011, l'Iran a été le 3ème exportateur mondial de pétrole brut avec c .2.5 millions de barils par jour exportés.

Graphique 10 : Exportations de pétrole brut – Top 10 mondial (2011)

En millions de barils par jour

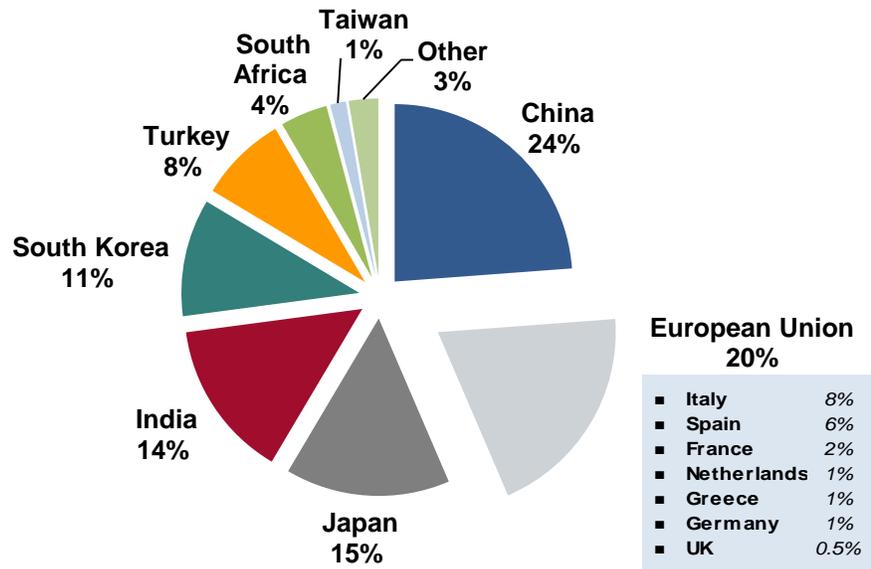


Source : OPEC Annual Statistical Bulletin 2013 pour l'année 2011, p49 [2]

Graphique 11 : Exportations iraniennes de pétrole brut par destination – (S1 2011)

L'Iran exporte son pétrole majoritairement en Asie et en Europe.

Outre l'Union Européenne, les principaux pays destinataires du pétrole iranien en 2011 étaient la Chine, le Japon, l'Inde, la Corée du Sud, la Turquie et Taïwan.



Source : D'après les données reportées dans la presse de *Analysis of Petroleum Exports (APEX)- S1 2011* [13]

Les exportations de pétrole (pétrole brut et éventuellement produits pétroliers) représentent environ 80% des rentrées de devises étrangères en Iran en 2011 : l'OPEP reporte ainsi 115 milliards de dollars de « value of petroleum exports » et 145 milliards de dollars de « value of exports » [2]. De plus, selon *l'Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ* [14]), environ 50% des recettes de l'Etat proviennent des exportations pétrolières.

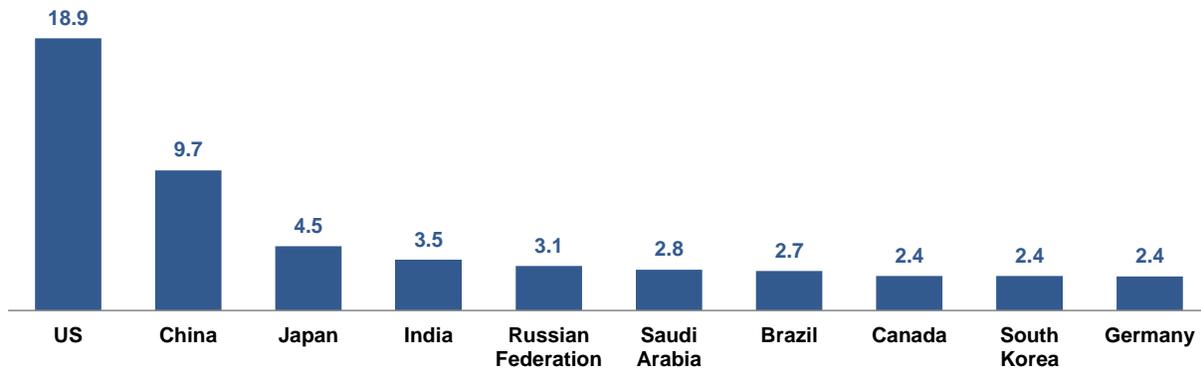
Sous-partie 2 : Revue des principaux pays importateurs de pétrole iranien et moteurs de la demande mondiale

A) Les Etats-Unis, l'Union Européenne et les pays d'Asie du Sud-Est sont les premiers consommateurs au monde, mais les pays non-OCDE en général devraient prendre le dessus dès 2014

La consommation mondiale de pétrole brut approchait en 2011 les 89 millions de baril par jour. Les pays qui consomment le plus sont les Etats-Unis, l'Union Européenne, les pays asiatiques et les pays émergents.

Graphique 12 : Consommation mondiale de pétrole brut – Top 10 mondial (2011)

En millions de barils par jour

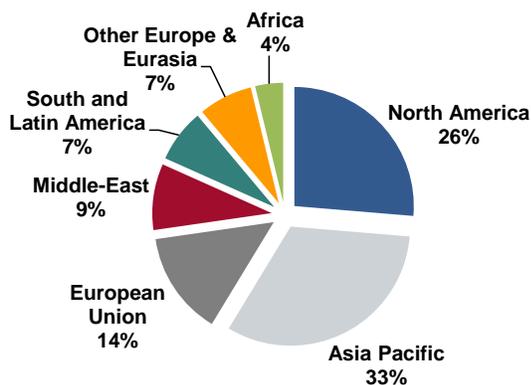


Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

En 2011, l'Amérique du Nord et l'Union Européenne représentaient encore 40% de la consommation mondiale comme le montre le graphique suivant.

Graphique 13 : Répartition de la consommation mondiale de pétrole brut (2011)

Pourcentage par région

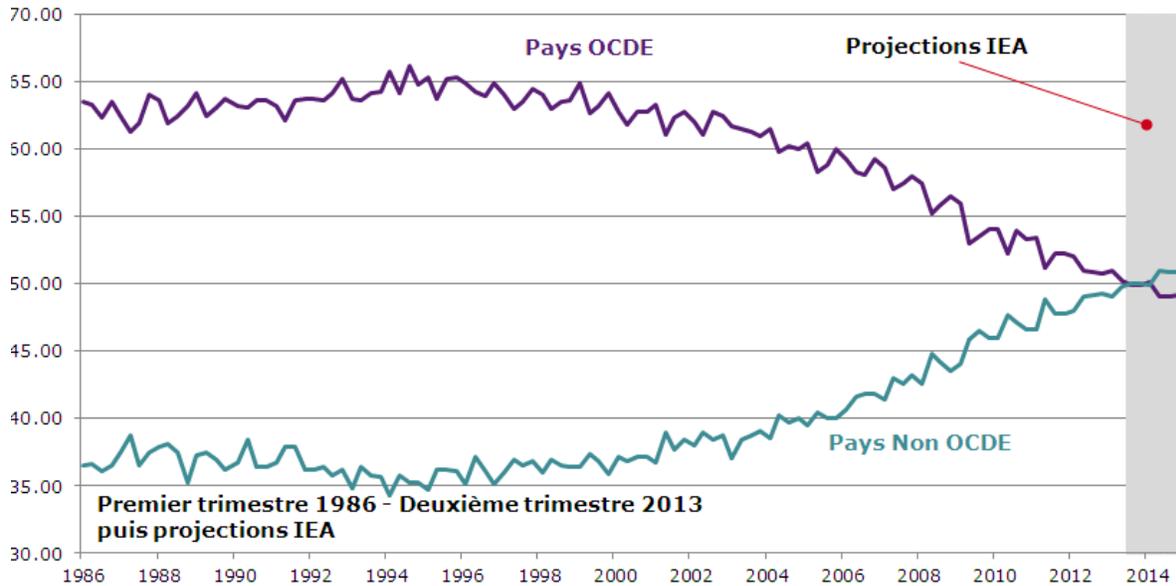


Source : OPEC Annual Statistical Bulletin 2013 [2]

Cependant, les projections de l'International Energy Agency (IEA) rapportées par Natixis [15] montrent que les pays non-OCDE, qui ont vu leur part dans la consommation de pétrole croître régulièrement depuis les années 1980, vont très certainement devenir majoritaires à

partir de 2014. Ce sont ces pays qui sont amenés à tirer la demande de pétrole dans les prochaines années et non plus les pays développés classiques (voir sous partie 3.b).

Graphique 14 : Partage de la demande mondiale de pétrole

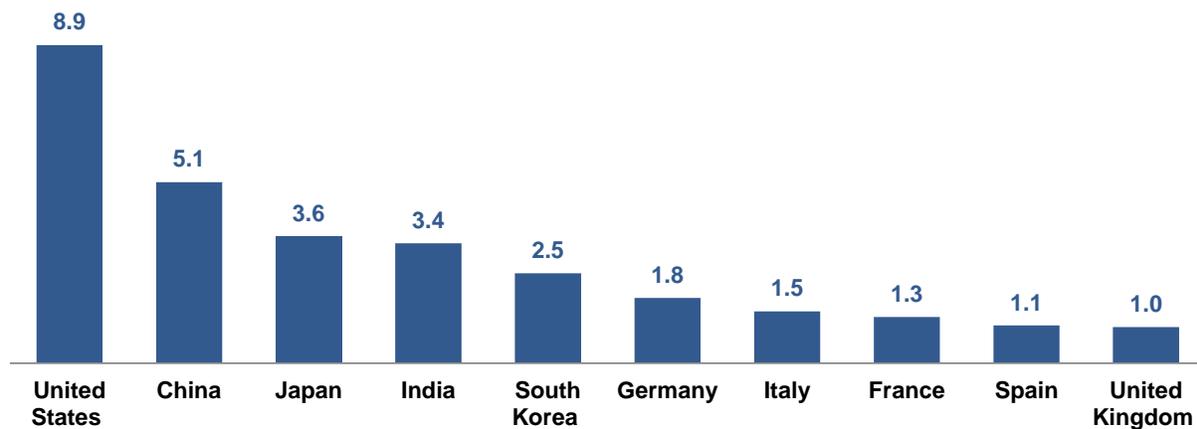


Source : d'après le blog de Philippe Waechter de Natixis (analyses IEA, Datastream) [15]

Quant aux plus grands pays importateurs de pétrole, ils correspondent principalement aux pays consommateurs sauf que l'Union Européenne est davantage représentée, car disposant de peu de capacités de production.

Graphique 15 : Importations de pétrole brut – Top 10 mondial (2011)

En millions de barils par jour



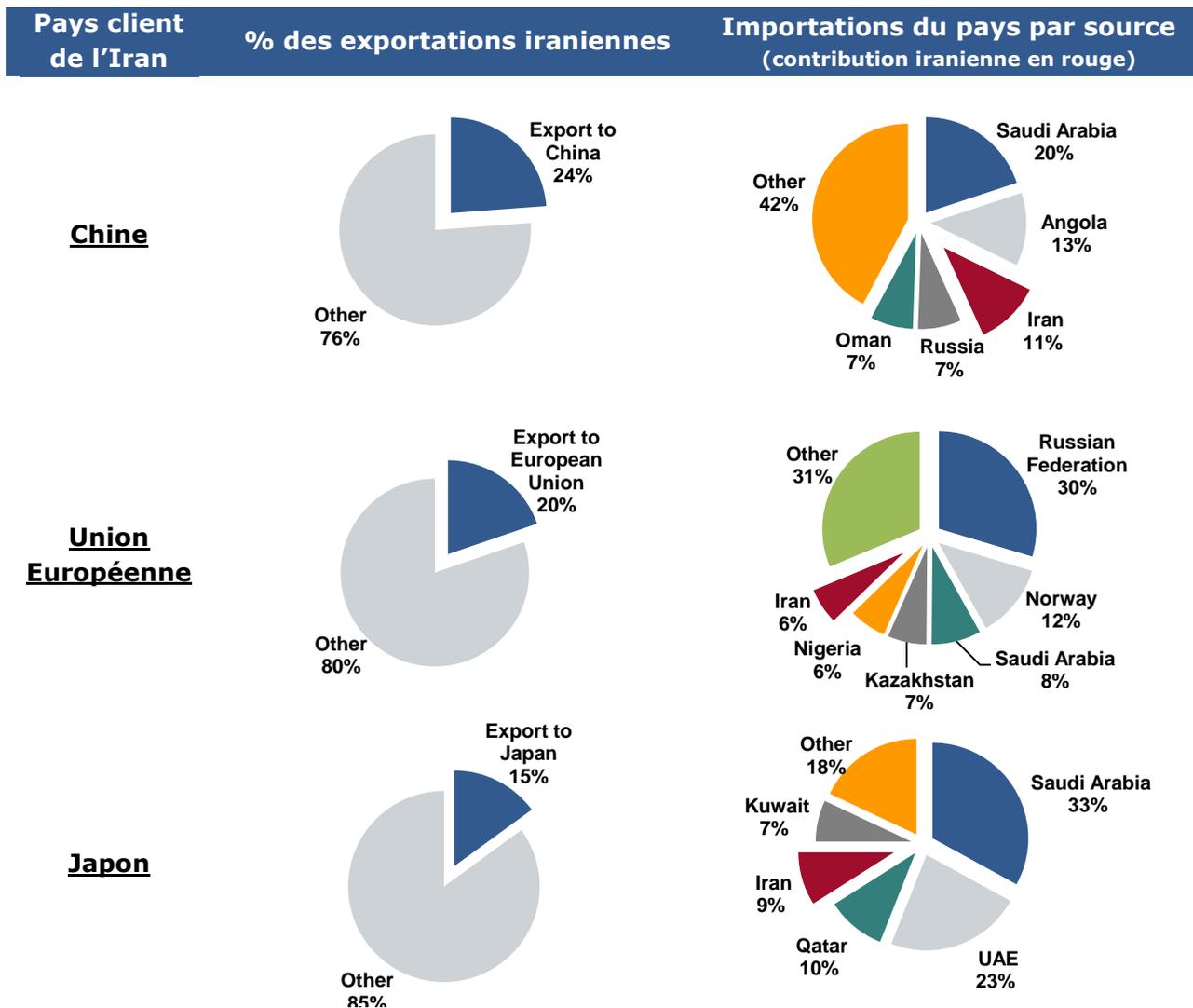
Source : BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]

B) Les premiers clients de l'Iran sont asiatiques ou européens et dépendent de son pétrole pour environ 10% de leurs importations

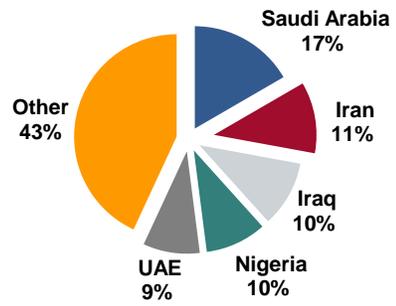
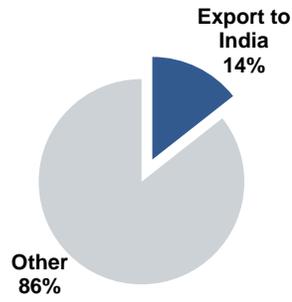
Le tableau ci-dessous liste les premiers clients de l'Iran et indique pour chacun i) la part qu'il représente dans les exportations iraniennes et ii) la part que l'Iran représente dans les importations totales de ce client. Ainsi, la Chine, l'Union Européenne et le Japon importent à eux seuls 60% du pétrole iranien. Ces pays satisfont en moyenne 10% de leurs besoins en pétrole grâce à l'Iran. En revanche, des clients secondaires tels que la Turquie ou l'Afrique du Sud ou certains pays européens dépendent du pétrole iranien de façon plus critique :

- La Turquie importe c.53% de son pétrole en provenance d'Iran [14]
- L'Afrique du Sud importe c.27% de son pétrole d'Iran [17]
- La Grèce importe c.30% de son pétrole d'Iran [16]
- L'Italie, l'Espagne importent c.12% de leur pétrole d'Iran [16]

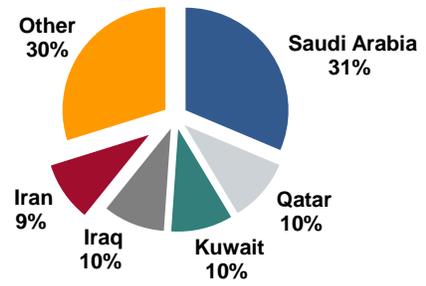
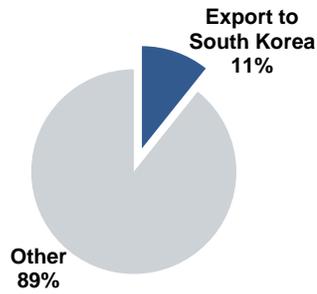
L'impact de l'embargo sur la demande dépendra donc d'une part de la nature et du nombre de pays qui respecteront l'embargo parmi les clients historiques de l'Iran et d'autre part de leur dépendance à l'égard du pétrole iranien en termes d'importations.



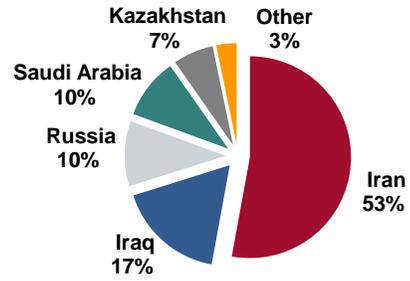
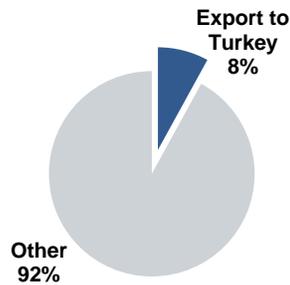
Inde



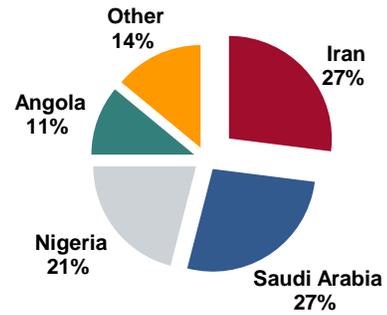
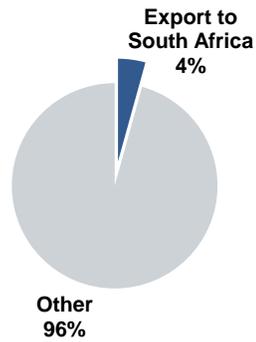
Corée du Sud



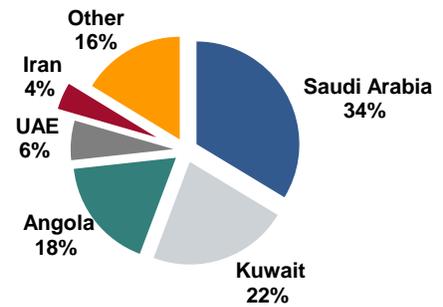
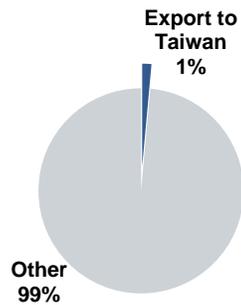
Turquie



Afrique du Sud



Taiwan



Source : graphiques à titre illustratif

- *% dans les exportations iraniennes : d'après les données reportées dans la presse de Analysis of Petroleum Exports (APEX)- S1 2011 [13]*
- *Importation du pays par source : d'après Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ [14]) pour Chine (données 2011), Corée du Sud (données 2011), Taïwan (données janv-nov 2011), Turquie (données janv-sept 2011) ; d'après Energy Information Administration (EIA [17]) pour le Japon, l'Afrique du Sud (données 2011) ; d'après Reuters [16] pour l'Inde (données 2010-2011) ; d'après la Commission Européenne pour l'Union Européenne*

NB : Les données concernent les exportations/importations de pétrole brut en volume et non en valeur.

Sous-partie 3 : Comment fonctionne le marché du pétrole brut ? Facteurs clés de fixation du prix et équilibre du marché

Après avoir présenté l'état de l'offre et de la demande de pétrole brut qui prévalait avant l'embargo et la position centrale de l'Iran en tant que fournisseur, cette partie a pour but de réfléchir sur les déterminants du prix du pétrole, à court et long terme. Nous chercherons ici à comprendre par quels mécanismes l'offre et la demande peuvent influencer le cours de la matière première et si d'autres facteurs interagissent. Cela nous permettra de mieux saisir les conséquences de l'embargo iranien sur les cours.

A) L'équilibre de court terme : volatilité des prix et anticipations auto-réalisatrices des acteurs basées sur les prévisions sur le niveau des stocks

A court terme, l'offre est peu réactive à la demande et les prix sont volatils à court terme (*Direction générale du Trésor [18]*).

- D'une part, l'offre est peu élastique au prix. En cas de baisse des prix, les producteurs ne sont pas tellement incités à baisser leur offre car :
 - o Dans les pays de l'OPEP et principalement en Arabie Saoudite, Irak et Koweït, le coût marginal de production du baril de pétrole est relativement faible et donc se trouve de toute façon inférieur au prix de vente
 - o L'arrêt de la production est en général coûteux
 - o A contrario, les capacités excédentaires ne sont pas immédiatement mobilisables, à l'exception peut-être de l'Arabie Saoudite (d'après *Insee*)
- D'autre part, la demande réagit peu aux variations de prix, essentiellement parce que les substituts au pétrole ne sont pas forcément disponibles immédiatement et à un prix abordable.

A court terme, comme l'explique la *Direction générale du Trésor [18]*, les anticipations des acteurs sont « auto-réalisatrices ». Ainsi, si les acheteurs anticipent une hausse à court terme du prix du pétrole, ils auront tendance à en acquérir immédiatement, entraînant de ce fait une hausse des cours.

En pratique, l'évolution des stocks détenus par les pays non producteurs ou dépendant en majorité de l'étranger pour l'approvisionnement en pétrole brut atténue cette volatilité de court terme et est un déterminant de fixation du prix.

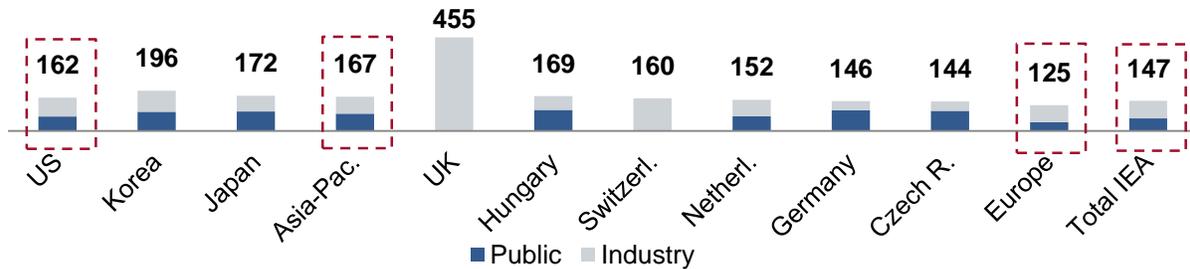
Les réserves stratégiques des gouvernements sont régulées par l'*International Energy Agency (IEA)*, qui a été créée dans le but d'unir les pays de l'OCDE afin de ne plus subir de plein fouet les chocs pétroliers ou crises de l'énergie et éviter des prix insoutenables. Chacun des 28 pays membres doit posséder en réserve l'équivalent de 90 jours du volume des importations nettes nationales de pétrole. Ces réserves peuvent permettre de soulager la demande en cas de rupture d'approvisionnement et de freiner la hausse des prix du pétrole comme le souligne l'*Expansion* en mars 2012 [19]. En juin 2011, l'*IEA* a annoncé la mise à disposition de 60 millions de barils en réponse à la pénurie consécutive aux événements en Libye. A cette date, l'*IEA* ([20]) annonçait détenir en réserve plus de 4,1 milliards de barils

dont 1,6 milliards de réserves publiques détenues par les gouvernements en cas d'urgence, le reste étant détenue par le secteur privé.

Les graphiques ci-dessous indiquent le niveau des stocks à fin juillet 2011 détenus par les pays les plus prudents qui possèdent donc plus que les 90 jours requis et l'évolution des stocks mondiaux de pétrole depuis les années 90.

Graphique 16 : Valeur des stocks de pétrole brut – Principaux pays et régions

En jours d'importations nettes nationales de l'année N-1 – Juillet 2011

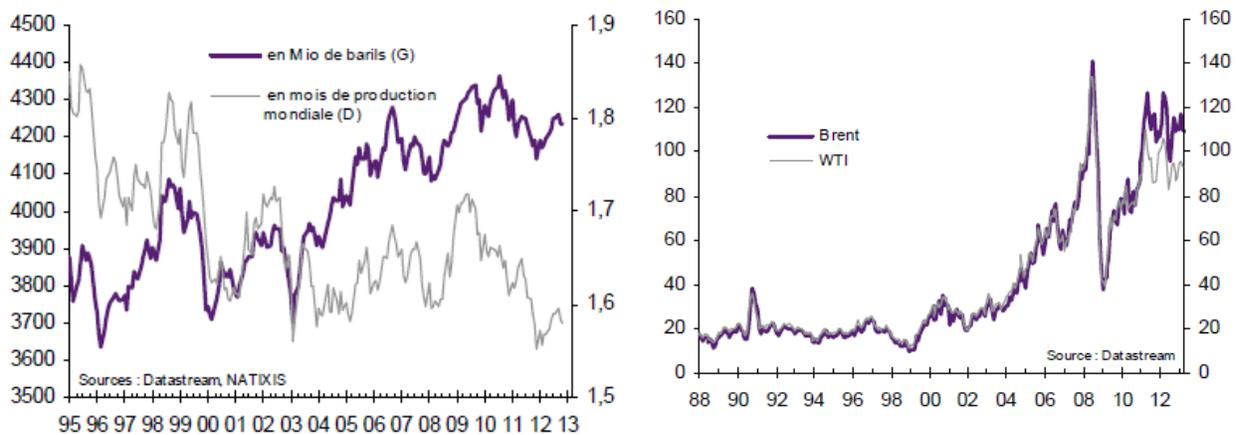


Source : International Energy Agency [20]

Graphique 17 : Evolution des stocks mondiaux et cours spot du baril de pétrole

En millions de barils et en mois de production mondiale à gauche

En dollar à droite



Source : Natixis [21]

La corrélation attendue entre cours du pétrole et évolution des stocks prévoit que les stocks aient tendance à diminuer lors des pics de prix (les pays utilisent leurs stocks car le prix du marché est trop dissuasif) et à augmenter dans les phases de relâche des cours.

A partir de 1999, le cours du pétrole a commencé à grimper et les stocks ont diminué cette année-là, de même entre 2003 et 2004. La corrélation se vérifie assez entre 2008 et 2010, où le cours du pétrole s'est effondré concomitamment à une hausse du niveau des stocks. Juste avant le pic de 2008, les stocks ont diminué. Depuis la crise, les stocks diminuent, parallèlement à une reprise des cours.

Sur l'ensemble de la période, on peut voir de manière générale que le niveau de stocks en mois de production mondiale a diminué régulièrement jusqu'à 1,6 mois, signe que les stocks des pays de l'IEA ne pourront pas stabiliser le marché et limiter la hausse des prix de façon durable.

B) L'équilibre de long terme : volatilité atténuée et bande de prix de long terme déterminée essentiellement par le coût marginal de production et la croissance économique mondiale sur un marché partiellement contrôlé par l'OPEP

A long terme, offre et demande agissent davantage comme « forces de rappel » et atténuent la volatilité des cours.

- Du côté de l'offre, si les producteurs anticipent une hausse des prix de long terme, ils seront incités à augmenter leur offre et leurs capacités de production, quitte à lancer des projets long et lourds en investissements.
- Du côté de la demande, les acheteurs chercheront des substituts au pétrole s'ils anticipent un prix trop élevé à long terme, ceci ayant pour conséquence une baisse des prix. La consommation mondiale de brut a ainsi baissé de 15% dans l'OCDE durant la période 1979 et 1985 (*Direction générale du Trésor [18]*) à la suite du second choc pétrolier.

A long terme, les anticipations des acteurs sont donc plutôt « contra-réalisatrices ».

Du côté de l'offre, les facteurs suivants entrent en ligne de compte à long terme dans la détermination du prix :

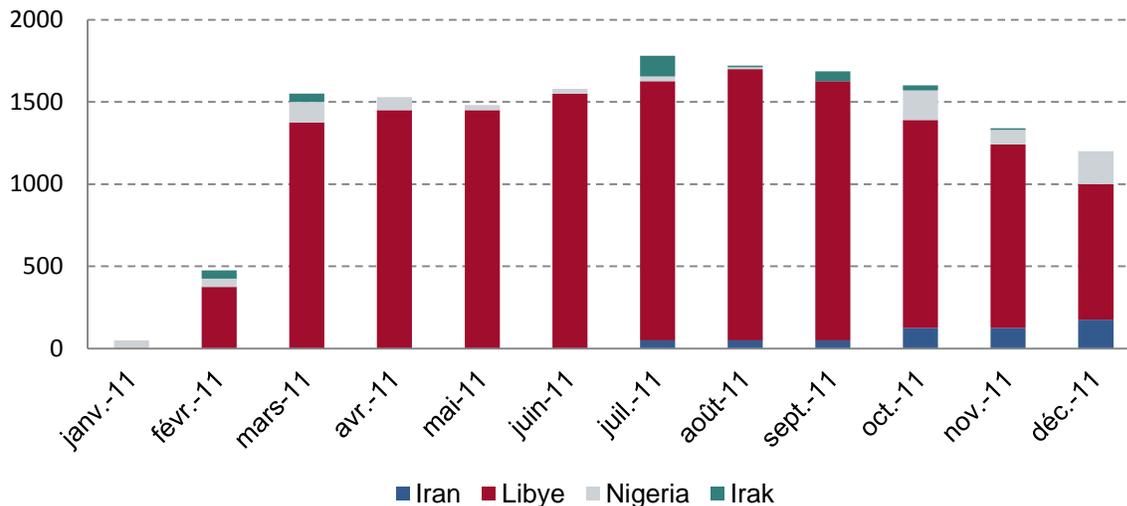
- L'évolution des réserves mondiales : avec un *Reserve-to-Production ratio* de 52,9 ans en 2012 selon *BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook [1]*, le pétrole est une matière première rare. Le prix du pétrole est inversement lié à la taille des réserves disponibles selon la loi de l'offre et de la demande. Mais les réserves mondiales ne vont pas forcément que dans le sens de la raréfaction, les découvertes de nouveaux gisements peuvent, au contraire, augmenter ce ratio et relâcher la tension sur les prix.
- Le coût marginal de production : selon les théories de micro-économie, un producteur ne produira que lorsque le prix du marché sera supérieur à son coût marginal de production. A long terme, le prix doit s'établir à un niveau au moins égal au coût marginal le plus élevé des producteurs, sans quoi une partie de l'offre disparaîtrait. Selon *Les Echos [22]*, le coût marginal du baril de pétrole brut était d'environ 80\$ en 2008, établissant un seuil durable au-dessous duquel le prix du pétrole a peu de chance de descendre. Ce coût comprend l'exploration, le développement et l'exploitation du pétrole brut [5]. Avec la raréfaction du pétrole, le coût marginal du baril est susceptible d'augmenter, puisqu'il est de plus en plus long et fastidieux d'extraire du pétrole. Selon Patrick Artus dans *Les Echos [23]*, « les nouvelles

productions (off-shore profond, schistes bitumineux, Grand Nord) [...] ont des coûts de production marginaux élevés : de 80 à 120\$ le baril ». L'état de la technologie et les capacités de production influent donc directement sur le coût marginal, puis sur le prix. Par exemple, des ruptures technologiques pourraient permettre une diminution du coût marginal, ce qui ferait tendre à la baisse le prix du pétrole.

- Les décisions de l'OPEP (voir sous-partie 1.c) : le cartel fixe ses quantités de production dans le but d'optimiser ses marges de profit (donc un prix supérieur au coût marginal). L'organisation ménage ses capacités de production pour ne pas les épuiser et maintenir une rareté tout en contenant le prix en dessous d'un seuil critique qui dissuaderait les acheteurs.
- Les interruptions imprévues de production et d'approvisionnement : ces interruptions arrivent fréquemment en raison de conflits, catastrophes naturelles ou de difficultés techniques et conduisent à resserrer l'offre, d'où un emballement possible des prix. Un rapport de l'EIA (2013 [24]) souligne que ces « unplanned outages » ont été fréquents ces deux dernières années et ont particulièrement perturbé le marché. En août 2013, les interruptions ont représenté 2,7 millions de barils par jour, dont 2,1 millions sont attribuables à l'OPEP. Le graphique suivant montre ces pertes de production pour l'OPEP sur l'année 2011. Nous nous concentrerons sur les années 2012 et 2013 dans la deuxième partie.

Graphique 18 : Interruptions imprévues de production¹ de pétrole brut – OPEP

En milliers de barils par jour



Source : Energy Information Administration (EIA) [20], données approximatives à partir du graphique

Note (1) : L'EIA calcule le niveau de production de pétrole brut perdu par la différence entre la capacité de production effective estimée (niveau de production potentiellement disponible sur l'année) et la production estimée. Ces estimations excluent la maintenance ordinaire et reflètent le niveau des volumes perdus au regard de la capacité de production effective évaluée pour un mois donné. Ces estimations peuvent donc différer de celles

mesurées par rapport à d'autres types de capacités, telle que la capacité nominale/théorique ou le niveau de production prévalant avant l'interruption de la production. La capacité de production effective est préférée à la capacité théorique dans les estimations car il s'avère que la première est significativement inférieure à la seconde dans de nombreux pays qui subissent justement des arrêts répétés de leur production.

- Les tensions diplomatiques : l'énergie et le pétrole plus particulièrement sont au centre des conflits géopolitiques, et peuvent donner lieu à des sanctions sévères imposées à certains pays de la planète dont l'Iran, d'où l'objet de ce mémoire.

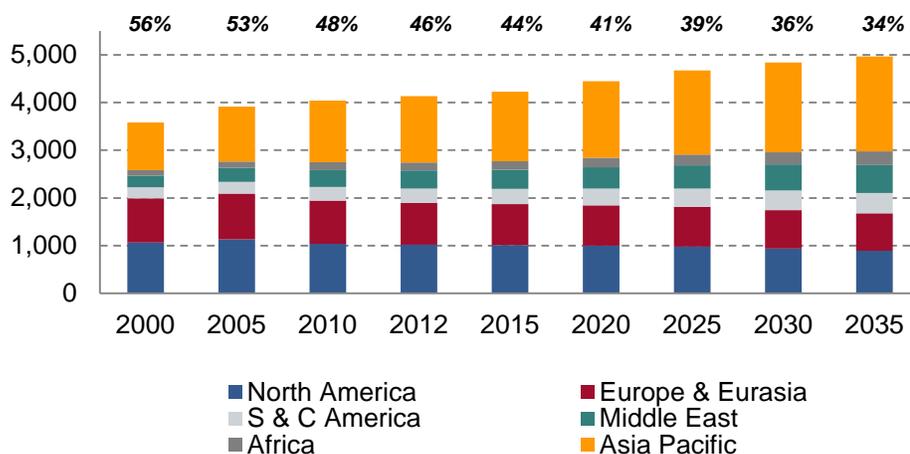
Du côté de la demande, ses principaux déterminants à long terme sont les suivants :

- La croissance économique mondiale : selon Patrick Artus dans *Les Echos* [23], la demande de pétrole croît à un rythme environ égal à la moitié de celui du PIB mondial. On peut voir *a contrario* une corrélation entre croissance mondiale et prix du pétrole durant la crise de 2008-2010 : suite à l'effondrement du commerce mondial et à la crise économique, la demande a chuté, entraînant un effondrement du cours du Brent de 140\$ à 40\$ (Natixis [21]). La demande mondiale de pétrole à venir sera principalement tirée par les pays émergents et pays en phase d'industrialisation dont les besoins en énergie sont croissants. Les principaux *drivers* de la demande de pétrole sont le transport, l'industrie, le bâtiment. L'Europe, l'Eurasie et l'Amérique du Nord, qui représentaient 56% de la demande mondiale en 2000 ne représenteront plus que 34% en 2035 selon les estimations de BP [25].

Graphique 19 : Consommation de pétrole¹ – Répartition mondiale depuis 2000 et estimations à horizon 2035

En millions de tonnes équivalent pétrole

En % : part de l'Europe, Eurasie et Amérique du Nord dans la demande mondiale



Source : BP Energy Outlook 2035 Summary [25]

Note (1) : « Total liquids consumption » : Pétrole, biocarburants, gaz liquéfié et charbon liquéfié

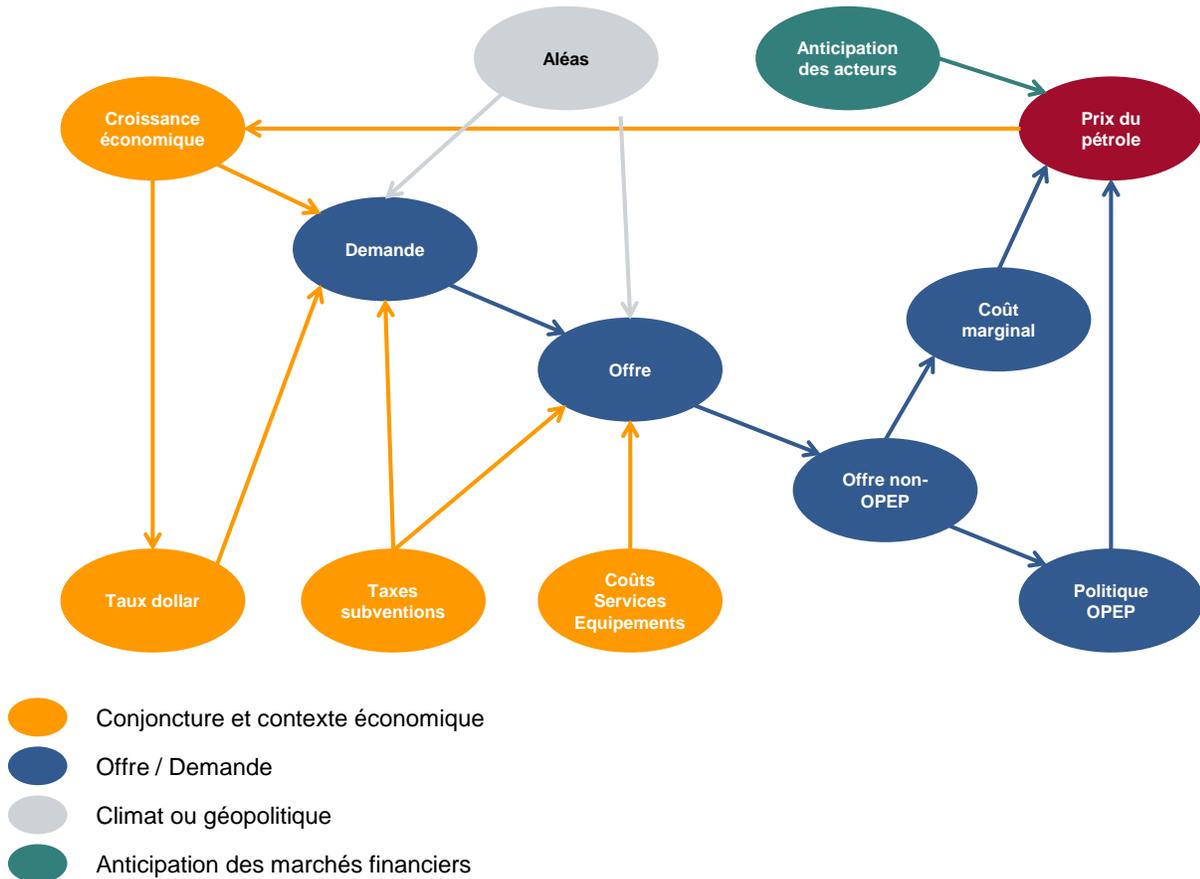
- Les politiques de substitution et d'économie d'énergie : selon Natixis [21], la part du pétrole dans la consommation mondiale d'énergie est passée de c.43% dans les

années 60 à c.39% à la fin des années 2000. *BP* prévoit que cette part devrait tomber à 27% en 2035 [25]. Le prix du pétrole pourrait ainsi être affecté à long terme si les pays consommateurs satisfont durablement leurs besoins grâce à des substituts.

- Le climat : un hiver plus rigoureux que les années précédentes incitera à la consommation de pétrole. L'*International Energy Agency (IEA [26])* a rehaussé ses estimations pour la demande mondiale de pétrole pour 2013 (91,2 millions de barils par jour) et 2014 (92,4 millions de barils par jour). « Ces révisions à la hausse s'expliquent [notamment] par une anticipation accrue des besoins en chauffage cet hiver ».
- La saisonnalité : la demande est historiquement plus élevée en hiver ; cependant, comme le mentionne une des brochures de *l'Union Pétrolière suisse [27]*, l'été est aussi une saison de forte demande aux Etats-Unis, connue sous le nom de la « summer driving season ». Durant cette période, les Américains traversent leur pays en voiture et consomment davantage de carburants, contribuant au dynamisme de la demande.

Comme le résume l'Institut Français du Pétrole (2009) [28], le prix du pétrole est le résultat d'une combinaison d'une multitude de facteurs qui interagissent avec l'offre et la demande. C'est sur ces bases que se définissent les anticipations des acteurs du marché, qui eux-mêmes influencent les cours.

Graphique 20 : Illustration des facteurs de fixation du prix du pétrole



Source : Institut Français du Pétrole [28]

Sur le marché du pétrole, c'est l'offre qui détient un pouvoir de marché face à la demande grâce au nombre réduit de producteurs. C'est donc du côté de l'offre qu'il faut se tourner principalement en vue de pronostics sur le cours du pétrole, et tout particulièrement sur l'évolution du coût marginal. L'OPEP [29] écrit ainsi : "The rising cost of supplying the marginal barrel has been, and remains, one of the major factors in making assumptions for oil prices over the medium- and long-term."

C) Le marché à terme du pétrole affiche une situation de « déport »

Le marché du pétrole n'est pas seulement physique. Il existe également un marché « papier » des *futures* sur lequel les acteurs effectuent des transactions mais qui en général sont débouclées avant maturité et ne débouchent pas forcément sur une livraison physique (Sénat, [30]).

La valeur théorique d'un contrat à terme est la suivante dans le cas général [31] :

$$F_0 = S_0 \times e^{rT}$$

Avec :
T = temps restant avant la maturité du contrat
 S_0 = prix de l'actif sous-jacent aujourd'hui
 F_0 = prix du *futures* aujourd'hui
 r = taux sans risque annuel (avec "compounding" continu)

Dans le cas d'une matière première, il y a des coûts de stockage liés à la détention du produit. La valeur théorique d'un contrat à terme en cas de coûts de stockage devient alors [31] :

$$F_0 = S_0 \times e^{(r+u)T}$$

Avec :
T = temps restant avant la maturité du contrat
 S_0 = prix de l'actif sous-jacent aujourd'hui
 F_0 = prix du *futures* aujourd'hui
 r = taux sans risque annuel (avec "compounding" continu)
 u = taux de frais de stockage

} "carry costs"

Si $F_0 > S_0 \times e^{(r+u)T}$, un acteur a intérêt à prendre une position *short* sur le marché des *futures* et à emprunter la matière première. Il devra rembourser à terme celle-ci plus les frais de stockage.

Cependant, les stocks ne sont pas forcément disponibles pour être ainsi prêtés pour toutes les matières premières. Dans le cas du pétrole, même si des stocks existent, ils ne sont pas disponibles car leurs propriétaires les conservent pour les consommer, et non pour en tirer un profit quelconque. De ce fait, l'inégalité $F_0 < S_0 \times e^{(r+u)T}$ va persister sur ce marché, ce qui signifie que le prix du contrat à terme est inférieur au prix au comptant futur attendu. Les acteurs considèrent que détenir physiquement la matière première en propre est plus avantageuse que détenir un contrat à terme d'achat sur cette matière première. Ce rendement de détention [32] ou "convenience yield" s'explique dans le cas du pétrole par sa rareté comparé au volume à venir de demande, par la volatilité et l'instabilité des cours à court terme, et par des événements imprévisibles d'ordre géopolitique, diplomatique ou climatique qui peuvent survenir et affecter l'offre à la baisse. La valeur théorique d'un contrat à terme en cas de coûts de stockage et en présence d'un rendement de détention est donc la suivante [31] :

Avec :

T = temps restant avant la maturité du contrat

S_0 = prix de l'actif sous-jacent aujourd'hui

$$F_0 = S_0 \times e^{(r+u-y)T}$$

F_0 = prix du futures aujourd'hui

r = taux sans risque annuel (avec "compounding" continu)

u = taux de frais de stockage

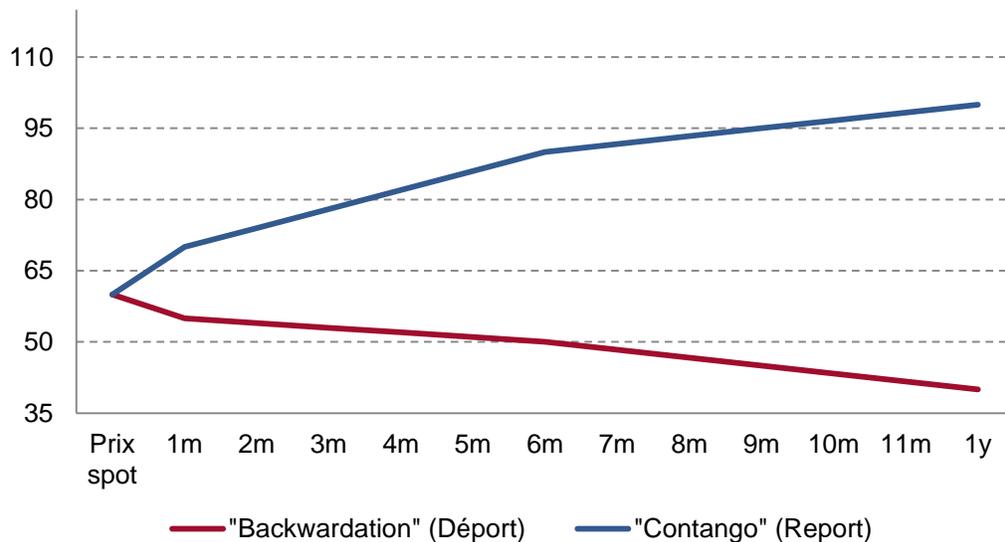
} "carry costs"

y = rendement de détention

Comme l'explique l'OCDE [32], l'instabilité du marché pétrolier contribue à augmenter la demande de stocks, ce qui renchérit le prix au comptant d'aujourd'hui par rapport au prix à terme. C'est une situation de « déport » ("backwardation"). C'est la situation inverse du « report » ("contango") où les prix à terme sont supérieurs au prix au comptant actuel, ce qui prévaut pour d'autres types de biens.

Graphique 21 : Illustration du déport et du report

Cours à titre illustratif d'un bien en euros



Source : Chiffres donnés à titre illustratif, inspirés du graphique de Investopedia

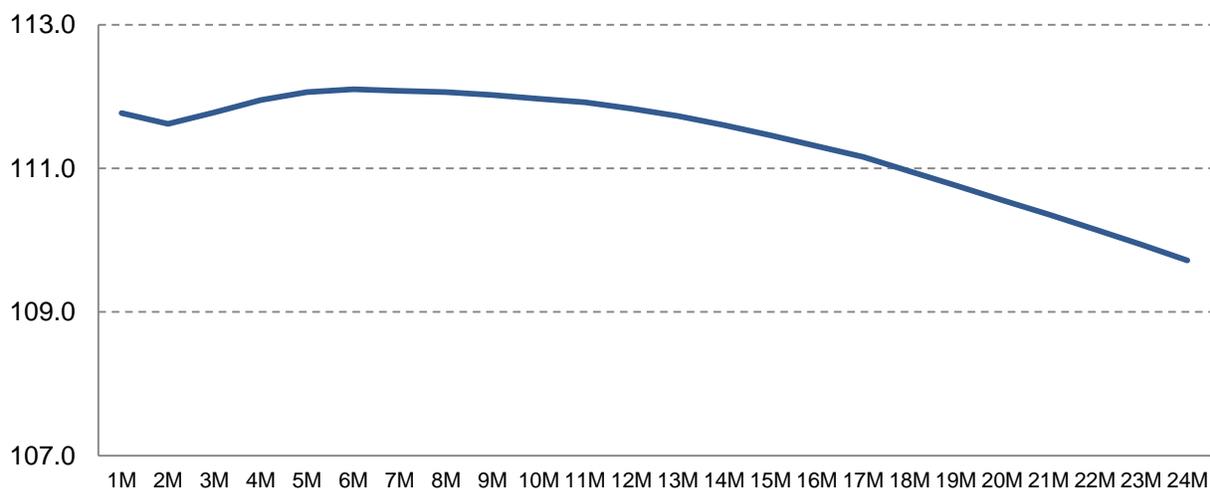
Au fur et à mesure qu'on se rapproche de la date de maturité d'un contrat, le prix de celui-ci devrait tendre vers le prix au comptant, sans quoi des possibilités de profit par arbitrage existeraient. En situation de « déport », le prix d'un contrat à terme pour une maturité donnée augmente au fil du temps à mesure que l'on se rapproche de la date de maturité. Le prix d'un contrat à terme à une date t pour une maturité T est étroitement lié aux anticipations des acteurs en date t sur le prix au comptant en date T . Les anticipations évoluent au fil du temps, modifiant les prix des contrats à terme. *Energy Funds Advisors* [33] explique que « le marché à terme ne fournit pas de prévisions de prix mais des évaluations instantanées, et sans cesse actualisées, de la valeur du baril en fonction des déterminants pertinents à chacune des différentes échéances de livraison. ».

Il existe un parallèle entre l'évolution des stocks et la forme de la courbe à terme. Comme nous l'avons vu sur le marché du pétrole, les consommateurs souhaitent détenir le pétrole maintenant plutôt qu'à une échéance lointaine. Il y a donc une demande de stocks de la part des acheteurs. Les prix élevés au comptant incitent alors les producteurs à extraire le pétrole et à vendre maintenant, donc à déstocker. A l'inverse, en situation de « report », les producteurs auront tendance à stocker la matière première en attendant des prix ultérieurs plus élevés, et les niveaux de stocks augmentent en conséquence.

Le 1^{er} juillet 2011, la forme de la courbe à terme pour le *Brent* coté sur l'*Intercontinental Exchange* de Londres était la suivante.

Graphique 22 : Forme de la courbe à terme en juillet 2011 – 24 échéances

En dollars par baril de *Brent* coté sur ICE



Source : *Intercontinental Exchange*

Le marché à terme est en *contango* sur les contrats portant jusqu'à six mois (sauf l'échéance à deux mois). Sur les échéances plus longues, le marché montre un « déport » qui s'accroît au fur et à mesure. La courbe à terme est une représentation des anticipations des acteurs à un moment donné. En juillet 2011, il semble que les acteurs anticipaient une relative stabilité des cours sur les six mois à venir mais qu'à horizon au-delà de six mois à un an, l'incertitude régnait sur la capacité de l'offre à répondre à la demande. L'embargo européen n'était pas encore annoncé à cette date. Cependant, l'Iran était sous la menace de nombreuses sanctions américaines. Cette montée des tensions entre Iran et Occident ainsi que les conséquences du Printemps arabe et de la guerre en Libye expliquent l'anxiété des acteurs sur les livraisons à longue échéance.

Energy Funds Advisors [33] nous met en garde sur le « message erroné » que peut délivrer la forme de la courbe à terme aux investisseurs sur le marché du pétrole en particulier. En effet, il serait inexact de déduire de la courbe que le prix du baril de *Brent* tendrait à la baisse vers les 100\$ ou moins d'ici quelques années. Selon le conseil en investissement, ce serait sous-estimer par exemple la hausse structurelle du coût d'extraction du pétrole brut, ou le maintien d'une demande soutenue tirée par les transports, ou bien encore un climat

durable de tensions géopolitiques. Une des raisons mises en avant par le conseil pour expliquer le niveau bas des prix à terme est l'affluence de positions *short* sur le marché de la part de producteurs de pétrole non conventionnel américain qui cherchent à financer leur investissements actuels en production par des ventes à terme.

L'Iran était en 2011 le quatrième producteur mondial de pétrole brut et se plaçait deuxième au sein de l'OPEP derrière l'Arabie Saoudite. Produisant ainsi c.5% du volume journalier mondial, l'Iran est susceptible de peser de manière substantielle sur l'offre mondiale et sur les prix, à la hausse ou à la baisse. Imposer un embargo sur le pétrole iranien n'est donc pas une décision anodine.

L'Iran est un des premiers exportateurs mondiaux de pétrole brut. Décider d'un embargo sur le pétrole iranien représente un risque majeur pour les pays dépendants de son pétrole mais également pour l'ensemble des pays consommateurs qui n'ont pas intérêt à subir de tensions sur l'offre. Cette première partie révèle que pour éviter que l'embargo n'implique une forte tension sur l'offre et les prix tout en ayant une efficacité dissuasive contre l'Iran, plusieurs conditions devraient être réunies. Ces conditions devront être examinées en seconde partie.

- Les autres pays producteurs augmentent leur production pour soulager l'offre, soit les autres membres de l'OPEP soit les producteurs non-OPEP
- Les pays clients autres que l'Union Européenne suivent l'embargo et n'en profitent pas pour acheter du pétrole iranien à prix bradé
- Les stocks de réserves stratégiques sont suffisants pour faire face à un éventuel choc pétrolier

Compte tenu de la pluralité de ses déterminants, le cours du baril est très volatil et s'inscrit sur la période récente à un niveau élevé, au-dessus des 100\$, seuil qui traduirait les conditions actuelles d'extraction du pétrole. Il conviendra donc d'observer si l'embargo a provoqué une plus grande volatilité des cours et une flambée des prix.

DEUXIEME PARTIE

Y a-t-il eu un « choc pétrolier » dû à l'embargo sur la période 2012-2013 ?

Après avoir précisé la position de l'Iran parmi les producteurs de brut et les déterminants de l'offre et de la demande mondiale, nous allons nous interroger sur les conséquences de l'embargo sur le fonctionnement du marché du pétrole durant les années 2012 et 2013. A la lumière de notre première partie, nous avons choisi de i) déterminer quel a été l'impact sur le potentiel productif iranien et d'établir si la perte de la production iranienne a pu être compensée, ii) examiner la réaction des principaux clients du pétrole iranien afin de voir s'ils ont suivi l'embargo et de iii) conclure par l'étude des répercussions des sanctions internationales sur le cours du *Brent* et la courbe à terme.

Sous-partie 1 : Quelle est l'ampleur du choc d'offre ?

A) Les sanctions internationales ont mis à mal le potentiel de production iranien et la production s'est contractée de l'ordre de 25% en 2012

Bien que plusieurs projets de développement *upstream* aient été annoncés ces dernières années, les sanctions ont perturbé l'industrie pétrolière iranienne et interrompu de nombreux projets, entravant ainsi sa capacité de production.

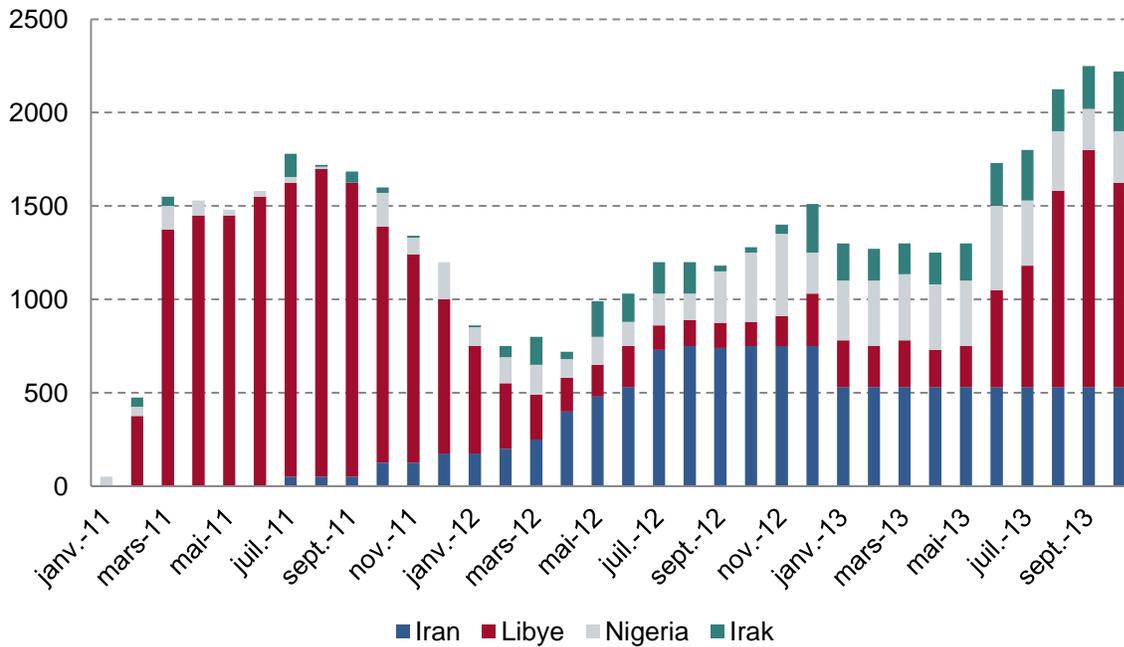
L'*Energy Information Administration* [17] indique que presque toutes les entreprises pétrolières occidentales ont suspendu leurs activités en Iran, seules quelques entreprises chinoises et russes s'y maintiennent. Les sanctions et le départ des entreprises occidentales ont perturbé les projets d'exploration dans la mesure où le manque d'expertise, de technologie disponible et d'investissements étrangers ont entraîné des retards ou l'annulation de projets. L'entreprise chinoise China National Petroleum Corporation (CNPC) développe la partie nord du grand gisement Azadegan en deux phases, la première devant se terminer d'ici 2016 en raison de retards. La partie sud du gisement devait être développée par un consortium comprenant l'entreprise iranienne NIOC pour 25% et l'entreprise japonaise Inpex à 75%. Depuis les sanctions, Inpex a interrompu ses activités à Azadegan Sud. Le gisement risque de ne pas être développé intégralement avant 2020. Le développement du gisement de Yadavaran est également repoussé : la première phase de ce projet, développé par l'entreprise chinoise China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec), devait intervenir en 2012 ; cette date devrait être repoussée à 2016.

De plus, de nombreuses entreprises occidentales telles que Shell ou Total avaient cessé leurs investissements en Iran depuis 2010 en raison des sanctions américaines. Une grande part des investissements étrangers est donc coupée depuis cette date. *Le Monde* [34] précise que les entreprises étrangères géraient les gisements les plus complexes à développer ; l'abandon de ces gisements explique les conséquences suivantes en matière de production.

En raison de l'embargo et des tensions internationales, la production de brut iranien a été en partie perturbée et l'*EIA* [24] estime que l'Iran a perdu environ 500 000 barils par jour de production sur la période 2012-2013 par rapport à sa capacité effective de production :

Graphique 23 : Interruptions imprévues de production¹ de pétrole brut – OPEP de 2011 à 2013

En milliers de barils par jour



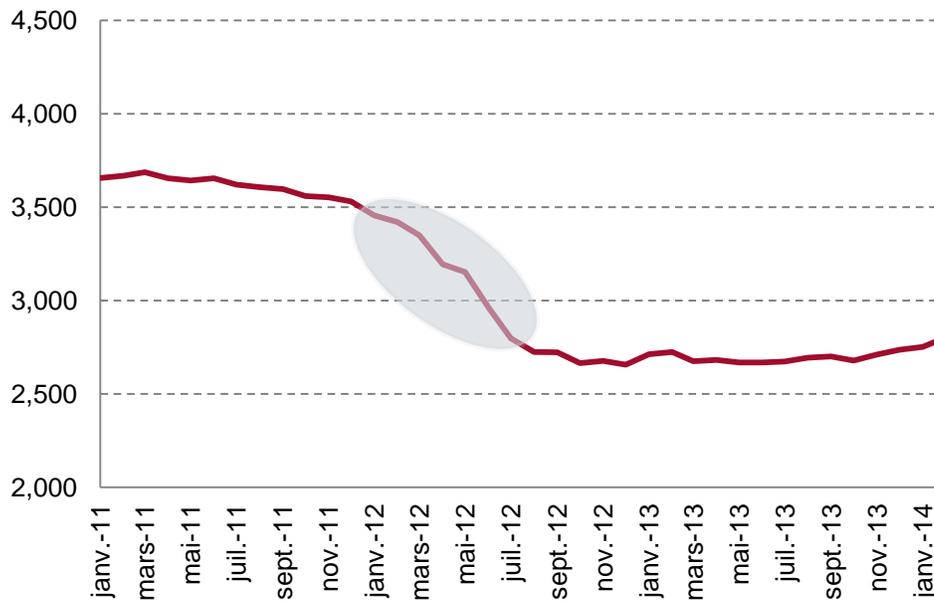
Source : Energy Information Administration (EIA) [24], données approximatives à partir du graphique

Note (1) : L'EIA calcule le niveau de production de pétrole brut perdu par la différence entre la capacité de production effective estimée (niveau de production potentiellement disponible sur l'année) et la production estimée. Ces estimations excluent la maintenance ordinaire et reflètent le niveau des volumes perdus au regard de la capacité de production effective évaluée pour un mois donné. Ces estimations peuvent donc différer de celles mesurées par rapport à d'autres types de capacités, telle que la capacité nominale/théorique ou le niveau de production prévalant avant l'interruption de la production. La capacité de production effective est préférée à la capacité théorique dans les estimations car il s'avère que la première est significativement inférieure à la seconde dans de nombreux pays qui subissent justement des arrêts répétés de leur production.

La production totale iranienne a diminué d'environ 1 million de barils par jour en raison de l'embargo soit d'environ 25% entre décembre 2011 et décembre 2012. La production a commencé à se stabiliser en septembre-octobre 2012. Un creux est atteint en décembre 2012 avec c.2,7 millions de barils.

Graphique 24 : Evolution mensuelle de la production iranienne de pétrole brut – de 2011 à 2013

En milliers de barils par jour



Source : Monthly OPEC market indicators [35]

NB: Les données de production pour 2011 diffèrent des graphiques 3 et 4 de source BP vus en première partie. Cela est dû vraisemblablement à des différences de définition dans la mesure du « crude oil » ou bien à un retraitement des sources par les organismes. L'OPEP ne définit pas clairement ce qu'il entend par « crude oil », mais il est probable que ce soit un pétrole brut au sens strict (cf introduction sur la définition du pétrole brut). Nous avons choisi ici d'utiliser les données de l'OPEP car elles donnent une idée de l'évolution de la production mois après mois. Les commentateurs s'accordent à dire qu'il y a bien eu une baisse de l'ordre de 1 million de barils par jour de la production iranienne en raison de l'embargo.

La baisse de la production iranienne n'est pas seulement liée au départ des entreprises étrangères et à l'abandon de projets phares comme le précise *La Presse* [34], citant l'*International Energy Agency*. Elle s'explique également par la baisse des exportations et par le besoin de stocker le pétrole non exporté en raison des sanctions : les capacités iraniennes de stockage du pétrole n'étaient plus suffisantes et la baisse de la production est devenue inéluctable.

B) Les exportations iraniennes ont chuté de plus de 40% suite à l'embargo, incitant les Iraniens à le contourner

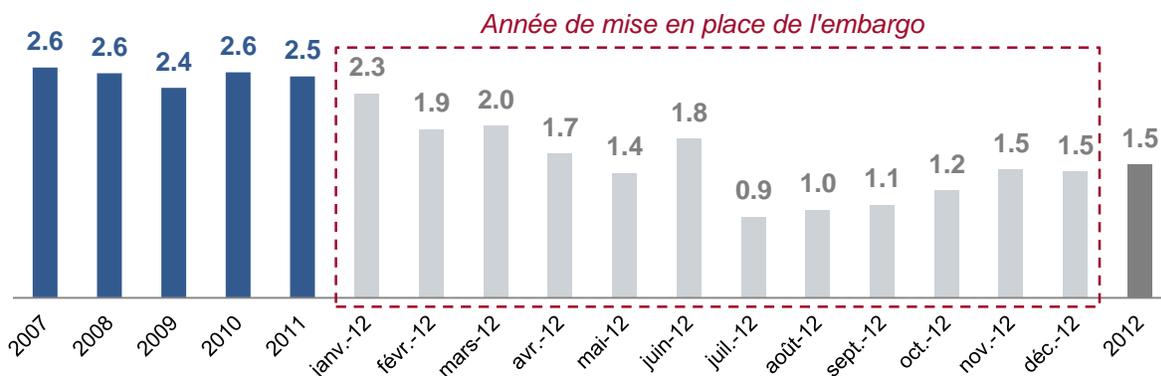
Comme nous l'avons vu en première partie, l'Iran était le 3^{ème} exportateur mondial de pétrole en 2011 avec 2,5 millions de barils par jour exportés en moyenne. En raison des sanctions américaines et européennes, les exportations du pays sont tombées à 1,5 millions de barils par jour en moyenne en 2012, avec un creux en juillet sous la barre du million de barils, mois de l'entrée en vigueur de l'embargo. Les exportations ont chuté dès l'annonce de l'embargo et n'ont pas attendu la mise en vigueur effective de juillet, la plupart des acteurs ayant anticipé les mesures de rétorsion et adapté leur comportement.

Trois mécanismes principaux sont responsables de la chute des exportations iraniennes [36] :

- Le plus direct est bien sûr la perte des marchés européens, qui représentaient 20% environ des exportations en 2011 (cf 1ère partie, sous-partie 2), avec en particulier la Grèce, l'Espagne, l'Italie qui dépendent davantage du pétrole iranien.
- L'Iran doit donc se tourner entièrement vers ses autres clients, qui subissent indirectement les sanctions américaines et qui sont très peu nombreux, créant de ce fait une situation semblable à un monopole [37] (cf sous-partie 2)
- Le point D des sanctions européennes (cf introduction) relatif à l'interdiction d'assurer ou de réassurer notamment le transport du pétrole iranien a porté atteinte aux exportations de manière significative. Les mesures américaines et européennes ont interdit les investissements lourds dans le secteur pétrolier iranien et ont coupé son accès au financement européen et américain [38]. Des sanctions supplémentaires ont été introduites à l'encontre de la Banque centrale iranienne tandis que l'embargo européen interdisait aux organismes européens P&I (« Les clubs de protection et d'indemnisation sont des associations mutuelles sans but lucratif qui fournissent une couverture de protection et d'indemnisation à leurs membres, les armateurs » d'après la Commission européenne) de fournir assurance et réassurance aux cargos iraniens. L'interdiction par l'Union Européenne d'assurer les cargos iraniens a durablement affecté la capacité d'exportation du pays. Non seulement les pays européens importateurs ont été touchés par cette interdiction, mais aussi les clients asiatiques. Selon l'Energy Information Administration [17], les acteurs européens assurent la majorité de la flotte mondiale de pétroliers (environ 95%). Les exportations iraniennes sont ainsi tombées à 1 million de barils par jour en juillet 2012 car les Japonais, Chinois, Indiens et Coréens éprouvaient des difficultés à trouver des assureurs de substitution. En août et septembre 2012, la situation s'est améliorée puisque les gouvernements japonais, coréen et indien se sont mis à garantir le transport des pétroliers transportant le pétrole iranien.

Graphique 25 : Evolution des exportations iraniennes de pétrole brut¹ – estimations mensuelles pour 2012

En millions de barils par jour



Source : OPEC Annual Statistical Bulletin pour les années 2007-2011 [2]

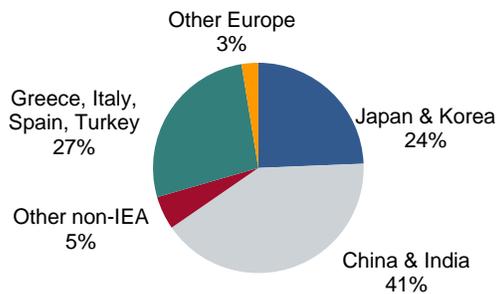
US Energy Information Administration pour l'année 2012 [17]

Note : (1) Pétrole brut et « condensats »

Tout au long de l'année 2012, le profil des clients de l'Iran a changé, en ligne avec l'entrée en vigueur des sanctions américaines et européennes. Les graphiques suivants illustrent la quasi interruption des importations à destination des pays de l'Union Européenne et le poids croissant des géants chinois et indien.

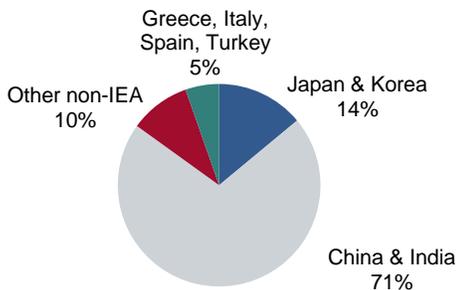
Graphique 26 : Exportations iraniennes en 2012 par destination

Janvier 2012



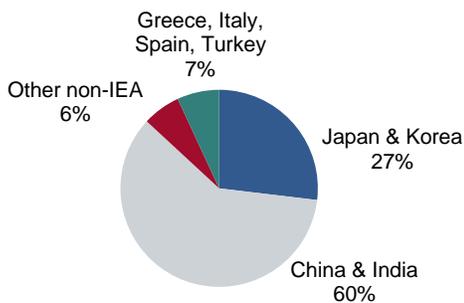
En janvier 2012, les pays européens dépendant du pétrole iranien ainsi que la Turquie représentent 27% des exportations iraniennes.

Juillet 2012



Juillet 2012 est le mois d'entrée en vigueur des sanctions européennes. Les pays européens ne représentent plus que 5% des exportations iraniennes. Le Japon et la Corée sont, eux, touchés par les sanctions américaines entrées en vigueur le mois précédent. La part de la Chine et l'Inde culmine à 71% en juillet.

Décembre 2012



En décembre 2012, un rééquilibrage s'est effectué entre le Japon et la Corée d'une part, et la Chine et l'Inde d'autre part. Le Japon et la Corée du Sud ont bénéficié des exemptions aux sanctions américaines (cf 2^e sous-partie qui suit).

Source : US Energy Information Administration [17]

Selon l'OFCE [39], l'embargo a durement touché les revenus du pays tirés du pétrole. En 2011, les recettes provenant du pétrole selon Céline Antonin représentaient 95 milliards de dollars. Les recettes pour 2012 ne sont estimées qu'à 64 milliards.

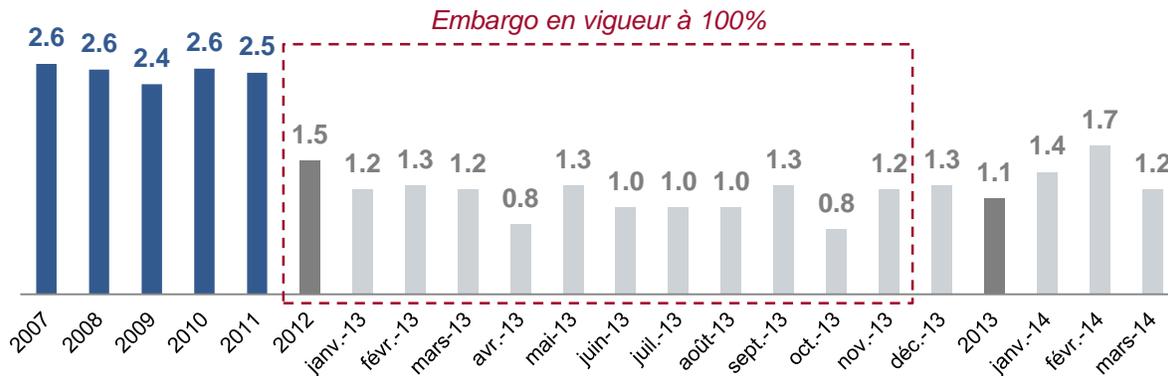
Devant ces difficultés, les autorités iraniennes ont tenté de contourner les mesures de rétorsion à l'égard de leur pays afin de continuer à vendre du pétrole, vital pour leur économie.

- Fin février 2012 [40], les autorités iraniennes ont fait savoir qu'ils vendraient du pétrole contre de l'or, des monnaies locales, voire du troc au besoin, afin de s'affranchir le plus possible du dollar.
- Début juillet 2012, certains organes de presse [41] ont rapporté que la Banque Centrale iranienne, le ministre du Pétrole et une association d'exportateurs de pétrole et de ses dérivés s'étaient mis d'accord pour autoriser le secteur privé iranien à prendre en charge une partie de l'exportation du pétrole (20%), qui était jusque-là sous monopole de la NIOC. Des consortiums privés exporteraient à des raffineurs européens de 400 000 à 500 000 barils par jour en contournant les sanctions internationales.
- L'Iran va assurer lui-même le transport de ses pétroliers ou bien les pétroliers d'autres pays mais transportant son pétrole. *Le Figaro* [42] précise que le gouvernement finance l'assureur iranien par des lignes de crédit « de plusieurs milliards de dollars »
- En octobre 2012, *Les Echos* [43] font part d'une réunion secrète à Téhéran où il aurait été décidé d'exporter le plus possible de pétrole via la Suisse, pays neutre puisque l'ONU n'a pas pu voter l'embargo à l'égard de l'Iran à cause des résistances de la Chine et de la Russie. Plusieurs entreprises suisses achètent du pétrole iranien, comme c'est le cas de Vitol. L'article *des Echos* mentionne également que deux entreprises iraniennes (NICO, filiale de la NIOC et Petro Suisse), ciblées par les autorités américaines, sont basées en Suisse.

Cependant, les exportations iraniennes n'ont pas montré de signes de reprise solide en 2013. Les volumes d'exportations de pétrole brut ont même continué à décliner avec un minimum de 800 000 barils par jour exportés seulement en avril et octobre 2013. En moyenne, l'Iran a exporté 1,1 millions de barils par jour durant l'année 2013, soit 28% de moins qu'en 2012 et 57% de moins qu'en 2011. Le début de l'année 2014 montre une amélioration, malgré l'interdiction de dépasser le seuil d'un million de barils après l'accord intérimaire de Genève (*cf introduction*).

Graphique 27 : Evolution des exportations iraniennes de pétrole brut – estimations mensuelles pour 2013

En millions de barils par jour



Source : OPEC Annual Statistical Bulletin pour les années 2007-2011 [2]

US Energy Information Administration pour l'année 2012 [17]

US Energy Information Administration [38] pour l'année 2013 (jusqu'à octobre)

International Energy Agency Oil Market report (April 2014) p18 [65] pour novembre 2013, décembre 2013, janvier 2014, février 2014, mars 2014 ; ces données sont approximatives

C) Sous la pression des Occidentaux, l'OPEP a dépassé régulièrement son quota de production de 30m de b/j maintenu depuis décembre 2011 et a compensé le fléchissement de la production iranienne sauf en fin de période

Les membres de l'OPEP se réunissent tous les six mois à Vienne pour décider entre autres, du quota de production du cartel. D'après *Le Monde* [6], l'OPEP n'impose plus de quota pays par pays mais annonce un quota général de production, qui n'est d'ailleurs pas respecté sur le long terme. Depuis décembre 2008, le quota de l'OPEP [44] était fixé à 24,845 millions de barils par jour. Le 14 décembre 2011, l'OPEP a décidé de relever son quota de production à 30 millions de barils par jour, entérinant en fait les dépassements récurrents de ses membres. Depuis cette date, chaque sommet de l'OPEP a maintenu le seuil des 30 millions.

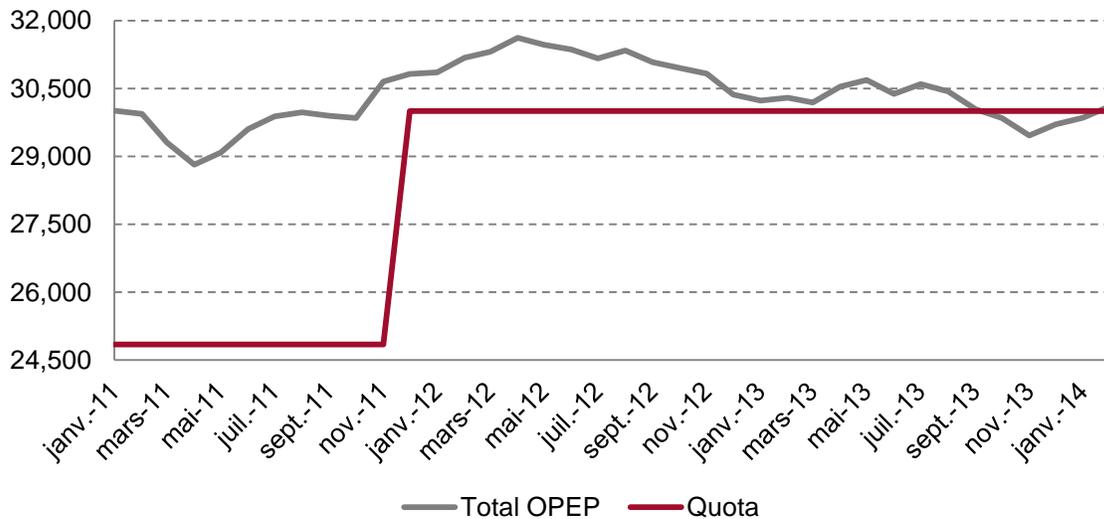
Sur la période 2011-2013, l'OPEP a régulièrement produit au-dessus du quota imposé, sauf d'octobre 2013 à janvier 2014 où la production du cartel, y compris l'Irak, est passée sous la barre des 30 millions de barils par jour. La production de l'OPEP culmine en avril 2012 puis diminue jusqu'en novembre 2013 avant de repartir. Les pays responsables de cette baisse de la production sont l'Iran, Arabie Saoudite, l'Irak par intermittence, le Nigeria et l'Angola en 2012 et la Libye surtout en 2013.

Ce dépassement régulier des quotas a suscité des réactions du côté iranien [45]. L'Iran s'est plaint auprès de l'OPEP pour signaler que les 30 millions de barils par jour n'étaient pas respectés et que cela contribuait à faire baisser le cours du baril. Comme vu plus haut (cf 1^{ère} partie sous-partie 1 point c.), les Iraniens ont besoin d'un prix plus élevé que l'Arabie Saoudite pour que leur pétrole soit rentable et pour équilibrer leur budget. Cela est d'autant plus vrai que sous pression internationale, l'Iran vend moins de pétrole. Si un effet-prix négatif se combine à l'effet-volume négatif, l'économie iranienne pourrait en souffrir significativement. Cependant, les Occidentaux et en particulier l'IEA exercent une pression

principalement sur l'Arabie Saoudite, les Emirats, le Koweït pour produire davantage et relâcher les prix.

Graphique 28 : Comparaison quota/production de l'OPEP – de 2011 à 2013

En milliers de barils par jour



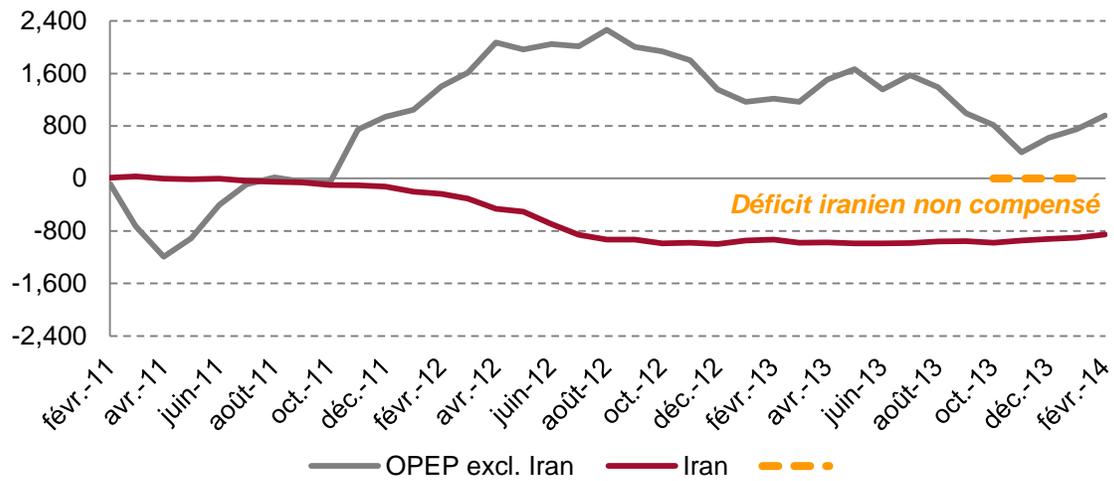
Source : Monthly OPEC market indicators [35]

Si l'on compare plus précisément la variation mensuelle cumulée de la production de l'Iran et celle de l'OPEP hors production iranienne pendant cette période, on observe que d'une part, la production iranienne n'a pas été si volatile pendant cette période, avec une variation maximale de -1 million de barils et d'autre part, la production du reste de l'OPEP a, elle, été beaucoup plus volatile et n'a pas évolué systématiquement à contre-courant de la production iranienne, comme c'est le cas début 2011. La plus forte chute de production iranienne est enregistrée en juin 2012, mois durant lequel la production de l'OPEP a également baissé. La production du reste de l'OPEP compense la baisse de la production iranienne sauf en fin de période, de octobre 2013 à janvier 2014.

L'OPEP dans son ensemble n'a donc pas joué un strict rôle de régulateur pour contrer l'embargo iranien vu le nombre et les difficultés diverses des pays qui le composent (la chute de la production libyenne en 2011 et 2013 en particulier). En revanche, l'étude de l'évolution de la production de l'Arabie Saoudite peut s'avérer plus instructive.

Graphique 29 : Variation mensuelle cumulée de production Iran/OPEP hors Iran

En milliers de barils par jour



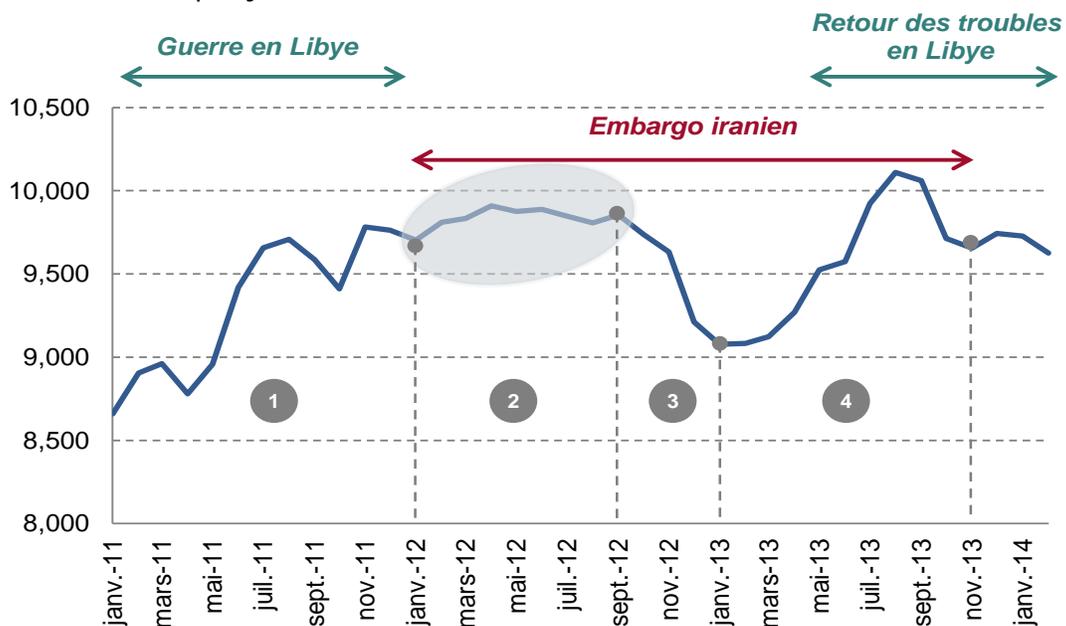
Source : Monthly OPEC market indicators [35]

D) Sur 2011-2013, l'Arabie Saoudite a globalement maintenu un niveau élevé de production pour combler les déficits libyen et iranien sans pour autant s'interdire un fléchissement de la production sur le dernier trimestre 2012

Lors du G20 de Los Cabos au Mexique en juin 2012, l'Arabie Saoudite s'est engagée à mobiliser ses capacités excédentaires de production afin de compenser les éventuels déficits de production des pays voisins. Le communiqué du G20 [46] indique : "Saudi Arabia recently announced its readiness to mobilize more of its 2.5 million barrels per day of spare capacity in order to satisfy the oil market needs."

Graphique 30 : Evolution mensuelle de la production de pétrole brut de l'Arabie Saoudite – de 2011 à 2013

En milliers de barils par jour



Source : Monthly OPEC market indicators [35]

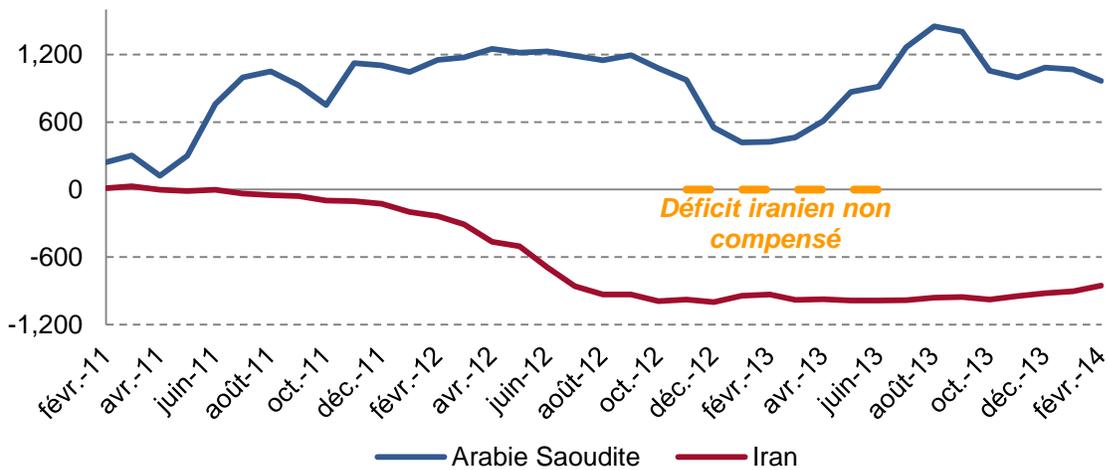
- 1 En raison de la révolution et de la guerre civile, la production libyenne de pétrole brut s'effondre de janvier à août 2011, passant de 1,5 millions de barils en janvier 2011 à seulement 7000 en août. Pour combler le déficit libyen, l'Arabie Saoudite augmente sa production, de 8,7 millions de barils en janvier 2011 à 9,7 millions en janvier 2012.
- 2 La production iranienne commence à diminuer dès juillet 2011 et la baisse devient plus prononcée à partir de janvier 2012, surtout pour les mois d'avril, juin et juillet. Suite à l'embargo iranien, l'Arabie Saoudite augmente sa production à un niveau proche de 10 millions de barils par jour.
- 3 La production saoudienne diminue fortement fin 2012 ; les hypothèses de cette rupture sont :
 - ralentissement de la baisse de la production iranienne, voire reprise
 - hausse de la production non-OPEP dont les Etats-Unis [39]
 - prévisions moroses de la demande par l'EIA [47]
- 4 Durant cette période, la production de l'Arabie Saoudite repasse au-dessus du seuil des 10 millions de barils par jour, principalement en raison de la rechute de la production libyenne.

La comparaison de la variation mensuelle cumulée de la production de l’Iran et de l’Arabie Saoudite montre d’abord que les variations de production de l’Arabie Saoudite accusent une plus grande amplitude, ce qui illustre la marge de manœuvre de ce pays, premier producteur du cartel. On constate également que l’Arabie Saoudite a plutôt joué son rôle de gendarme sur la période avec une montée en charge importante au cours de l’année 2011 et une certaine stabilité de sa production jusqu’à octobre 2012. L’Arabie Saoudite a ensuite renouvelé une montée en charge au printemps 2013, surtout pour compenser l’arrêt de la production libyenne.

En revanche, le fléchissement de la production saoudienne de fin 2012 à début 2013 semble témoigner du fait que l’Arabie Saoudite n’a pas forcément l’intention de maintenir sa production à un seuil élevé même dans un contexte d’embargo sur un de ses membres, en dépit des attentes occidentales et de ses promesses de juin 2012. Sur le graphique ci-dessous, la ligne jaune indique les mois durant lesquels la perte de production iranienne n’a pas été compensée (de novembre 2012 à juin 2013).

Graphique 31 : Variation mensuelle cumulée de production Iran/Arabie Saoudite

En milliers de barils par jour



Source : Monthly OPEC market indicators [35]

Sous-partie 2 : Quelles réactions de la part des clients de pétrole iranien ?

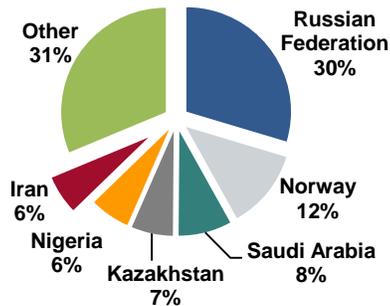
A) Entravés dans leur commerce avec l'Iran, les pays qui se fournissaient en pétrole iranien ont majoritairement suivi l'embargo et tenté de diversifier leurs sources d'approvisionnement d'autant plus qu'ils étaient menacés par des représailles secondaires

Les clients principaux de l'Iran, en 2011, étaient pour rappel (*cf première partie, sous partie 1 point d.*) la Chine (c.24%), l'Union Européenne (c.20%), le Japon (c.15%), l'Inde (c.14%), la Corée du Sud (c.11%), la Turquie (c.8%), l'Afrique du Sud (c.4%) et Taïwan (c.1%). Nous allons examiner successivement comment ces pays ont réagi au moment de l'application des sanctions américaines et européennes et quelle a été l'évolution de leurs importations de pétrole iranien. L'impact de l'embargo ne dépend pas en effet seulement de l'arrêt des importations européennes mais des réactions des autres clients de l'Iran.

Suite à l'annonce de l'embargo iranien le 23 janvier 2012, l'Iran a aussitôt annoncé des représailles et l'arrêt de ses exportations à plusieurs pays européens avant même la mise en vigueur de l'embargo prévu en juillet 2012.

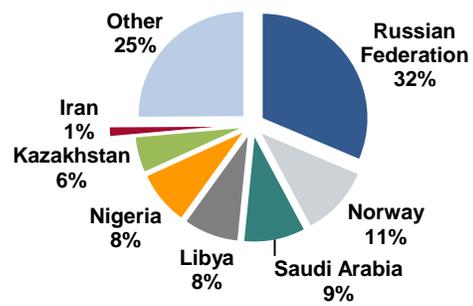
En 2011, le pétrole iranien représentait c.6% du pétrole brut importé par l'Union européenne. Conformément à la décision d'imposer un embargo à l'Iran, l'Union Européenne a considérablement diminué ses importations en provenance d'Iran au cours de l'année 2012. Ainsi l'Iran ne représentait plus qu'1% des importations en 2012.

Importations de l'UE par pays source (2011)



Source : Commission Européenne [16]

Importations de l'UE par pays source (2012)



Source : Commission Européenne [16]

En 2013, l'Union Européenne n'importe plus de pétrole depuis l'Iran. Ses principaux fournisseurs sont la Russie (32%), la Norvège (11%), l'Arabie Saoudite (9%), le Nigeria (8%), le Kazakhstan (6%), la Libye (6%) et l'Azerbaïdjan (4%).

Si la plupart des pays de l'UE n'achetaient qu'une part très faible de leur pétrole en Iran, ce n'était pas le cas de tous les pays (*cf première partie, sous-partie 2 point b.*). Pour l'Espagne, l'Italie et surtout la Grèce, l'Iran était un fournisseur de premier plan. La Grèce, qui dépendait de l'Iran pour environ 30% de son pétrole [16] aurait ainsi remplacé le pétrole iranien par celui de la Russie et de l'Irak [48] par l'intermédiaire des entreprises de trading

Vitol et Glencore. *Reuters* [48] indique que l'Espagne se fournirait davantage depuis l'Amérique Latine (Mexique, Colombie, Venezuela) et l'Afrique (Libye, Nigeria).

Les autres clients de l'Iran ont été fortement incités à suivre l'embargo iranien afin que leurs banques ne soient pas exclues du système financier américain en représailles [49]. Les Etats-Unis réclament des pays clients une réduction significative de leurs achats en Iran pour que l'embargo soit le plus efficace possible. Pour la plupart des pays clients, trouver un autre fournisseur que l'Iran s'est avéré coûteux et fastidieux, étant donné que les raffineurs sont équipés pour traiter un certain type de pétrole. Or le pétrole iranien est pour l'essentiel « lourd » et réclamait des équipements spécifiques. Toutefois, ces pays n'ont pas subi seulement les sanctions « secondaires » américaines mais également les sanctions européennes puisque les opérateurs européens n'étaient plus autorisés à assurer les cargos transportant du pétrole iranien.

Plusieurs de ces pays ont réussi à obtenir une exemption de la part des Etats-Unis lorsqu'ils avaient réalisé suffisamment d'efforts [50]. Ces exemptions sont valables 180 jours et sont renouvelables.

- En mars 2012, les Etats-Unis exemptent le Japon et dix pays de l'Union Européenne (Belgique, République tchèque, France, Allemagne, Grèce, Italie, Pays-Bas, Pologne, Espagne et Royaume-Uni).
- En juin 2012, sept nouveaux pays sont exemptés, l'Inde, la Turquie et l'Afrique du Sud, la Malaisie, la Corée du Sud, le Sri Lanka et Taïwan.
- En décembre 2012, la Chine est exemptée avec l'Inde, Malaisie, Corée du Sud, Singapour, Afrique du Sud, Sri Lanka, Turquie, Taïwan.
- En mars 2013, l'exemption est renouvelée pour le Japon et les dix pays européens cités plus haut.
- En juin 2013, l'exemption est renouvelée pour la Chine, l'Inde, Malaisie, Corée du Sud, Singapour, Afrique du Sud, Sri Lanka, Turquie, Taïwan.
- En novembre 2013, l'exemption est renouvelée pour les neuf pays cités ci-dessus.

Afin d'être exemptés par les Etats-Unis, la Chine, le Japon, la Corée du Sud et l'Inde notamment ont annoncé qu'ils allaient diminuer leurs importations en provenance d'Iran d'environ 10% [51].

La Chine, le plus gros importateur de pétrole iranien, a plus d'une fois exprimé ses résistances et son opposition aux sanctions internationales, et en particulier américaines. L'Iran est son troisième fournisseur de brut après l'Arabie Saoudite et l'Angola (*cf première partie, sous partie 2 point b.*).

Devant le refus des Américains d'exempter la Chine du *National Defense Authorization Act* de décembre 2011, le porte-parole du Ministère des Affaires Etrangères Hong Lei a ainsi déclaré début janvier 2012 (*Ria Novosti* [52]) : « La Chine s'oppose à ce qu'une loi nationale prévale sur les règlements internationaux et impose des sanctions unilatérales à d'autres pays ». Selon l'*Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ, [14])*, les Etats-Unis n'ont pas tardé à réagir et ont annoncé le 12 janvier 2012, devant le manque de coopération de la Chine, des sanctions à l'encontre de l'entreprise publique chinoise Zhuhai Zengrong, le plus gros acheteur de pétrole et de produits pétroliers iraniens en Chine. L'entreprise ne sera plus

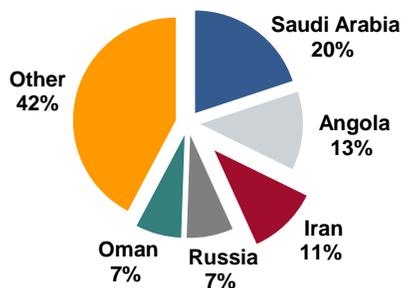
habilitée à bénéficier de prêts supérieurs à 10 milliards de dollars de la part d'institutions financières américaines.

Reuters [53] affirme que la NIOC devait vendre 240 000 barils de pétrole à Zhuhai Zengrong en 2012, soit le même volume qu'en 2011. En revanche, les volumes vendus à Unipetec, filiale de trading du plus grand raffineur chinois, Sinopec, devaient être réduits en 2012. Unipetec achetait 260 000 barils par jour en 2011 à l'Iran. Selon *Bloomberg* [54], Unipetec a même retardé la signature de ce contrat portant sur les livraisons de 2012, au lieu d'être négociées en fin d'année précédente, en 2011. Même avec des baisses de volume, la Chine devrait rester le client majeur de l'Iran, avec des importations de 555 000 barils par jour en 2011. Cependant, *Reuters* [53] signale les inquiétudes d'industriels chinois, qui attirent l'attention sur le fait qu'acheter du pétrole iranien devient onéreux en raison des sanctions qui compliquent les transactions. Sinopec aurait ainsi finalisé certains de ses contrats avec l'Arabie Saoudite.

Contrepoints [37] soulignait en février 2012 que la Chine avait l'intention de profiter de la situation et du manque de marge de manœuvre de l'Iran pour négocier des prix plus faibles. La Chine, déjà premier importateur de brut iranien, devient un client de premier plan si les volumes européens disparaissent et acquiert de ce fait un très fort pouvoir de marché, comparable à celui régnant dans un monopsonne. L'Iran aurait d'ailleurs baissé les prix lors de précédents embargos afin de garder son volume et minimiser ses pertes. La Chine serait ainsi « la grande bénéficiaire de cette interdiction en absorbant l'offre excédentaire iranienne à bas prix ».

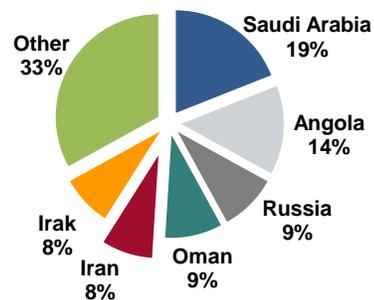
Si l'on compare les importations de pétrole brut de la Chine par pays source entre 2011 et 2013, on observe que le pétrole iranien contribue pour 3 points de moins en 2013. L'Arabie Saoudite et l'Angola restent les premiers fournisseurs et leur contribution a peu évolué. Le pétrole iranien a été remplacé surtout par celui de la Russie, d'Oman et de l'Angola.

Importations de la Chine par pays source (2011)



Source : IEEJ [14]

Importations de la Chine par pays source (2013)

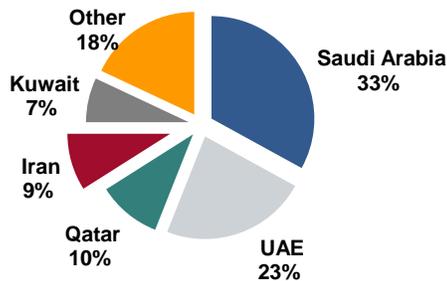


Source : EIA [17]

Le Japon a été touché par l'interdiction européenne d'assurer les cargos iraniens. Selon *l'Institute of Energy Economics, Japan* [14] la plupart des pétroliers utilisés pour acheminer les importations de pétrole japonaises sont gérées par des compagnies maritimes japonaises et ces pétroliers sont assurés par des entreprises japonaises pour la cargaison, les dommages à la coque et par le Japan P&I Club pour les dommages causés par un tiers et la pollution environnementale. La cargaison et les dommages à la coque ne peuvent plus être réassurés par les compagnies d'assurance européennes, limitant les montants engagés pour couvrir les dommages éventuels et affectant ainsi le volume de pétrole iranien transporté.

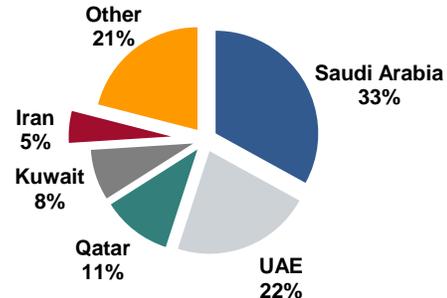
Le Japon cherche d'autant plus des fournisseurs de substitution que le pays est sous pression américaine et vise à obtenir l'exemption aux sanctions américains afin de protéger ses grands groupes bancaires traitant avec l'Iran et encourant des représailles : Mitsubishi UFJ Financial Group, Mizuho Financial Group, Sumitomo Mitsui Financial Group. En février 2012, *Reuters* [55] annonçait que le Japon allait réduire d'environ 20% ses importations de pétrole iranien. Mais le Japon a également tenté de contourner l'embargo européen : le Parlement japonais a adopté en juin 2012 un projet de loi en vue de fournir une garantie souveraine jusqu'à 7,6 milliards de dollars par pétrolier pour maintenir le transport de pétrole entre l'Iran et le Japon. [55] En 2011, le Japon importait 9% de son pétrole d'Iran. En 2012, l'Iran ne fournit plus que 5% du pétrole importé par le Japon. Le Japon a augmenté ses importations en particulier en provenance du Koweït et du Qatar.

Importations du Japon par pays source (2011)



Source : EIA [17]

Importations du Japon par pays source (2012)



Source : EIA [17]

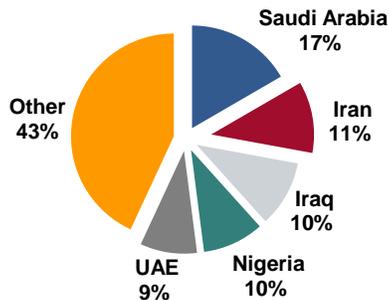
L'Inde dépendait pour 11% du pétrole iranien en 2011 et éprouvait déjà des difficultés pour régler ses factures [14]. Les autorités indiennes ont d'abord tenté de contourner les sanctions afin de payer l'Iran en rupees, par le troc ou par des versements via la Russie. En janvier 2012, un accord entre l'Iran et l'Inde stipulait que 45% des paiements se feraient en rupees par l'intermédiaire de la banque indienne UCO Bank et de deux banques iraniennes non encore touchées par les sanctions américaines, Bank Parsian et Karafarin Bank. Les principaux raffineurs du pays, MRPL, EOL, HPCL et BPCL devaient quant à eux, chercher des sources alternatives de pétrole.

- MRPL prévoyait une diminution de 15% des volumes dans le contrat à terme 2012 avec l'Iran
- EOL envisageait une baisse de ses volumes importés d'Iran, mais non chiffrée
- HPCL devait doubler les achats à l'Arabie Saoudite
- BPCL a interrompu ses achats à l'Iran en raison des transactions interrompues par la banque turque Halkbank qui servait d'intermédiaire.

En mai 2012, les autorités indiennes ont annoncé que les importations indiennes diminueraient de 11% en 2012 afin de satisfaire les autorités américaines [56].

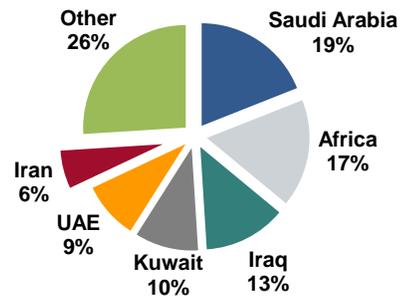
L'Iran ne représente plus que 6% des importations indiennes en 2012, en raison d'une augmentation de la part de l'Arabie Saoudite, de l'Irak et des fournisseurs africains.

Importations de l'Inde par pays source (2011)



Source : Reuters [16]

Importations de l'Inde par pays source (2012)

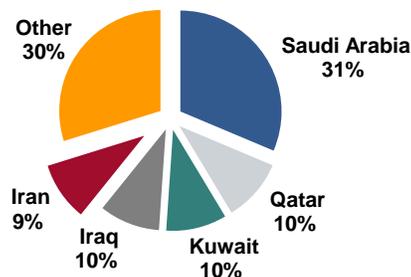


Source : EIA [17]

La Corée du Sud était dans l'obligation de céder à la pression occidentale et de diminuer ses importations en provenance d'Iran. En effet, le transport du pétrole vers la Corée est considérablement perturbé par l'interdiction européenne d'assurer les pétroliers et la Corée a besoin de la protection américaine pour assurer sa sécurité. Dès juin 2012, la Corée du Sud annonçait [57] que l'essentiel du pétrole iranien était remplacé par celui de l'Irak, du Koweït, du Qatar, et des Emirats Arabes Unis. Seuls deux des quatre raffineurs coréens, SK Energy et Hyundai Oilbank importaient du pétrole iranien. Ces raffineurs devaient cesser toute importation à partir du 1^{er} juillet 2012.

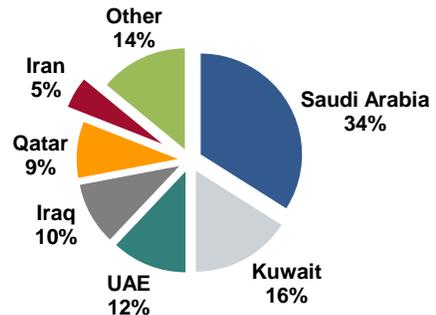
Entre 2011 et 2013, les importations coréennes ont augmenté en provenance d'Arabie Saoudite (+3 points), du Koweït (+6 points), des Emirats (+2 points) et du Qatar (+1 point) et celles en provenance d'Iran sont passées de 9% à 5%.

Importations de la Corée du Sud par pays source (2011)



Source : IEEJ [14]

Importations de la Corée du Sud par pays source (2013)



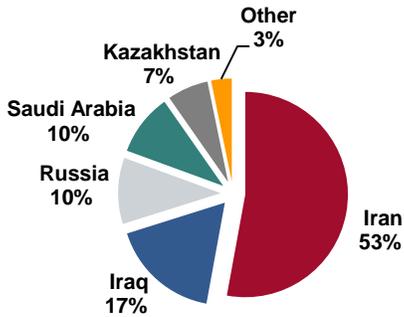
Source : EIA [17]

La Turquie est très dépendante du pétrole iranien. 53% de son pétrole provenait de l'Iran en 2011, plus qu'en 2010 puisque la Turquie avait remplacé le pétrole libyen par du pétrole iranien [14]. En janvier 2012, le ministre turc de l'Energie a déclaré que son pays ne suivrait que les injonctions des Nations Unies et non les décisions américaines ou européennes. Le raffineur turc Tupras aurait ainsi renouvelé son contrat en 2012 avec l'Iran. Mais tous les acteurs turcs n'ont pas eu la même réaction : si les autorités turques ont clairement montré leur opposition aux sanctions internationales, des banques nationales ont justement redouté les représailles américaines et ont commencé à suspendre leurs transactions avec l'Iran.

C'est le cas notamment de la Halkbank qui servait d'intermédiaire avec l'Inde (cf ci-dessus) et qui assurait les transactions entre Tupras et l'Iran.

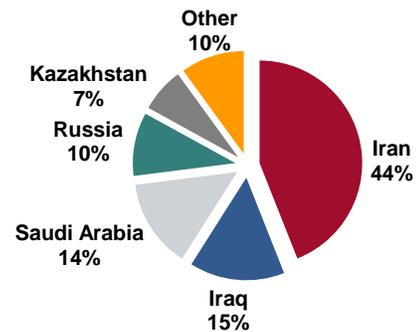
La Turquie a fini par rejoindre la position des autres pays clients de l'Iran afin d'être exempté par les Etats-Unis et en juin 2012 [58], le même ministre de l'Energie se montrait prêt à acheter du pétrole saoudien pour diminuer les apports d'Iran et expliquait que cela était conforme avec sa volonté de diversifier les sources d'approvisionnement du pays. En 2012, la Turquie importait encore 44% de son pétrole d'Iran.

Importations de la Turquie par pays source (2011)



Source : IEEJ [14]

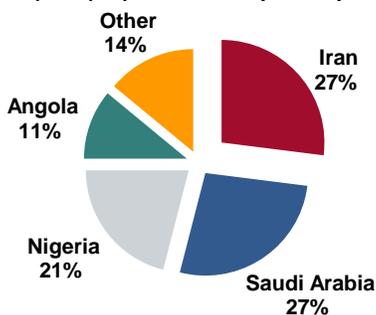
Importations de la Turquie par pays source (2012)



Source : EIA [17]

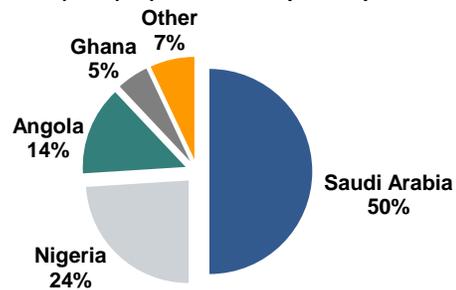
L'Afrique du Sud, client moins majeur pour l'Iran (4% de ses exportations), est tout de même son premier importateur africain et importait 27% de son pétrole d'Iran en 2011. En mars 2012, le raffineur sud-africain Sasol annonçait qu'il cessait ses importations en provenance d'Iran (Europe 1 [59]). En avril 2012, la filiale sud-africaine Engen du raffineur malaisien Petronas interrompait tout achat en Iran [59]. En août 2012, l'hebdomadaire sud-africain Mail & Guardian [59] indiquait que les rapports de la South African Revenue Service, organisme national de statistiques, montrait pour le mois de juin que l'Afrique du Sud avait stoppé ses importations de pétrole iranien et se fournissait essentiellement en Arabie Saoudite, en Angola et au Nigeria. Cette décision a été motivée par le besoin de satisfaire les exigences américaines pour que l'exemption de 180 jours soit renouvelée. En 2013, l'Arabie Saoudite, le Nigeria et l'Angola contribuaient pour presque 90% des importations sud-africaines.

Importations de l'Afrique du Sud par pays source (2011)



Source : EIA [17]

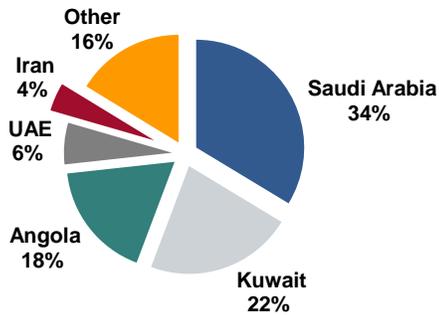
Importations de l'Afrique du Sud par pays source (2013)



Source : EIA [17]

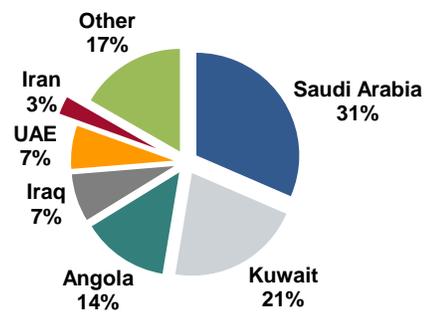
Enfin, Taiwan est un client mineur puisqu'il représente 1% des exportations iraniennes en 2011. L'île est maintenant assez peu dépendante du pétrole iranien (4% en 2011) mais est proche des Etats-Unis politiquement. Il était probable que Taiwan suive les sanctions américaines. *Taipei Times* [60] indique que les Etats-Unis ont d'ailleurs enjoint Taiwan à réduire leurs importations iraniennes. Taiwan avait déjà réduit sa dépendance de l'Iran en diminuant la contribution iranienne de 13% en 2008 à 4% en 2011 [60].

Importations de Taiwan par pays source (2011)



Source : IEEJ [14]

Importations de Taiwan par pays source (2012)



Source : Taiwanese Bureau of Energy [60]

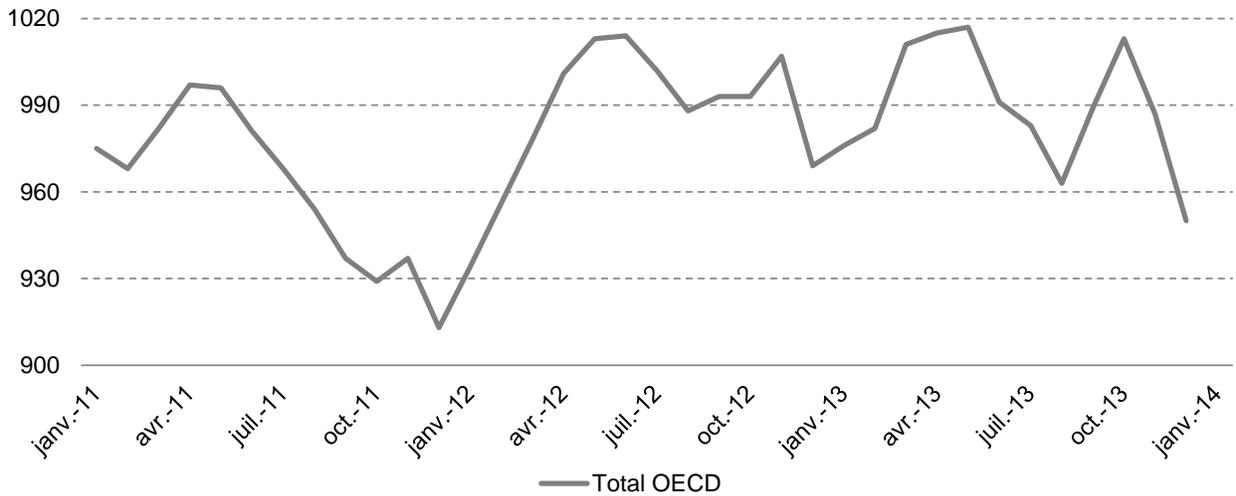
B) Après une phase de déstockage en 2011, les pays de l'OCDE ont augmenté leurs niveaux de stocks à l'approche de l'embargo et les ont maintenus à un niveau relativement élevé depuis, afin d'être prêts à s'en servir le cas échéant

Comme vu en première partie (*cf sous-partie 3 point a.*), les réserves stratégiques des pays de l'OCDE influencent le marché du pétrole à court terme. En période de rupture d'approvisionnement, les pays consomment généralement leurs stocks puis les reconstituent lors des périodes de relâchement des tensions.

L'évolution mensuelle des stocks de pétrole brut détenus par l'OCDE montre que l'année 2011 a été une année de déstockage à partir d'avril, en raison de la guerre en Libye. De janvier à juillet 2012, les stocks ont augmenté et sont passés de c.930 millions de barils à c.1015 millions au mois de juin : les pays de l'OCDE ont certainement voulu anticiper l'entrée en vigueur de juillet 2012 de l'embargo iranien imposé par l'Europe et ont constitué des stocks afin d'éviter tout choc pétrolier hypothétique suite à l'embargo. Le reste de l'année 2012, les stocks diminuent après l'entrée en vigueur de l'embargo. Le niveau de stocks de l'OCDE est remonté en 2013 et est resté à un niveau élevé jusqu'au printemps avant de redescendre consécutivement aux nouvelles difficultés en Libye [39].

Graphique 32 : Evolution mensuelle des stocks commerciaux de pétrole brut détenus par l'OCDE

En millions de barils

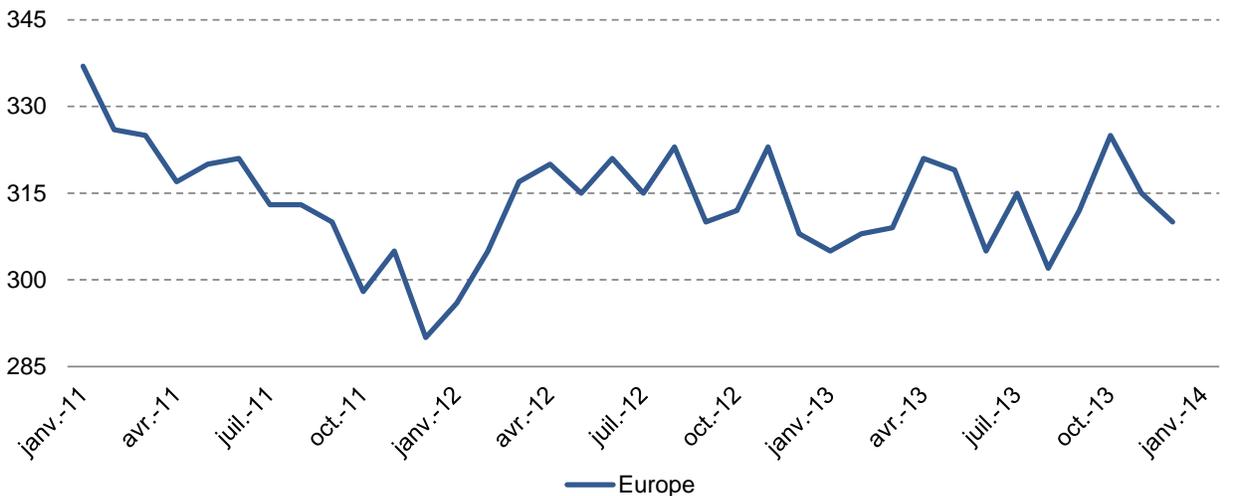


Source : IEA Oil Market Report [61]

L'évolution est plus flagrante si l'on regarde les stocks de l'Europe en particulier : déstockage sur toute l'année 2011, montée du niveau des stocks en janvier 2012 et maintien à un niveau élevé durant l'année 2012, niveau légèrement inférieur en 2013.

Graphique 33 : Evolution mensuelle des stocks commerciaux de pétrole brut détenus par l'Europe

En millions de barils



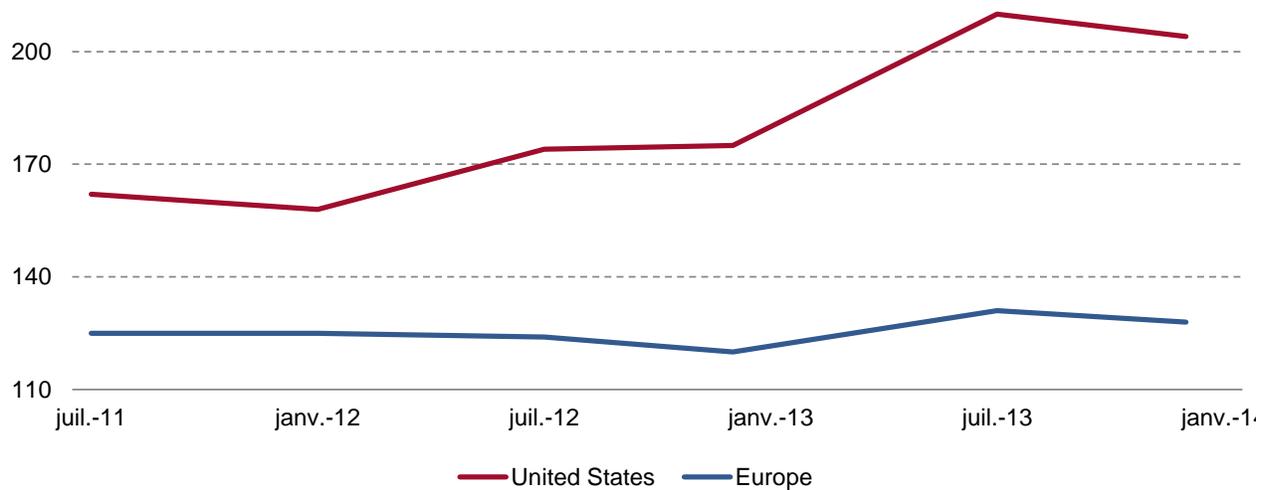
Source : IEA Oil Market Report [61]

L'Europe représente en moyenne un tiers des stocks de l'OCDE sur la période. Les Etats-Unis disposent de stocks conséquents, puisqu'ils représentent la moitié des stocks de l'OCDE. On peut mesurer cette propension américaine plus importante à constituer des stocks à l'aide du niveau des stocks en nombre de jours d'importations nettes.

Graphique 34 : Valeur des stocks publics et commerciaux de pétrole brut

En jours d'importations nettes nationales de l'année N-1

Données pour juillet 2011, janvier 2012, juillet 2012, décembre 2012, juillet 2013, décembre 2013



Source : *International Energy Agency [20]*

Le minimum requis par l'*International Energy Agency* est de 90 jours. L'Europe sur la période est restée au-dessus de ce seuil autour de 125 jours. Les Etats-Unis atteignent, eux, plus du double du minimum requis en 2013, grâce notamment à leur potentiel productif de gaz de schiste.

Ces hauts niveaux de stocks témoignent du fait que l'Europe et les Etats-Unis ont la possibilité de soutenir une rupture d'approvisionnement et qu'ils se montrent prudents dans le contexte de l'embargo qu'ils ont eux-mêmes décidés et sur un marché du pétrole toujours plus volatil.

C) L'offre de pétrole est restée dynamique sur la période 2011-2013 concomitamment à une demande mondiale modérée dans les pays de l'OCDE, garantissant un équilibre offre-demande sur le marché en dépit des sanctions internationales imposées à l'Iran

Le tableau suivant dresse l'équilibre de l'offre et de la demande sur le marché du pétrole brut selon les chiffres de l'*International Energy Agency* trimestre par trimestre et en moyenne annuelle sur les années 2012 et 2013. Pour chaque trimestre, il est établi, d'une part, la demande globale en distinguant la demande des pays de l'OCDE et la demande du reste du monde, et d'autre part l'offre non-OPEP. On en déduit ainsi la production requise pour les pays de l'OPEP. En comparant la production théorique qui équilibre le marché et la production effective de l'OPEP, on obtient un aperçu de l'excédent/déficit régnant sur le marché.

Graphique 35 : Equilibre mondial offre/demande sur le marché du pétrole

En millions de barils par jour

Voir *Annexe 2* pour le tableau plus détaillé

	2010	2011	1Q12	2Q12	3Q12	4Q12	2012	1Q13	2Q13	3Q13	4Q13	2013
Total OECD demand	47.0	46.5	46.3	45.5	45.9	46.2	46.0	45.9	45.5	46.3	46.5	46.1
Total Non-OECD demand	41.4	42.5	42.8	43.9	44.6	45	44.1	44.4	45.3	45.8	45.7	45.3
Total Demand (A)	88.4	89.0	89.1	89.4	90.5	91.2	90.1	90.3	90.8	92.1	92.2	91.4
Total OECD supply	18.9	19	19.9	19.7	19.4	20.5	19.9	20.6	20.5	21.1	21.5	20.9
Total Non-OECD supply	29.9	29.9	29.8	29.2	29.3	29.7	29.5	29.6	29.5	29.3	29.9	29.6
Other (processing gains ¹ & global biofuels)	3.9	4.0	3.7	4.0	4.3	4.0	4.0	3.7	4.2	4.6	4.3	4.2
OPEC NGLs	5.6	5.9	6.2	6.2	6.3	6.4	6.3	6.3	6.4	6.5	6.4	6.4
Total Supply Non-OPEC crude (B)	58.3	58.8	59.6	59.1	59.3	60.6	59.7	60.2	60.6	61.5	62.1	61.1
Required OPEC production (A-B)	30.1	30.2	29.5	30.3	31.2	30.6	30.4	30	30.2	30.5	30.1	30.2
OPEC crude oil production	29.2	29.9	31.3	31.7	31.5	30.7	31.3	30.5	30.9	30.6	29.8	30.5
Total Supply	87.5	88.7	90.9	90.8	90.8	91.3	91	90.7	91.5	92.1	91.9	91.6
Balance surplus / (shortage)	(0.9)	(0.3)	1.8	1.4	0.3	0.1	0.9	0.5	0.7	0.1	(0.3)	0.3

Source : International Energy Agency [61]

Note (1) : Gains/pertes nets de volumes pendant le raffinage et pertes par transport maritime

Le marché du pétrole a été en excédent d'offre sur l'année 2012 grâce au dynamisme de l'offre OPEP et de la production américaine de pétrole non conventionnel.

- De 2011 à 2012, la demande totale (A) a légèrement progressé de 1%.
 - o La demande de pétrole de la part de l'OCDE s'est rétractée de 1%, avec un creux de -2% au deuxième trimestre 2012.
 - o La demande non-OCDE a, elle, augmenté de 4%, grâce à la Chine surtout.
- L'offre totale (B), hors pétrole brut de l'OPEP, s'est accrue de 1,5%.
 - o L'offre de pétrole des pays producteurs de l'OCDE a crû de 5% de 2011 à 2012, principalement grâce au potentiel américain.
 - o L'offre non-OCDE a fléchi de 1%.
- La production de l'OPEP a augmenté de 5% en 2012. L'OPEP a produit régulièrement au-dessus du quota des 30 millions de barils par jour durant l'année 2012 avec un maximum au deuxième trimestre 2012, donc après l'entrée en vigueur de l'embargo iranien.
- L'offre totale de pétrole brut mis à disposition sur le marché est passée de 88,7 millions de barils par jour à 91,0 millions, soit une hausse de 3%.

Le marché du pétrole a été également excédentaire en moyenne sur l'année 2013, sauf au dernier trimestre durant lequel la demande excède l'offre de 300 000 barils.

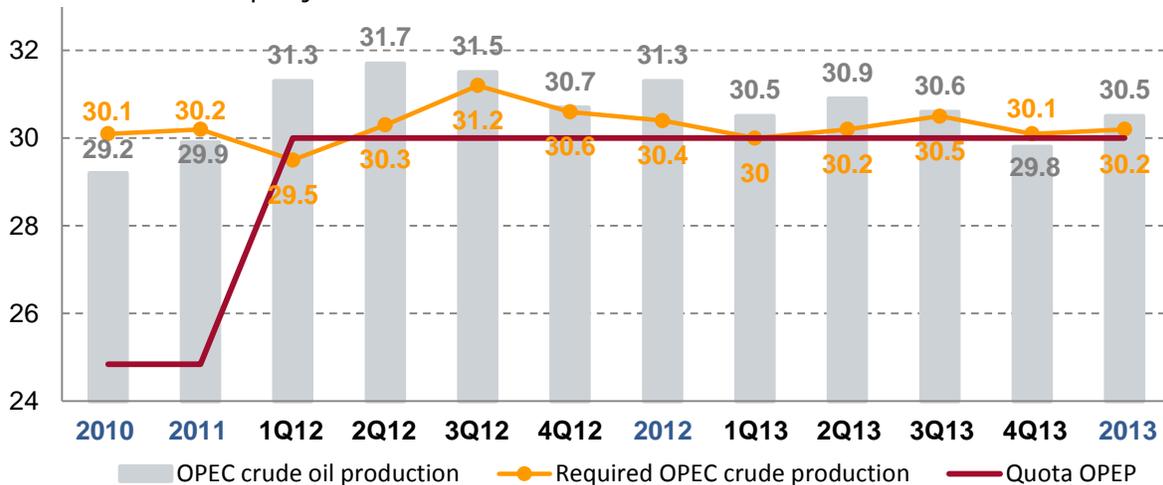
- De 2012 à 2013, la demande totale (A) a légèrement progressé de 1%, comme l'année précédente.
 - o La demande de pétrole de la part de l'OCDE n'a pratiquement pas évolué en moyenne entre 2012 et 2013.
 - o La demande non-OCDE a augmenté de 3%.

- L'offre totale (B), hors pétrole brut de l'OPEP, s'est accrue de 2%
 - o L'offre de pétrole des pays producteurs de l'OCDE a crû de 5% de 2012 à 2013, comme l'année précédente.
 - o L'offre non-OCDE n'a en moyenne pas évolué.
- La production de l'OPEP a fléchi de 3% en 2013 en moyenne : baisse au premier trimestre, reprise au second, rechute au troisième trimestre et baisse accentuée au quatrième.
- L'offre totale de pétrole brut mis à disposition sur le marché est passée de 91,0 millions de barils par jour à 91,6 millions, soit une hausse de 1%.

Le graphique ci-dessous montre l'effort de l'OPEP de mobilisation de son potentiel de production, conformément aux engagements de l'Arabie Saoudite de juin 2012 au sommet de Los Cabos au Mexique. L'OPEP a effectivement engagé ses capacités excédentaires de production pour combler les pertes libyennes et iraniennes. Le *Ministère de l'Ecologie* [62] mentionne les efforts de l'Arabie Saoudite, du Koweït et des Emirats Arabes Unis. En 2010 et 2011, l'OPEP produisait en-dessous des exigences du marché. Dès le premier trimestre 2012, l'OPEP a augmenté sa production à plus de 31 millions de barils par jour. L'OPEP a augmenté sa production de 1,8 millions de barils au deuxième trimestre 2012 par rapport à la moyenne de 2011. La production du cartel a progressé en moyenne de 1,4 millions de barils par jour en 2012. Sur l'année 2013, la production a fléchi de 800 000 barils par rapport à la moyenne 2012, tout en restant au-dessus des exigences du marché sur l'essentiel de l'année. C'est au dernier trimestre 2013 que la production de l'OPEP, principalement saoudienne, est passée sous la production requise en raison de prévisions moroses pour la croissance économique mondiale à venir.

Graphique 36 : Ecart entre production de l'OPEP et production d'équilibre de 2011 à 2013

En millions de barils par jour



Source : International Energy Agency [61]

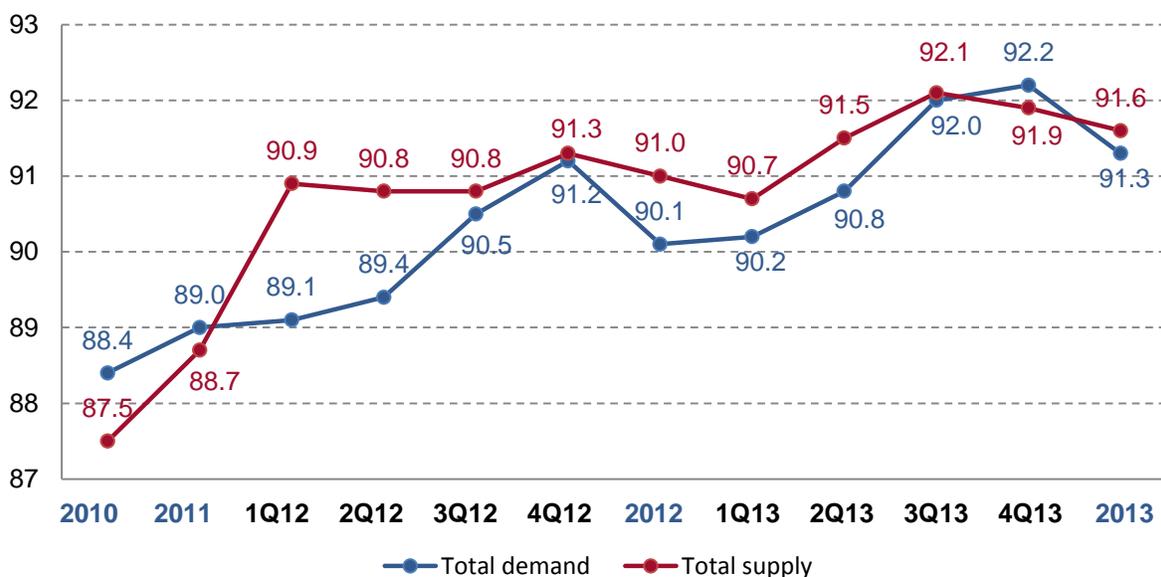
L'offre globale a été supérieure à la demande dès le premier trimestre 2012 jusqu'au troisième trimestre de l'année 2013 ; la demande a crû de 1,1 million de barils par jour en moyenne entre 2011 et 2012 tandis que l'offre augmentait de 2,3 millions de barils. Le *Ministère de l'Ecologie* [62] souligne que l'offre a été excédentaire au prix d'une diminution logique des capacités de production additionnelles des producteurs. Les capacités excédentaires effectives recalculées par l'IEA seraient passées selon le *Ministère* de 2,8 millions en janvier 2012 à 2,3 millions en juin 2012.

L'excédent d'offre atteint son point culminant au premier trimestre 2012 avec 1,8 millions de barils au-dessus de la demande, grâce à la production américaine et à l'effort productif de l'OPEP comme vu ci-dessus. La demande a connu un rebond notable au dernier trimestre 2012, en raison d'une demande américaine gonflée par les nécessités de reconstruction après le passage de l'ouragan Sandy et une demande indienne accrue après les vagues de coupures géantes d'électricité.

Sur l'année 2013, la demande a crû de 1,2 millions de barils tandis que l'offre n'augmentait en moyenne que de 600 000 barils. L'excédent d'offre s'est donc considérablement réduit sur l'année 2013, signe que les capacités excédentaires des pays producteurs avaient atteint leurs limites.

Graphique 37 : Evolution de l'offre et de la demande sur le marché du pétrole de 2011 à 2013

En millions de barils par jour



Source : International Energy Agency [61 et 62]

En termes d'équilibre du marché du pétrole, l'embargo iranien n'a donc pas entraîné un déficit d'offre sur la période. Ce maintien de l'équilibre entre offre et demande s'explique par le dynamisme de l'offre nord-américaine, par la mobilisation des capacités excédentaires de l'Arabie Saoudite et de l'OPEP dans son ensemble, et également par la faiblesse de la demande en ces années de croissance économique atone.

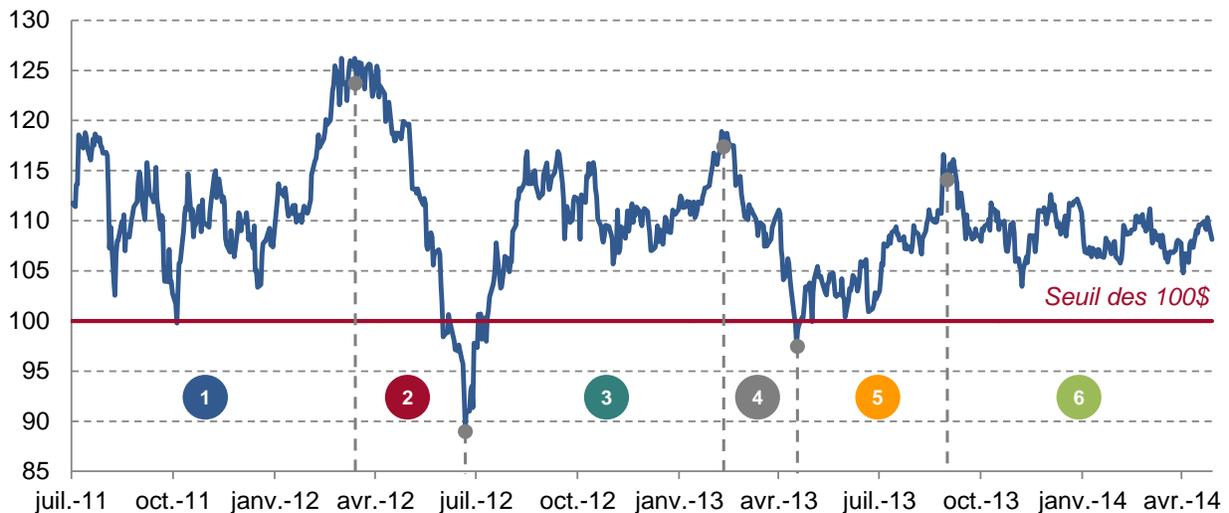
Sous-partie 3 : Quel a été l'impact de l'embargo sur le cours du baril de Brent et la courbe à terme ?

A) Le cours *spot* du baril de Brent a atteint un pic à 125\$ au printemps 2012 et est resté instable en 2012 dans un contexte d'aggravation des tensions entre Occident et Moyen-Orient avant de fléchir en raison d'une demande mondiale peu dynamique puis de fluctuer à un niveau élevé au-dessus des 100\$ en 2013

Le cours du baril de Brent a connu des évolutions erratiques sur la période 2011-2013 : tensions géopolitiques (Iran, Libye, Syrie), nouvelle donne du côté de l'offre (pétrole non conventionnel), prévisions changeantes du côté de la croissance mondiale et donc de la demande de pétrole, et préoccupations environnementales (scénario 450 par exemple de l'*International Energy Agency*). Céline Antonin dans l'*OFCE* [39] insiste sur la grande instabilité des cours et la « nervosité » des marchés durant l'année 2012. Plusieurs facteurs expliquent que le cours du baril reste à un niveau élevé, notamment la forte demande en provenance des pays émergents, la faiblesse du dollar et le maintien de sanctions sévères à l'encontre de l'Iran. L'année 2013 a été marquée par une baisse des cours puis une relative stabilité autour d'un prix relativement élevé (c.110\$). On peut repérer six phases clés sur cette période :

Graphique 38 : Evolution du cours du baril de 2011 à 2013

En \$ par baril de Brent



Source : Intercontinental Exchange

- 1 Le baril de Brent a atteint un pic autour de 125\$ en mars-avril 2012, en raison des inquiétudes relatives à l'instauration de sanctions occidentales les plus sévères jamais imposées à l'Iran. Les tensions entre Occident et Iran étaient alors à leur paroxysme, avec notamment la menace de la fermeture du détroit d'Ormuz, situé entre le Golfe d'Oman et le Golfe Persique par lequel transite presque un tiers du pétrole mondial transporté par voie maritime [14].
- 2 Après une chute vertigineuse de sa production en 2011, la Libye a effectué un retour sur le marché fulgurant en 2012 : d'un volume presque nul en septembre 2011, le pays a retrouvé son niveau de production de janvier 2011 (1,5 millions de barils) en seulement 6 mois. La Libye est restée à ce niveau de production jusqu'à mai 2013 avant de retomber sous les 500 000 barils. Ce retour libyen en 2012 a permis de rassurer les investisseurs sur une plus grande disponibilité de l'offre. Le haut niveau des stocks et le ralentissement économique voire la récession dans certains pays européens sont également responsables de cette forte baisse des cours [39].
- 3 Le cours du baril est remonté à un niveau élevé de l'été 2012 jusqu'au début de l'année 2013, suite à l'entrée en vigueur de l'embargo iranien et à la chute inexorable des exportations et de la production iraniennes. Des grèves sur des gisements norvégiens ont également inquiété les investisseurs, ainsi que l'annonce de la baisse des stocks américains [39]. L'offre de l'OPEP a également diminué fin 2012 (cf sous-partie 1 point d.).
- 4 Le cours du Brent a décliné au premier semestre 2013 en raison d'une demande amoindrie des pays de l'OCDE et des pays non-OCDE, comme en témoigne l'analyse offre-demande (cf sous-partie 2 point c.). Céline Antonin dans l'OFCE [39] invoque aussi la « montée en puissance de nouveaux gisements non conventionnels en Amérique du Nord ». Les stocks de l'OCDE ont également connu une remontée sur ce premier semestre (cf sous-partie 2 point b.).
- 5 Après une brève accalmie en mai 2013, les prix sont repartis à la hausse. La production libyenne de brut est en effet, comme indiqué au point 2, retombée sous la barre des 500 000 barils. La production nigérienne a également été affectée à cette période. Le cours du baril a poursuivi son ascension en raison des tensions géopolitiques vives relatives à la possible intervention occidentale en Syrie. Les Etats-Unis ont également renforcé les sanctions à l'encontre de l'Iran le 1^{er} août 2013 en prévoyant de nouvelles pénalités pour les clients du brut iranien.
- 6 Le baril est resté au-dessus de la barre des 100 dollars, considéré comme la référence en termes de valeur fondamentale. Un apaisement début 2014 a été favorisé par l'accord intérimaire de Genève mais cela ne s'est pas forcément traduit dans la forme de la courbe à terme (cf point b. à suivre).

B) Le marché du Brent est entré résolument en *backwardation* début 2012 dans un contexte de tensions géopolitiques ravivées et la courbe des contrats à terme semble demeurer en « déport » prononcé début 2014 malgré l'adoucissement des sanctions imposées à l'Iran

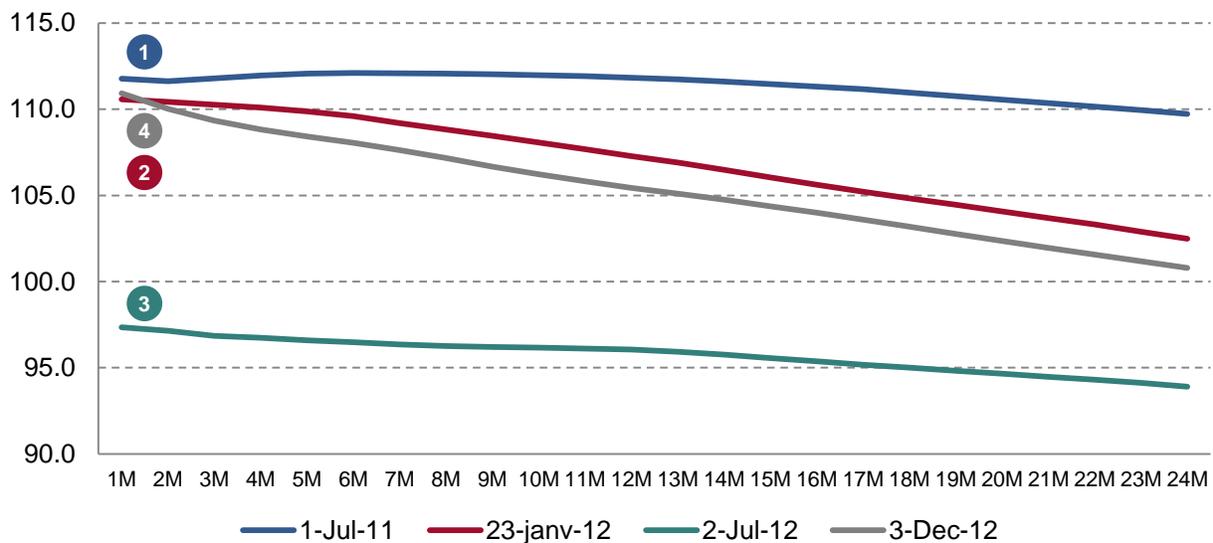
L'évolution du cours au comptant du baril ne suffit pas pour analyser l'impact que l'embargo iranien a pu avoir sur le marché. Comme nous l'avons vu en première partie (*cf sous-partie 3 point c.*), la forme de la courbe à terme traduit les anticipations des investisseurs et renseigne sur les pronostics des acteurs en termes d'équilibre à venir entre offre et de demande de pétrole brut.

Le graphique ci-dessous dresse sur la période allant de mi-2011 à fin 2012 l'évolution de la courbe des *futures* pour les vingt-quatre premières échéances des contrats.

Sur l'année 2012, le déport s'est amplifié sur le marché du Brent par rapport à la situation de début juillet 2011, à l'exception notable de l'été 2012 qui correspond à un haut de cycle en termes de stocks de l'OCDE (*cf sous-partie 2, point b.*).

Graphique 39 : Evolution de la courbe à terme de 2011 à 2012 – 24 échéances

En dollars par baril de Brent coté sur ICE



Source : Intercontinental Exchange

- 1 Comme vu en première partie, la courbe à terme en juillet 2011 présente un léger *contango* sur les six premiers mois puis un « déport » (*backwardation*) sur les échéances plus lointaines, signe d'une certaine prudence à l'égard de l'offre future.
- 2 La courbe à terme au 23 janvier 2012, date de l'annonce de l'embargo à venir imposé par l'Union Européenne, présente un déport plus accentué. Le prix pour livraison à 2 ans descend à 102,5\$. L'OPEP [63] mentionne la montée des tensions géopolitiques et des retards de production dus à des difficultés climatiques.
- 3 Début juillet 2012, l'embargo entre en vigueur. La courbe à terme affiche un *backwardation* beaucoup plus modéré. Cela peut s'expliquer par le fait que le marché a anticipé l'embargo depuis plusieurs mois : recherche de fournisseurs de substitution et moyens de contournement. L'OPEP [63] cite des niveaux de stocks élevés à cette période, la reprise de la production libyenne et un contexte de croissance économique ralentie.
- 4 Début décembre 2012, six mois après l'entrée en vigueur de l'embargo, la courbe à terme accentue le « déport ». Comme vu en *sous-partie 2 point c.*, la demande a atteint un pic fin 2012 avant de fléchir de 1% début 2013. L'OPEP [63] rapporte également des retards consécutifs à l'arrêt temporaire du gisement Buzzard en mer du nord.

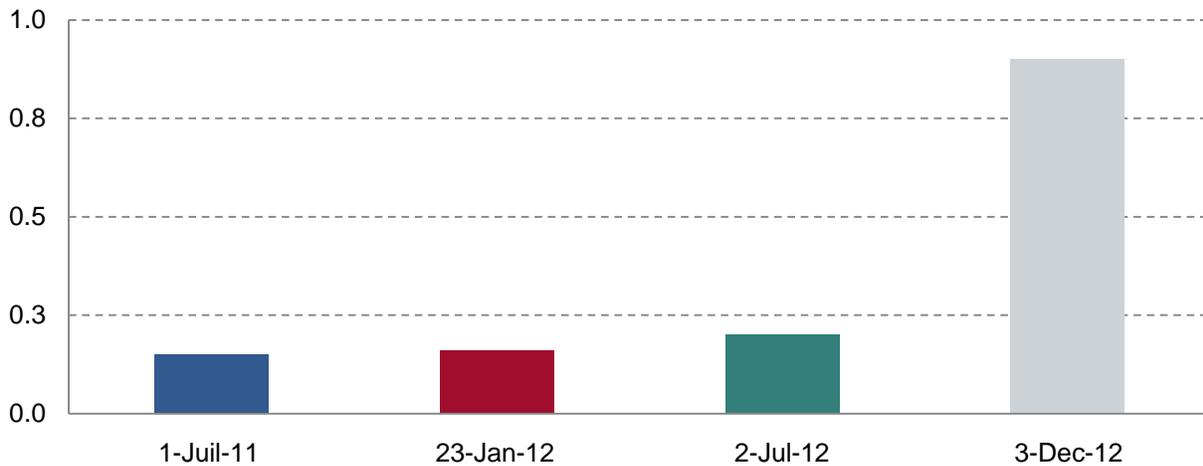
Pour évaluer l'évolution de la forme des courbes à terme et l'intensité du *contango/backwardation*, les opérateurs calculent la différence de prix existant entre le contrat à terme à première échéance et le contrat à terme à seconde échéance. Compte tenu de ce qui a été présenté en première partie (*cf sous-partie 3 point c.*), un marché en *contango* aura des *spreads* négatifs puisque les prix à terme sont supérieurs au prix au comptant. A l'inverse, un marché en *backwardation* présentera des *spreads* positifs puisque plus l'échéance est lointaine, plus le prix du contrat est faible.

Le graphique ci-dessous calcule ces *spreads* pour les quatre courbes à terme précédentes sur la période 2011-2012. Les *spreads* sont clairement positifs. Il n'existe pas de différence majeure de *spread* entre juillet 2011, janvier 2012 et juillet 2012. En revanche, le *spread* de début décembre 2012 atteint 0,90\$ et est 6 fois plus élevé qu'en juillet 2011 et 4,5 fois plus élevé qu'en juillet 2012 de la même année. Cela témoigne d'une inquiétude grandissante des marchés sur la disponibilité de l'offre, dans un contexte de hausse ponctuelle de la demande (*cf sous-partie 2 point c.*) La courbe entre de façon plus évidente en *backwardation* en janvier 2012.

Graphique 40 : Evolution des spreads de 2011 à 2012

En dollars par baril de Brent coté sur ICE

Différence entre la 1^{ère} échéance et la 2^{ème} échéance



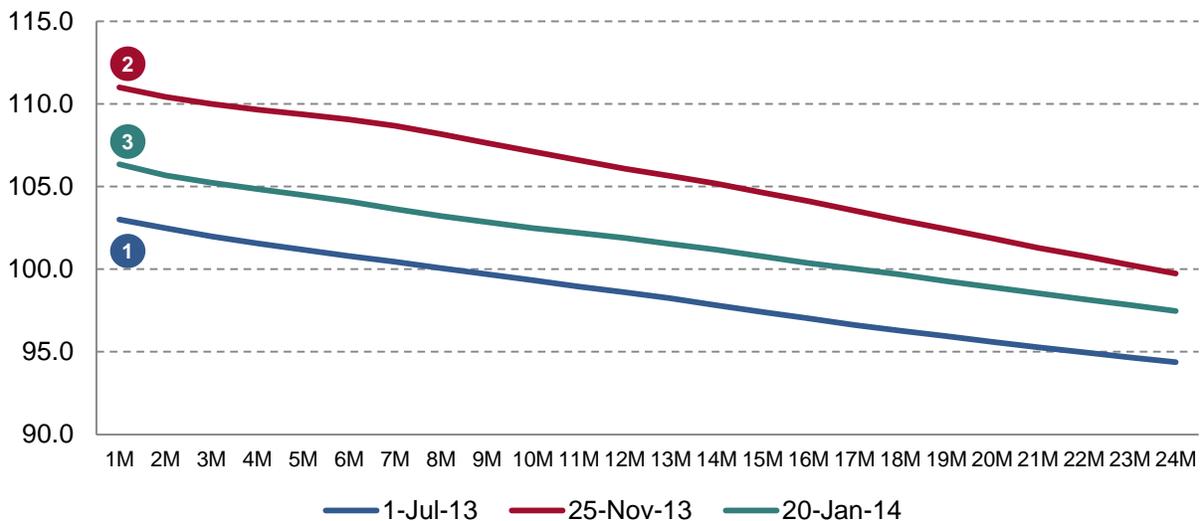
Source : Intercontinental Exchange

Pour l'année 2013, le marché du pétrole présente une forme de *backwardation* encore plus prononcée qu'en 2012 et qui s'annonce durable. Le graphe suivant retient les courbes des futures à trois dates différentes :

- 1^{er} juillet 2013, soit un an après l'entrée en vigueur de l'embargo,
- 25 novembre 2013, lendemain de l'annonce de l'accord intérimaire de Genève qui prévoit un assouplissement de l'embargo (*cf introduction*)
- 20 janvier 2014, date de l'entrée en vigueur de l'accord intérimaire de Genève
-

Graphique 41 : Evolution de la courbe à terme de 2012 à 2013 – 24 échéances

En dollars par baril de Brent coté sur ICE



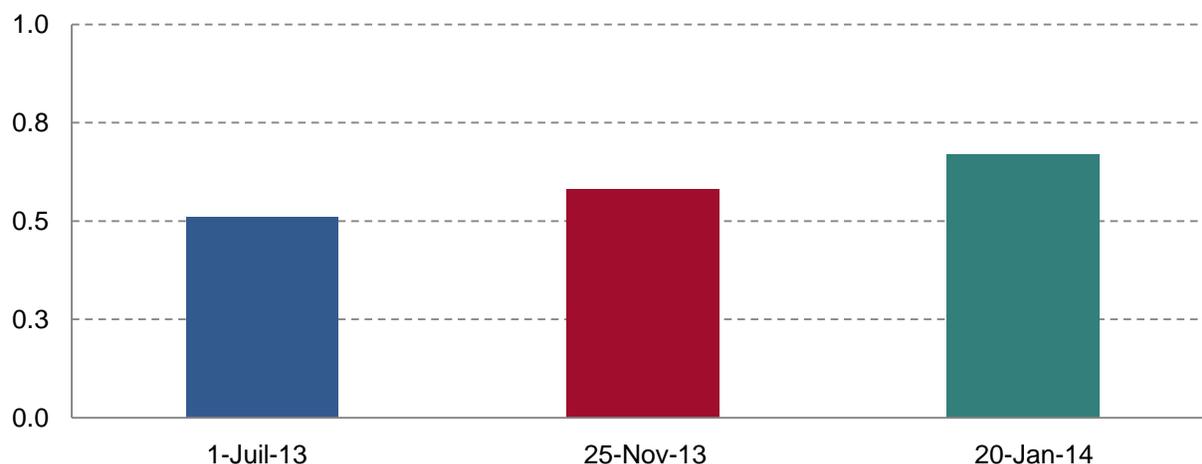
Source : Intercontinental Exchange

- 1 Un an après l'entrée en vigueur de l'embargo, la courbe à terme affiche un « déport » marqué. Cette rareté perçue de l'offre perçue par les agents est liée à la rechute de la production libyenne, à la chute du niveau des stocks de l'OCDE (cf *sous-partie 2 point b.*) et à court terme à la maintenance des raffineries de mer du Nord [63].
- 2 En dépit de l'annonce de l'accord intérimaire statuant sur un possible assouplissement de l'embargo imposé à l'Iran, les acteurs n'anticipaient pas pour autant fin novembre 2013 une amélioration sensible des conditions de l'offre globale de pétrole. La courbe à terme n'évolue pas vers un *contango*, au contraire le « déport » se creuse. L'EIA [38] met en garde en décembre 2013 que les exportations iraniennes ne reprendront pas significativement après l'entrée en vigueur de cet accord.
- 3 Le jour de l'entrée en vigueur de l'accord intérimaire de Genève, le « déport » se contracte très légèrement pour les échéances supérieures à 10 mois par rapport à novembre et juillet 2013. L'OPEP [63] évoque des facteurs de court-terme pour expliquer le maintien d'une structure en *backwardation* : une interruption brève sur le gisement Buzzard, problèmes en Mer du Nord. L'OPEP prévoit toutefois une modération de « déport » grâce à la reprise de la production sur le gisement libyen de El-Sharara.

Les *spreads* sont positifs aux trois dates observées en 2013-2014. Ils sont supérieurs en moyenne à ceux de 2012, signe que l'instabilité des cours ressentie et l'incertitude des acteurs perdurent dans le temps. A noter que le *spread* de janvier 2014 est inférieur à celui de décembre 2012, sans doute en raison des perspectives ouvertes par la signature de l'accord intérimaire de Genève.

Graphique 42 : Evolution des *spreads* de 2012 à 2013

En dollars par baril de Brent coté sur ICE



Source : Intercontinental Exchange

Du point de vue occidental, l'embargo semble avoir été efficace dans la mesure où il a entraîné une baisse significative à la fois des exportations et de la production de pétrole brut iranien (c.1 million de barils par jour), principale source de devises du pays. L'ensemble des sanctions consistant à, d'une part, bloquer physiquement la vente de pétrole et, d'autre part, à empêcher l'Iran de disposer de ses devises étrangères, a concouru à affaiblir et même asphyxier l'économie iranienne. Toutefois, à l'échelle mondiale, l'embargo imposé à l'Iran n'a pas provoqué un choc d'offre en tant que tel. L'équilibre offre-demande sur le marché mondial du pétrole brut a été sauvegardé : l'offre a été excédentaire sur toute la période, sauf au dernier trimestre 2013.

L'Occident a ainsi évité que l'embargo n'entraîne une pénurie de pétrole, qui se serait ensuivie probablement par une flambée des prix. S'il n'y a pas eu de flambée à proprement parler, il est indéniable que le cours du baril est resté à un niveau élevé depuis 2011 et a été très instable sur l'année 2012. Le cours est fortement remonté après la crise économique de 2008-2010 et n'est jamais redescendu sous la barre des 100\$ depuis, comme en témoigne l'évolution du Brent (*cf première partie, sous-partie 3 point a.*).

La question est de savoir si ce maintien des prix à de tels niveaux pourrait tout de même être lié aux vagues successives de mesures américaines puis européennes à l'encontre de l'Iran même si ces dernières n'ont pas causé de choc d'offre significatif. Dans sa note « Comment prévoir le prix du pétrole » (juin 2013), l'*INSEE* [64] distingue trois chocs pouvant influencer le cours du pétrole : le choc d'offre, le choc de demande et le « choc autonome de prix », qui n'est pas lié de façon directe à un changement de la production mondiale ou de l'activité économique mondiale, et qui pourrait donc qualifier le choc dû à l'embargo. L'*INSEE* analyse les évolutions passées du prix du pétrole depuis 1975 à l'aune de ces trois sources de chocs et conclut à une prédominance du choc autonome pour expliquer les variations de prix. Cela nous permet donc de conclure que l'embargo imposé à l'Iran a certainement eu un impact non négligeable sur les prix. Au-delà des pics de court terme comme celui du printemps 2012 (c.126\$ le 13 mars 2012) au moment où les tensions s'exacerbaient, l'embargo sur le pétrole iranien a eu une influence à plus long terme au travers de la forme de la courbe à terme en impliquant une plus forte prime sur le baril à livraison immédiate.

TROISIEME PARTIE

Quels pronostics pour le cours du baril de Brent à moyen-terme ?

L'objectif de cette dernière partie est de réfléchir aux tendances actuelles sur le marché du pétrole brut en termes d'offre et de demande pour aboutir à des projections de prix plausibles pour le cours du baril de *Brent* à horizon début 2015.

Pour cela, nous allons identifier et discuter des principales évolutions de la demande mondiale de pétrole brut (*sous-partie 1*) et de l'offre des pays producteurs non-OPEP (*sous-partie 2*). Nous utiliserons un consensus d'analystes pour fixer les niveaux approximatifs de demande et d'offre non-OPEP, ce qui nous permettra de déduire l'offre OPEP d'équilibre induite. Dans une deuxième étape, nous passerons en revue trois scénarii (*sous-partie 3*) qui prédisent différents niveaux de production iranienne et de comportement de l'OPEP et aboutissent à l'anticipation d'un excédent/déficit global sur le marché. Les projections de cours du baril et de forme de la courbe à terme à horizon 2015 (*sous-partie 4*) clôtureront cette partie.

NB : Les instituts statistiques utilisés dans cette partie n'ont pas toujours les mêmes estimations pour la dernière année achevée, 2013. Le consensus 2014 tient donc forcément compte de ces différences de mesure en 2013. Toutefois, nous tenterons d'insister sur les variations par région d'une année sur l'autre et d'indiquer dans quels cas elles sont traitées différemment selon les instituts utilisés afin de nuancer le plus possible notre discours.

Il est bien sûr difficile d'isoler un facteur dans la prévision des prix du pétrole. L'objet des scénarii est donc de raisonner toutes choses égales par ailleurs, en fixant la demande mondiale et l'offre non-OPEP après une analyse en sous-partie 1 et 2. Nous nous concentrons ensuite sur les évolutions possibles de l'offre iranienne et l'offre OPEP dans son ensemble.

Le but des scénarii est de réfléchir aux tendances de fond qui se dessinent sur le marché du pétrole. Nous ne nous attarderons donc pas sur la survenance ou non d'événements géopolitiques, qui sont certes probables puisque les cours du pétrole brut sont volatiles par essence ; comme ces événements sont aléatoires, ils ne serviront pas de base pour nos hypothèses.

Sous-partie 1 : Pronostics sur la demande de pétrole brut à horizon 2015

A) Les estimations de la demande de pétrole brut à moyen terme anticipent une croissance tirée quasi exclusivement par les pays hors de la zone OCDE, en dépit de certaines réserves sur le dynamisme de la croissance de la demande chinoise, indienne ou brésilienne

Céline Antonin dans la *Revue de l'OFCE* [39] prévoit un renforcement de la demande mondiale parallèlement à un niveau de stocks toujours élevé aux Etats-Unis et en Europe par rapport aux 90 jours requis, comme vu en deuxième partie (*cf sous-partie 2 point b.*). Les pays industriels vont renouer avec la croissance en 2014 et 2015 mais l'OFCE n'anticipe

pas pour autant une augmentation de la demande des pays de l'OCDE car l'intensité pétrolière poursuit son déclin (la croissance économique est toujours un facteur de demande de pétrole mais à une moindre ampleur).

La hausse de la demande proviendrait essentiellement des pays émergents, avec une consommation additionnelle de 1,2 millions de barils par jour en 2014 et 1,4 millions en 2015.

Cependant certains analystes [69] des départements de recherche sont moins optimistes à moyen terme sur la demande des pays émergents, souvent invoquée comme facteur déterminant de la consommation mondiale.

Ils signalent ainsi un risque sur la demande de pétrole des pays non-OCDE au Q1, qui ne pourra de toute façon pas être comblée par les pays de l'OCDE malgré la reprise économique. Depuis une décennie, la demande non-OCDE a été un déterminant clé de la demande mondiale mais cette année, la demande non-OCDE proviendra d'une multitude de pays, et non plus d'un nombre restreint de géants tels que l'Inde et la Chine. La Chine a montré quelques signes de ralentissement au quatrième trimestre 2013, et l'étude prévoit un taux de croissance de sa demande de pétrole similaire pour l'année 2014, soit 3.5% par an, en ligne avec les tendances prévues pour les chiffres d'activité industrielle chinoise. L'Inde a montré également une croissance plus faible ces derniers mois. Ce n'est pas seulement la croissance de l'activité industrielle indienne qui risque de modérer la croissance de la demande de pétrole mais également un indice de confiance des ménages relativement bas en Inde qui se traduit par de mauvaises ventes de véhicules. Cependant, l'Inde serait bien placée en cas de reprise de la production manufacturière puisque les industries cycliques y représentent une part importante. Une croissance de 4,7% est prévue cette année pour la demande indienne de pétrole et l'on table sur une croissance de 2,8% pour le Brésil.

L'Indonésie, la Malaisie, la Thaïlande, montrent à l'inverse, une croissance plus robuste.

Les prévisions de l'International Energy Agency [65] chiffrent la demande mondiale 2014 à **92,7 millions de barils par jour**, soit une augmentation de 1,3 millions par rapport à 2013 (+1,4%), et donc une hausse comparable à celle entre 2012 et 2013. La reprise économique devrait être plus robuste.

- Les pays non-OCDE seraient exclusivement responsables de la croissance de la demande en 2014 (+3,1% soit 1,4 millions de barils par jour supplémentaires), et les pays asiatiques non-OCDE devraient représenter presque la moitié de cette augmentation. Cependant, la demande chinoise, elle, comme signalé par les analystes, ralentit. La prévision est maintenue à 3,4% de croissance, soit environ 10,4 millions de barils en 2014.
- Du côté de l'OCDE, la croissance de la demande américaine continue de montrer des signes d'amélioration et est prévue à 0,4% pour l'année 2014, soit 19 millions de barils par jour environ. L'Asie-Océanie est affectée par une tendance à la baisse pour le Japon (utilisation du charbon et du gaz au détriment du pétrole pour la production d'électricité) et par une demande qui devrait rester inchangée pour la Corée du Sud. En raison d'un hiver plus chaud que d'habitude et des difficultés de plusieurs pays

européens à retrouver le chemin de la croissance, la demande européenne devrait être inférieure de 100 000 barils en 2014.

Les prévisions de la *US Energy Information Administration* [66] sont un peu moins optimistes pour 2014 puisque la demande de pétrole brut n'atteindrait que **91,6 millions de barils par jour** contre 92,7 millions selon l'*IEA*.

- La demande des pays de l'OCDE est prévue à 46 millions de barils, soit un chiffre identique que celui de l'*IEA*
- En revanche, l'*EIA* sous-estime davantage la demande des pays non-OCDE avec 1,1 millions de barils en moins.

Les prévisions de l'*OPEP* [67] sont les plus pessimistes pour 2014, avec une demande à seulement **91,1 millions de barils par jour**.

- La demande des pays de l'OCDE stagnerait et serait de 200 000 barils inférieure à l'estimation *IEA*, ce qui est assez comparable.
- L'*OPEP* prévoit 1,4 millions de barils de moins en provenance des pays non-OCDE. Les estimations sont quasi identiques à celles de l'*IEA* en ce qui concerne les ex-pays soviétiques, la Chine, et les pays européens hors OCDE. En revanche, l'*OPEP* a légèrement ajusté à la baisse la demande des pays asiatiques non-OCDE autres que la Chine. L'*OPEP* anticipe une progression en Amérique latine, Afrique, et Moyen-Orient mais moins importante que l'*IEA* ou l'*EIA*.

Nous allons retenir la moyenne des données *International Energy Agency*, *US Energy Information Administration* et *OPEP* pour nos prévisions 2014 de la demande de pétrole brut. Cela implique une demande de pétrole brut 2014 estimée à **91,8 millions de barils**, ce qui permet de tenir compte des prévisions à la hausse de l'*IEA* et celles plus réservées de l'*OPEP*.

Graphique 43 : Consensus - demande de pétrole brut 2014

En millions de barils par jour

Voir *Annexe 3* pour le tableau plus détaillé

	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014
Total OECD demand (<i>IEA</i>)	45.6	45.3	46.2	46.6	46.0
Total OECD demand (<i>EIA</i>)	46.2	45.2	46.0	46.5	46.0
Total OECD demand (<i>OPEP</i>)	45.8	45.2	46.0	46.1	45.8
Average Total OECD demand	45.9	45.2	46.1	46.4	45.9
Total Non-OECD demand (<i>IEA</i>)	45.5	46.7	47.3	47.4	46.7
Total Non-OECD demand (<i>EIA</i>)	44.6	46.0	46.3	45.8	45.6
Total Non-OECD demand (<i>OPEP</i>)	44.3	44.9	45.8	46.1	45.3
Average Total Non-OECD demand	44.8	45.9	46.5	46.4	45.9
Total demand (<i>IEA</i>)	91.1	92.0	93.5	94.0	92.7
Total demand (<i>EIA</i>)	90.7	91.1	92.3	92.3	91.6
Total demand (<i>OPEP</i>)	90.2	90.2	91.9	92.2	91.1
Average Total demand	90.7	91.1	92.6	92.8	91.8

Source : *International Energy Agency* [65], *US Energy Information Administration* [66] et *OPEP* [67]

L'*International Energy Agency* et l'*OPEP* ne publiant pas de prévision pour 2015, nous nous contenterons des données *US Energy Information Administration* pour cette année-là. La demande atteindrait 93 millions de barils, soit une hausse de 1% (ou 1,2 millions de barils) par rapport au consensus 2014. Là encore, la hausse de la demande ne proviendrait que des pays hors zone OCDE.

Graphique 44 : Prévisions de la demande de pétrole brut 2015

En millions de barils par jour

Voir *Annexe 3* pour le tableau plus détaillé

	1Q15	2Q15	3Q15	4Q15	2015
Total OECD demand	46.4	45.1	46.0	46.5	46.0
Total Non-OECD demand	45.7	47.3	47.7	47.1	47.0
Total Demand	92.1	92.5	93.6	93.6	93.0

Source : *US Energy Information Administration* [66]

B) Le département de l'Energie américain table à moyen terme sur un niveau élevé de stocks détenus par l'OCDE autour de c.975 millions de barils

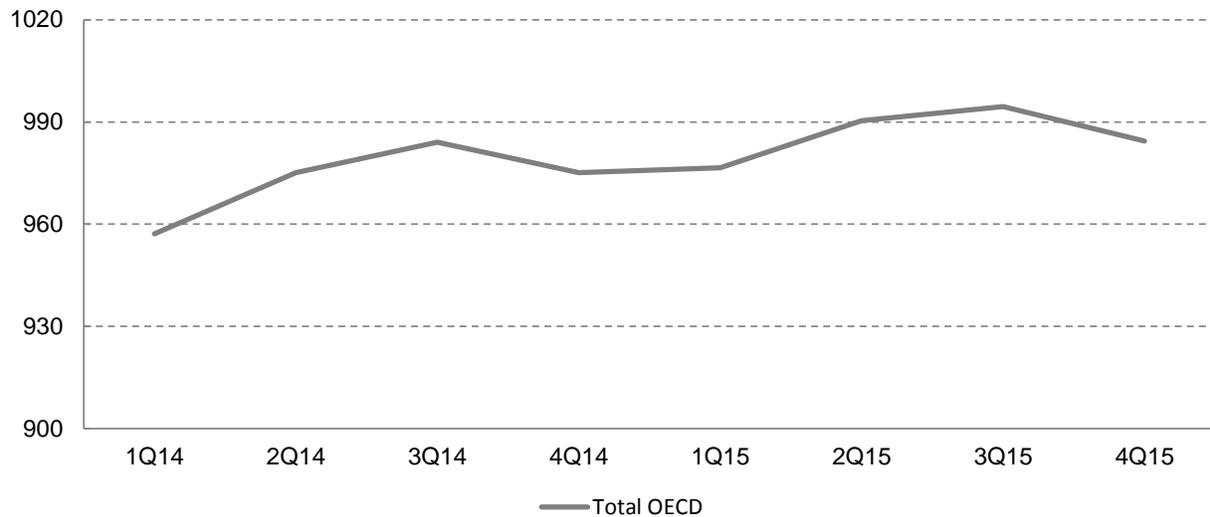
Pour mémoire (*cf deuxième partie, sous-partie 2, point b.*), les niveaux de stocks commerciaux de pétrole brut de l'OCDE se situaient dans une fourchette élevée de l'ordre de 960 millions de barils à 1 milliard de mi-2012 à fin 2013. Après une baisse à c.950 millions de barils en décembre 2013, les premières estimations donnent 948 millions pour le mois de janvier 2014 et 955 millions pour le mois de février 2014 [65].

D'après les prévisions de la *US Energy Information Administration* [66], le niveau de stock de l'OCDE devrait augmenter à nouveau et rester en 2014 entre 960 et 990 millions de barils de brut. Cela laisserait ainsi une marge aux pays de l'OCDE pour affronter d'éventuelles interruptions de production ou un enchérissement inopiné du baril.

Céline Antonin, dans *Revue de l'OFCE* [39], prédit également des stocks élevés en Europe et aux Etats-Unis pour 2014.

Graphique 45 : Prévisions des stocks commerciaux de pétrole brut détenus par l'OCDE

En millions de barils



Source : US Energy Information Administration [66]

Méthode : L'EIA ne publie pas directement d'estimations pour les stocks de pétrole brut de l'OCDE mais des données globales sur les produits pétroliers détenus en stocks. A ces données globales, il a été appliqué un pourcentage de 37% pour obtenir une approximation du pétrole brut stocké en 2014. Ce pourcentage a été obtenu en observant la part que représentait le pétrole brut dans les stocks totaux de produits pétroliers (« motor gasoline, middle distillate, residual fuel oil », etc) ces derniers mois pour l'OCDE.

Sous-partie 2 : Hypothèses retenues pour l'offre de pétrole brut

Dans cette sous-partie, nous allons déterminer l'offre théorique de l'OPEP compte tenu de l'offre non-OPEP et de la demande puis s'interroger sur l'offre globale à très court terme suite à l'entrée en vigueur de l'accord intérimaire le 20 janvier 2014. Ces hypothèses serviront de base aux trois scénarii d'évolution du cours du baril.

A) Une offre non-OPEP tirée par l'A. du Nord, l'A. Latine et l'ex-URSS

Pour établir un pronostic sur l'offre non-OPEP, nous allons procéder de façon similaire à l'analyse de la demande, et utiliser un consensus des estimations de l'*IEA*, *EIA* et *OPEP*. Par offre non-OPEP, nous entendons tout ce qui n'est pas du pétrole brut OPEP. Nous incluons donc l'offre des producteurs OCDE, non-OCDE, ainsi que les gains nets de liquide au raffinage (c.2 millions de barils par jour), les biocarburants (c.2 millions de barils par jour) et la production OPEP obtenue à partir de gaz naturels liquéfiés (c.6 millions de barils par jour). En soustrayant cette offre non-OPEP à la demande, nous en déduisons l'offre OPEP requise pour équilibrer le marché.

Les analystes sont optimistes à long terme quant à l'offre de pétrole des pays non-OPEP. Une note de *broker* [69] évoque une croissance continue de l'offre non-OPEP et de l'offre de pétrole non conventionnel dans les prochaines années. De même, Céline Antonin dans *Revue de l'OFCE* [39] anticipe une croissance de la production des pays non-OPEP, en particulier au Canada et aux Etats-Unis grâce à l'exploitation du pétrole de schiste, et au Brésil, en Russie et en Chine grâce à la découverte de nouveaux gisements.

L'*International Energy Agency* dans son « World Energy Outlook 2012 » [68], prédit dans son scénario de base « New Policies Scenario¹ » que la production non-OPEP devrait passer de 49 millions de barils par jour en 2011 à 53 après 2015, un niveau qui devrait demeurer jusque dans les années 2025. Cette augmentation proviendrait de l'offre croissante de pétrole non conventionnel, principalement du pétrole de schiste, des sables bitumineux canadiens, des liquides issus du gaz naturel et une hausse de la production en mer profonde au Brésil. L'offre non-OPEP se stabiliserait à 50 millions de barils par jour en 2035. Les Etats-Unis dépasseraient la Russie et l'Arabie Saoudite avant 2020 et deviendraient, pour quelques années, le premier producteur mondial de pétrole. L'offre OPEP, elle, augmenterait relativement à partir de 2025.

L'*International Energy Agency* [65] estime en avril 2014 que l'offre non-OPEP au sens strict (OCDE + non-OCDE) devrait croître de 1,4 millions de barils par jour en 2014, ce qui porterait la production à 52 millions de barils. En tenant compte des ajustements cités plus haut, la production totale non-OPEP atteindrait **62,9 millions de barils par jour**.

- Parmi les producteurs OCDE, seule la zone Amérique devrait croître significativement, de c.1,3 millions de barils.

¹ Scénario qui prend en compte les engagements politiques annoncés par les pays, tels que les objectifs nationaux de réduction d'émissions de gaz à effet de serre et de substitution d'énergies fossiles, même si les mesures concrètes n'ont pas encore été définies ou mises en œuvre.

- Hors OCDE, la production du Brésil est prévue stable en raison des retards qui affectent des projets majeurs. La production chinoise devrait augmenter de moins de 100 000 barils, encore affectée par les inondations de 2013. L'institut a baissé ses estimations pour la Russie (déclin plus rapide que prévu sur certains gisements) et le Kazakhstan (réparations sur le gisement Kashagan). Une hausse de l'ordre de 200 000 barils dans la zone hors OCDE serait obtenue grâce au Soudan, mais cette estimation est sujette à caution.

La *US Energy Information Administration* [66] a des estimations similaires et table sur une offre totale non-OPEP de **62 millions de barils**, soit une augmentation de 1,6 millions de barils par rapport à ses estimations 2013.

- La production des Etats-Unis et du Canada devrait progresser de 1,4 millions de barils.
- Les pays de l'ex-URSS augmenteront leur production de c.200 000 barils par an et la Chine, de 100 000 barils.

Les prévisions de l'*OPEP* [67] aboutissent à une offre non-OPEP (OCDE + non-OCDE) de 53,4 millions de barils, soit une progression de 1,5 millions de barils. Compte tenu des ajustements, la production totale non-OPEP atteindrait **61,5 millions de barils par jour**.

- Dans l'OCDE, l'offre nord-américaine augmenterait de 1 millions de barils, soit la plus forte hausse parmi les producteurs non-OPEP, ce qui est inférieur aux estimations *IEA* et *EIA*. La production européenne baisserait en 2014 de plus de 100 000 barils tandis que la production d'Asie-Pacifique resterait inchangée.
- L'offre non-OCDE augmenterait de 600 000 barils, ce qui est plus optimiste que les prévisions *IEA* et *EIA*. L'Amérique latine et les pays de l'ex-URSS sont les plus dynamiques.

Le consensus aboutit à une estimation de l'offre globale non-OPEP de **62,1 millions de barils par jour** pour l'année 2014.

Graphique 46 : Consensus – offre non-OPEP de pétrole brut 2014

En millions de barils par jour

Voir *Annexe 4* pour le tableau plus détaillé

	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014
Total Supply non-OPEC crude (<i>IEA</i>)	62.3	62.7	62.9	63.5	62.9
Total Supply non-OPEC crude (<i>EIA</i>)	60.9	61.9	62.5	62.6	62.0
Total Supply non-OPEC crude (<i>OPEP</i>)	61.1	60.8	61.5	62.5	61.5
Average Total Supply non-OPEC crude	61.4	61.8	62.3	62.9	62.1

Source : *International Energy Agency* [65], *US Energy Information Administration* [66] et *OPEP* [67]

Note (1) : Gains/pertes nets de volumes pendant le raffinage et pertes par transport maritime

A défaut d'estimations de l'*IEA* ou de l'*OPEP* pour 2015, nous retiendrons celles de l'*EIA* pour l'offre non-OPEP de 2015, **63,5 millions de barils par jour** :

Graphique 47 : Prévisions – offre non-OPEP de pétrole brut 2015

En millions de barils par jour

Voir *Annexe 4* pour le tableau plus détaillé

	1Q15	2Q15	3Q15	4Q15	2015
Total OECD supply	25.7	25.8	25.9	26.4	26.0
Total Non-OECD supply	30.5	31.1	31.4	31.1	31.0
OPEC NGLs	6.5	6.5	6.6	6.6	6.5
Total Supply Non-OPEC crude (B)	62.6	63.4	63.9	64.1	63.5

Source : US Energy Information Administration [66]

NB : Les données incluent la production de pétrole brut (y compris condensats), liquides de gaz naturel, biocarburants et gains de volumes au raffinage

B) Les estimations de la demande et de l'offre non-OPEP impliquent une production de pétrole brut d'équilibre théorique des pays de l'OPEP sous les 30 millions de b/j pour 2014 et 2015, soit une légère baisse de la demande de pétrole OPEP

Pour l'année 2014, la production de l'OPEP doit être d'environ c.29,7 millions de barils par jour afin de répondre à la demande.

Graphique 48 : Production théorique de l'OPEP estimée pour 2014

En millions de barils par jour

	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014
Total demand (IEA)	91.1	92.0	93.5	94.0	92.7
Total demand (EIA)	90.7	91.1	92.3	92.3	91.6
Total demand (OPEP)	90.2	90.2	91.9	92.2	91.1
Average Total demand (A)	90.7	91.1	92.6	92.8	91.8
Total Supply non-OPEC crude (IEA)	62.3	62.7	62.9	63.5	62.9
Total Supply non-OPEC crude (EIA)	60.9	61.9	62.5	62.6	62.0
Total Supply non-OPEC crude (OPEP)	61.1	60.8	61.5	62.5	61.5
Average Total Supply non-OPEC crude (B)	61.4	61.8	62.3	62.9	62.1
Required OPEC production (A-B)	29.2	29.3	30.3	29.9	29.7

Source : International Energy Agency [65], US Energy Information Administration [66] et OPEP [67]

Pour l'année 2015, l'EIA déduit une production de l'OPEP théorique sous les 30 millions de barils par jour afin de répondre à la demande.

Graphique 49 : Production théorique de l'OPEP estimée pour 2015

En millions de barils par jour

	1Q15	2Q15	3Q15	4Q15	2015
Total OECD demand	46.4	45.1	46.0	46.5	46.0
Total Non-OECD demand	45.7	47.3	47.7	47.1	47.0
Total Demand (A)	92.1	92.5	93.6	93.6	93.0
Total OECD supply	25.7	25.8	25.9	26.4	26.0
Total Non-OECD supply	30.5	31.1	31.4	31.1	31.0
OPEC NGLs	6.5	6.5	6.6	6.6	6.5
Total Supply Non-OPEC crude (B)	62.6	63.4	63.9	64.1	63.5
Required OPEC production (A-B)	29.5	29.1	29.8	29.5	29.5

Source : US Energy Information Administration [66]

C) Une offre globale de pétrole brut probablement inchangée jusqu'à l'été 2014

Les analystes s'accordent sur l'idée que l'accord intérimaire signé à Genève le 24 novembre 2013 - et entré en vigueur le 20 janvier 2014 (*cf introduction*) - entre l'Iran, les Etats-Unis, la France, le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Russie, la Chine, n'aura que peu d'impact à très court terme sur l'équilibre du marché.

Certes, l'accord prévoit entre autres l'autorisation de transporter du pétrole iranien et l'autorisation d'assurance ou de réassurance pour l'achat, l'importation ou le transport de pétrole iranien, sanctions qui avaient considérablement entravé le commerce du pétrole en Iran, comme nous l'avons vu en deuxième partie (*cf sous-partie 1*).

Cependant, l'accord stipule également que les exportations iraniennes ne pourront dépasser leur niveau atteint en novembre 2013 soit c.1,2 millions de barils par jour durant un certain nombre de mois (*cf deuxième partie, sous-partie 1, point b.*). Une note de *broker* au lendemain de l'annonce de l'accord [70] souligne ainsi que la grande majorité des sanctions reste en place, sur l'exportation du pétrole, le financement et la banque centrale. Un communiqué de la Maison Blanche du 24 novembre 2013 annonce bien que les exportations de brut iranien ne pourront dépasser leur niveau d'alors sur les six mois suivants et seront donc maintenus à un niveau environ égal à 1 million de barils par jour. Les analystes prévoient que le volume supplémentaire de pétrole iranien mis sur le marché restera pratiquement inchangé sur les six mois à venir. Un autre analyste [70] partage ce point de vue et rappelle que l'essentiel des sanctions sur le pétrole et la banque n'ont pas été modifiées.

A) Scénario 1 « L'Iran inonde le marché » : un accord complet est trouvé à l'été 2014 et débouche sur un retour en force du pétrole iranien

Plusieurs indices laissent présager que l'Iran pourrait revenir rapidement sur le marché mondial, ce qui induirait une augmentation de l'offre globale de pétrole brut.

Le sommet de Genève qui s'est tenu le 24 novembre 2013 a donné lieu à un accord provisoire qui a pour but d'instaurer les conditions d'un accord ultérieur plus global et plus durable entre l'Iran et les pays occidentaux. En d'autres termes, si l'Iran fait réellement des concessions et se détourne de son programme nucléaire militaire conformément aux exigences de la communauté internationale, l'Occident sera prêt à poursuivre la levée complète des sanctions sévères qui touchent actuellement le pays.

Selon un analyste [70], il existait en novembre 2013 un peu plus de 50% de chances qu'un accord complet soit trouvé dans les six prochains mois, donc à horizon été 2014. En effet, la banque estime que les conditions qui ont favorisé la signature de l'accord intérimaire sont toujours d'actualité et préfigurent un futur accord définitif. Il s'agit d'abord de la situation de l'économie iranienne, sous pression en raison des sanctions : une dévaluation de 50% du rial en 2013, 30 à 40% d'inflation annuelle et c.28% de chômage des jeunes. L'urgence d'une entente est évidente et une remise à plat des sanctions devrait s'imposer. Il s'agit ensuite du calendrier politique qui devrait inciter les présidents Hassan Rohani et Barack Obama à trouver un accord rapidement. Rohani a le soutien provisoire de l'ayatollah Ali Khamenei pour parvenir à un accord avec les pays occidentaux. Mais un accord ne peut être retardé indéfiniment, sans quoi Rohani risquera une riposte de l'aile la plus conservatrice du pays (*Courrier International* [71]). Obama a également un intérêt à un rapprochement avec Téhéran au début de l'été au plus tard, car l'approche des élections de mi-mandat de début novembre 2014 risque de rendre plus difficile le vote de la levée des sanctions par le Congrès américain d'autant plus qu'une frange des sénateurs menace déjà voter de nouvelles sanctions (*Le Figaro* [72]). L'accélération des négociations est palpable : ouverture de la troisième session de négociations le 8 avril dernier à Vienne et début de la rédaction d'un accord en ce mois de mai 2014 (*Libération* [73]).

Dans le cas d'un accord définitif, les principales sanctions sur les secteurs pétrolier et bancaire seraient levées. Des analystes [70] estiment que cela pourrait prendre entre trois et neuf mois pour que l'Iran retrouve le million de barils par jour de production perdue depuis 2011. Les analystes d'UniCredit, cités dans *Challenge* [74] déclarent qu'« un impact majeur serait à attendre si un accord de long terme conduisant l'Europe à lever ses restrictions à l'importation était conclu ».

L'Iran pourrait mettre en vente très rapidement une partie de ses stocks flottants de pétrole – le pays n'arrivant pas à vendre tout le pétrole qu'il produit, la NIOC stocke une partie de son brut sur des supertankers, principalement dans le Golfe Persique – qui sont estimés à environ 37 millions de barils en stock par l'IEA d'après une note de *broker* [70]. La NITC, qui gère les pétroliers iraniens, s'était dotée d'ailleurs de quatre pétroliers de grande capacité

supplémentaires en mai 2013 afin d'accroître les capacités de stockage du pétrole non exporté en attendant de le vendre (*L'Expansion* [75])

L'exemple libyen en 2012 témoigne de la rapidité avec laquelle la production iranienne pourrait reprendre. Des analystes [70] rappellent que la Libye n'a mis que quatre à sept mois pour un retour à la normale en 2011, déifiant les pronostics. De plus, l'Iran a eu six mois de délai entre l'annonce des sanctions et l'embargo, entre janvier 2012 et juillet 2012, ce qui lui a laissé le temps d'anticiper et de préparer les interruptions de production, contrairement à la Libye.

Les autorités iraniennes ont fait plusieurs fois état de la capacité de l'Iran à revenir promptement sur le marché du pétrole une fois les sanctions levées. Le ministre du pétrole a ainsi déclaré (*Le Monde* [34]) que l'Iran pourrait produire à ses pleines capacités de production dans un avenir proche, à un niveau proche de 4 millions de barils par jour.

Le retour prochain de l'Iran sur le marché international s'inscrirait dans un plan général de d'exploitation plus poussée du potentiel énergétique iranien avec l'objectif déjà affiché en 2012 d'augmenter la production d'or noir du pays à six millions de barils par jour d'ici 2025 (*Ria Novosti* [76]). Les chiffres récents du commerce international vont dans ce sens et montrent que la vente de pétrole iranien augmente légèrement chaque mois, malgré le plafond de 1 million de barils par jour fixés par l'accord intérimaire de Genève. *Reuters* [77] indique que les quatre principaux clients asiatiques de l'Iran (Chine, Inde, Japon, Corée du Sud) ont importé 1,16 millions de barils en février 2014. Les chiffres des exportations vus en deuxième partie (cf sous-partie 1 point b.) montraient une reprise à partir des mois de novembre et décembre 2013. Enfin, la Russie a laissé entendre qu'elle pourrait organiser un « troc » avec l'Iran et lui acheter du pétrole (c.500 000 barils par jour) contre des marchandises (pour c.1,5 milliards de dollars par mois). Cet échange, rapporté dans *Les Echos* [80] entrerait dans la stratégie de la Russie qui est de se rapprocher de l'Iran et d'y exercer son influence avant que les Etats-Unis et l'Iran ne trouvent un accord de long terme.

Notre premier scénario, le plus intuitif, prévoit que l'Iran va revenir à moyen terme à son niveau de production d'avant les sanctions, soit environ 3,7 millions de barils par jour en 2014. Si l'on suit les annonces officielles, la production iranienne devrait être de c.4 millions de barils en 2015.

Etant donné que l'OPEP maintient son quota de production à 30 millions de barils depuis décembre 2011, on peut présumer que ce quota demeurera identique en juin 2014 et que l'OPEP continuera à le dépasser. On supposera ici que la production du reste de l'OPEP reste stable par rapport à la production du dernier trimestre 2013. Céline Antonin dans la *Revue de l'OFCE* [39] n'anticipe pas en effet d'évolution significative à moyen terme.

Le résultat de ce scénario serait un excédent d'offre de c.1 millions de barils par jour en 2014 et de c.1,5 millions en 2015.

Hypothèses Scénario 1	2014	2015	vs moy 4Q13
Production de brut iranien	c.3,7m de b/j (niveau pré-sanctions)	c.4m de b/j (montée en charge)	c.2,7m de b/j
Production de brut réelle de l'OPEP estimée	c.30,8m de b/j	c.31,1m de b/j	c.29,8m de b/j
Production théorique de l'OPEP (<i>sous-partie 2 point b.</i>)	c.29,7m de b/j	c.29,5m de b/j	c.30,1m ¹ de b/j
Quota de l'OPEP en juin 2014	30m de b/j	30m de b/j	30m de b/j
Excédent / (déficit)	1,1m de b/j	1,6m de b/j	(0,3)m de b/j

Source : Analyses présentées en deuxième partie et hypothèses de la troisième partie
Note (1) : Moyenne IEA [65] et EIA [66]

B) Scénario 2 : le retour du brut iranien sur le marché n'est que graduel et provoque un choc d'offre mesuré

Même si la levée des sanctions est probable à moyen terme, il subsiste des interrogations sur le réel impact que cette décision pourrait avoir sur l'offre globale de pétrole.

Si un accord durable entre l'Iran et l'Occident se profile, on peut néanmoins s'interroger sur la quantité de pétrole brut que l'Iran serait réellement capable d'offrir sur le marché. De nombreux analystes doutent sur sa capacité à revenir rapidement à son niveau de production d'avant les sanctions. Certains analystes [70] mentionnent à ce propos des incertitudes sur les investissements de maintenance réalisés depuis 2012 sur les gisements iraniens. La situation économique et financière dégradée de l'Iran ne plaide pas pour un retour si rapide à la normale. Il faut des moyens financiers et des investissements lourds pour maintenir la capacité de production des puits fermés. Compte tenu de l'extrême pression financière à laquelle est soumis l'Iran, et l'absence de quelque information à ce sujet, il n'est pas aberrant de supposer que la NIOC n'a peut-être pas assuré l'entretien minimal mais essentiel des puits pour maintenir la capacité de production existante. Anne Feitz, dans *Les Echos* [78], confirme que l'embargo a empêché l'entretien adéquat des installations.

Au-delà de la maintenance des gisements, c'est la capacité du pays à les exploiter qui est en question. Les entreprises étrangères qui ont quitté le pays au moment des sanctions géraient justement les gisements les plus complexes. Gilles Paris, dans *Le Monde* [34], met en garde contre les illusions de la levée hypothétique des sanctions, qui « si elle intervient, ne dissipera pas les interrogations techniques sur l'évolution géologique de ces gisements ».

Une banque [69] signale aussi que la détérioration des infrastructures pétrolières en Iran peut entraver un retour rapide à la normale. Elle met également en avant le fait que revenir à son niveau de production d'avant crise peut s'avérer difficile comme en témoignent les exemples libyen en 2013 ou du Venezuela en 2002 (après la grève de la compagnie vénézuélienne PDVSA pendant la grève générale qui paralysa le pays, la production n'est

pas revenue à son niveau d'avant crise). L'économie iranienne a beaucoup souffert des sanctions internationales de la dernière décennie et la situation s'est détériorée avec l'aggravation des sanctions. L'Iran connaît la stagflation, conjugaison d'une récession (1,9% en 2012 et 1,3% en 2013) et d'une inflation élevée (c.30-40%) et la dévaluation de juillet 2013 a touché de plein fouet les classes moyennes. Il se peut que l'Iran mette plusieurs années avant de retrouver son niveau de production d'avant les sanctions étant donné son accès très limité aux capitaux étrangers, son gouvernement aux recettes fortement amputées et sa monnaie en chute libre.

Un autre analyste [70] nuance également l'exemple libyen de retour rapide à la production en 2012 en évoquant la rechute de 2013 et attire l'attention sur le fait que contrairement à ceux de la Libye, les gisements iraniens produisent du pétrole lourd à extra-lourd. Or, lorsque ceux-ci sont fermés un certain temps, ils sont davantage susceptibles de subir des dégâts au niveau du réservoir et une perte définitive de réserves qui auraient pu être exploitées.

Les capacités de production iraniennes effectives pourraient s'en ressentir, comme le signale l'IEA, cité dans *Le Monde* [87] : « Les pertes de revenus ainsi que l'accès encore plus limité à la technologie et aux capitaux [provoqués par les sanctions] devraient rapidement transformer cette chute de production en une chute des capacités de production en elles-mêmes, [chute] dont le pays mettra des années à se remettre ».

Pierre Terzian, dans *Le Monde* [34] explique que la production iranienne ne rebondira pas nettement tant qu'il n'y aura pas eu une renégociation des contrats avec les entreprises occidentales. Or cette renégociation risque de prendre du temps. Comme vu en première partie (*sous-partie 1 point b.*), l'Iran n'offre jusqu'à maintenant que des contrats dits de *buy-back*, qui sont perçus comme peu avantageux par les opérateurs étrangers. L'Iran élabore actuellement de nouveaux types de contrats pour les rendre plus attractifs que les actuels « contrats de service à durée limitée » (*Les Echos* [78]). Le PDG de Total, Christophe de Margerie, déclarait le 24 janvier 2014 (*Reuters* [79]) que « le pays devra offrir de meilleures conditions contractuelles qu'auparavant s'il veut attirer les compagnies pétrolières ». Le Président Rohani a promis des contrats plus attractifs à venir au dernier sommet de Davos.

Le retour en force de la production iranienne serait en outre peu cohérent avec la tendance de long terme de la production iranienne. Un analyste [70] rappelle à ce propos que même avant 2012, la production iranienne était sur une tendance baissière. La production de brut est tombée de 4 millions de barils par jour en 2007 à 3,6 en 2011.

Notre deuxième scénario suppose que l'offre iranienne ne sera pas d'un million de barils et que le retour sur le marché se fera plus progressif. Les quotas de l'OPEP demeurent à 30 millions de barils par jour. L'OPEP autorise un dépassement des quotas, comme cela a déjà été le cas par le passé et la production du reste de l'OPEP est présumée stable comme au premier scénario. **Ce scénario implique cette fois-ci un léger excédent de c.0,5 millions de barils par jour en 2014 puis plus important de c.1 million en 2015.**

Hypothèses Scénario 2	2014	2015	vs moy 4Q13
Production de brut iranien	c.3m de b/j	c. 3,2m de b/j	c.2,7m de b/j
Production de brut réelle de l'OPEP estimée	c.30,1m de b/j	c.30,3m de b/j	c.29,8m de b/j
Production théorique de l'OPEP (<i>sous-partie 2 point b.</i>)	c.29,7m de b/j	c.29,5m de b/j	c.30,1m ¹ de b/j
Quota de l'OPEP en juin 2014	30m de b/j	30m de b/j	30m de b/j
Excédent / (déficit)	0,4m de b/j	0,8m de b/j	(0,3)m de b/j

Source : Analyses présentées en deuxième partie et hypothèses de la troisième partie
Note (1) : Moyenne IEA [65] et EIA [66]

C) Scénario 3 : Le retour de l'Iran risque d'être quasi imperceptible au niveau de l'offre globale de pétrole compte tenu de l'ajustement à la baisse du cartel

Si un retour seulement graduel du pétrole iranien à moyen terme est plus probable, la question centrale reste la réaction de l'OPEP au retour de l'Iran sur le marché. Dans les deux scénarii précédents, nous avons fait l'hypothèse que l'OPEP laissera l'Iran revenir sur le marché et donc dépasser les quotas.

Or nous avons vu en première partie (*cf sous-partie 1 point c.*) et davantage en deuxième partie (*cf sous-partie 1 points c. et d.*) que l'OPEP a su historiquement ajuster sa production soit à la hausse pour combler les pannes de production d'un membre et éviter une flambée des prix, soit à la baisse pour contenir l'offre et garantir un prix du baril acceptable tout en laissant une marge de manœuvre aux membres cherchant à revenir sur le marché. Ce serait justement dans l'intérêt de l'Iran que l'OPEP lui laisse la possibilité de vendre à nouveau son brut en grande quantité, pendant que simultanément le reste de l'OPEP diminuerait sa production. L'Iran bénéficierait ainsi de la vente de son pétrole à un prix non déprécié. Cela est vital pour l'économie iranienne, comme nous l'avons vu dans *Le Monde* [6] à propos du prix d'équilibre du budget (« quand les Saoudiens ont besoin d'un baril à 80 dollars pour équilibrer leur budget, les Irakiens doivent le vendre plus de 110 dollars et les Iraniens 150 dollars. ») et l'Iran n'hésite pas à le faire savoir à l'OPEP (*Ria Novosti*, [45]).

Un analyste [69] aborde ainsi la possibilité que l'Arabie-Saoudite joue son rôle de producteur d'appoint et ajuste à la baisse sa production pour permettre à l'Iran de revenir sur le marché. Une autre banque [70] suggère également que l'Arabie Saoudite risque de diminuer son offre pour compenser le surplus iranien. L'Arabie Saoudite a historiquement l'habitude d'ajuster son offre à la hausse ou à la baisse pour équilibrer le marché et les trois dernières années en sont la preuve. Le pays a une zone de confort de production entre 8,75 millions de barils par jour et 10,2 millions selon les analystes. Il pourra diminuer sa production d'1 million de barils si nécessaire pour compenser l'offre iranienne. Plus précisément, cette banque [70] conclut que le retour de l'Iran ne signifiera donc pas plus d'offre mais plutôt une

augmentation des capacités de production excédentaires du cartel à son niveau moyen historique, mobilisables le cas échéant pour faire face aux pannes de production en Libye, Irak, Nigeria.

Ce n'est pas seulement la production future de l'Arabie Saoudite qui est surveillée par les analystes, mais aussi celle de l'Irak. Comme vu en première partie (*cf sous-partie 1 point a.*), l'Irak dispose de la 3^{ème} réserve de pétrole brut au Moyen-Orient. Depuis la mise en place de l'embargo en juillet 2012, l'Irak a même dépassé l'Iran en termes de volume de production et est désormais le 2^{ème} producteur de l'OPEP derrière l'Arabie Saoudite. Selon les estimations de l'*International Energy Agency* citées dans *Le Monde* [81], la production de brut irakien pourrait atteindre les c.6 millions de barils par jour en 2020 et c.8 millions en 2035. L'Irak devrait assurer près de 45% de l'augmentation de l'offre de pétrole dans les dix prochaines années. La rivalité entre l'Irak et l'Iran en est ravivée. Céline Antonin dans la *Revue de l'OFCE* [39] nuance la rapidité avec laquelle l'Irak atteindrait les capacités de production citées plus haut. La production de pétrole en Irak devait augmenter selon les objectifs de c.500 000 barils par jour courant 2014 pour atteindre les 4 millions de barils. Mais l'OFCE met en doute l'atteinte de cet objectif compte tenu des conflits autour de la région du Kurdistan, région d'où proviendrait ce surplus de production. A court et moyen terme, l'augmentation de la production irakienne ne devrait pas entraîner un surplus d'offre globale car l'OPEP devrait compenser les rebonds de production en Iran, Libye et Irak, comme l'a annoncé le cartel en avril dernier, lors d'une réunion intermédiaire à Doha au Qatar (*Bloomberg* [82]).

Notre troisième scénario conjecture que l'Iran revient peu à peu sur le marché au même rythme que dans le deuxième scénario, mais avec cette fois-ci une compensation de la part de l'OPEP, de sorte que l'offre globale ne varie pas. L'Arabie Saoudite ajuste sa production à la baisse pour permettre à la Libye et à l'Iran de revenir sur le marché. Nous supposons qu'à moyen terme l'OPEP maintient son quota officiel de 30 millions de barils par jour tant que l'Irak n'a pas donné des signes tangibles sur son aptitude à atteindre ses objectifs. Ce scénario aboutit à un excédent de 100 000 à 300 000 barils par jour de 2014 à 2015.

Hypothèses Scénario 3	2014	2015	vs moy 4Q13
Production de brut iranien	c.3m de b/j	c. 3,2m de b/j	c.2,7m de b/j
Production de brut réelle de l'OPEP estimée	c.29,8m de b/j	c.29,8m de b/j	c.29,8m de b/j
Production théorique de l'OPEP (<i>sous-partie 2 point b.</i>)	c.29,7 m de b/j	c.29,5 m de b/j	c.30,1m ¹ de b/j
Quota de l'OPEP en juin 2014	30m de b/j	30m de b/j	30m de b/j
Excédent / (déficit)	0,1m de b/j	0,3m de b/j	(0,3)m de b/j

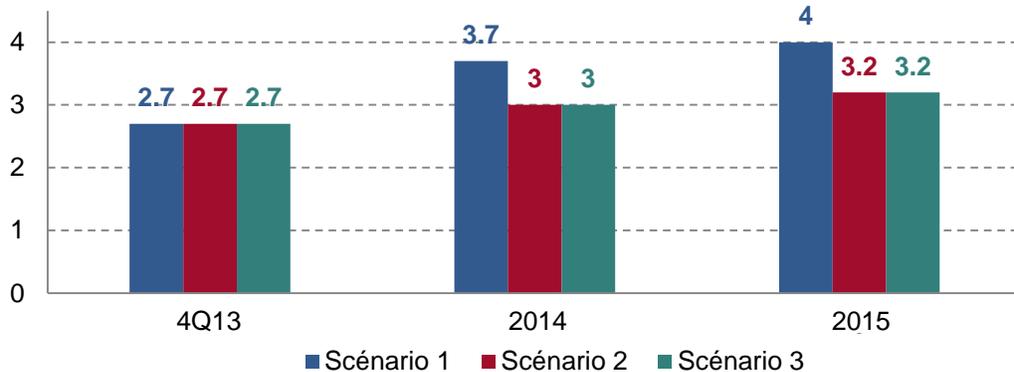
Source : Analyses présentées en deuxième partie et hypothèses de la troisième partie
Note (1) : Moyenne IEA [65] et EIA [66]

D) Les trois scénarii envisagent un « choc d'offre » différent après la levée de l'embargo

Afin de récapituler les hypothèses de nos trois scénarii, les graphiques suivants dressent un bilan de la production iranienne, de l'offre OPEP et de ses conséquences en termes d'offre globale de brut sur le marché.

Graphique 50 : Production iranienne de pétrole brut à moyen terme selon le scénario

En millions de barils par jour

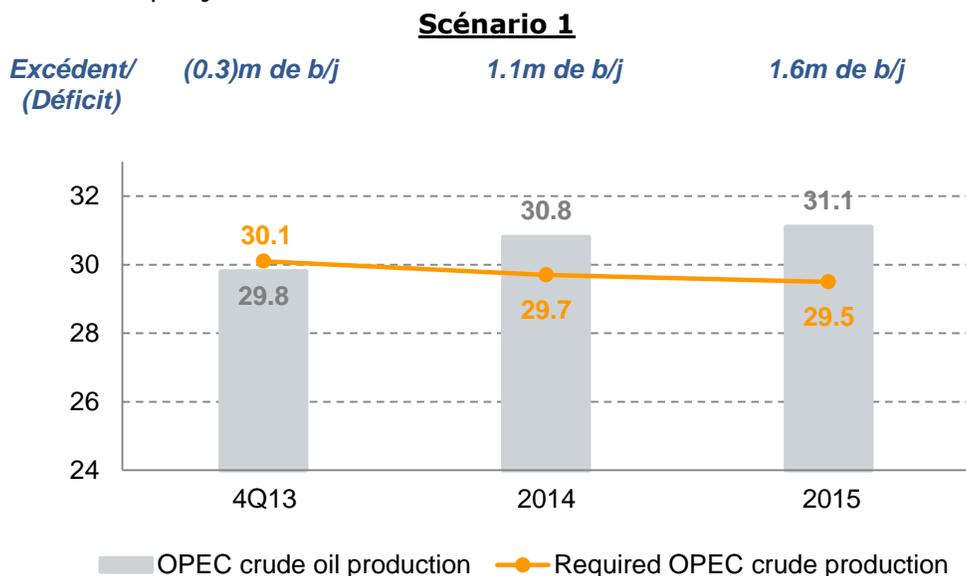


Source : Analyses présentées en deuxième partie et hypothèses de la troisième partie

Le scénario 1 est le plus optimiste quant au retour du pétrole iranien sur le marché. Les scénarii 2 et 3 sont plus réalistes et prennent en compte le lent retour à la normale après 2 ans de sanctions sévères.

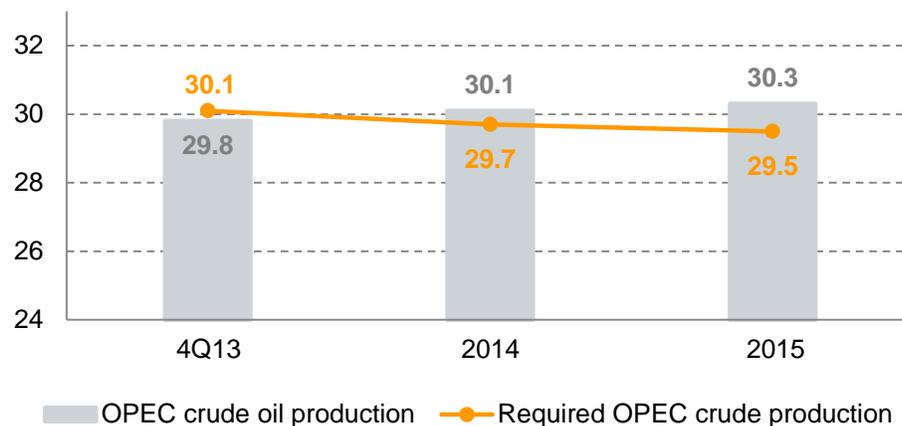
Graphique 51 : Ecart entre production de l'OPEP réelle et production d'équilibre (estimations)

En millions de barils par jour



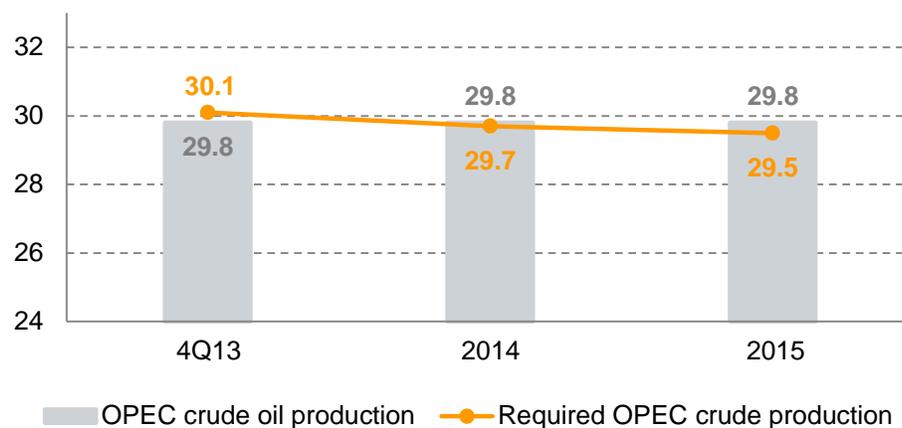
Scénario 2

Excédent/
(Déficit) (0.3)m de b/j 0.4m de b/j 0.8m de b/j



Scénario 3

Excédent/
(Déficit) (0.3)m de b/j 0.1m de b/j 0.3m de b/j



Source : Analyses présentées en deuxième partie et hypothèses de la troisième

Contrairement aux deux premiers scénarii, le troisième envisage une production stable de l'OPEP à moyen terme compte tenu de la flexibilité de la production saoudienne. L'excédent d'offre devient plus court. L'impact en termes de prix sera donc différent selon les scénarii.

A) Les trois scénarii prédisent un cours du Brent stable jusqu'à l'été 2014 autour de 110\$ puis une détente des cours à horizon 2015 de plus ou moins grande amplitude, en ligne avec les anticipations des analystes

A court terme, l'entrée en vigueur de l'accord intérimaire de Genève ne devrait pas avoir de conséquences sur l'offre étant donné que l'essentiel des sanctions sont encore d'actualité (*cf sous-partie 1 point c.*). On peut donc raisonnablement s'attendre à ce que les prix ne subissent pas de modification majeure. Les analystes [70] expliquent en effet que l'accord intérimaire conclu fin novembre 2013 ne devrait pas avoir d'impact sur les prix, hormis à très court terme (léger relâchement des prix au dernier trimestre 2014 qui se poursuit au premier trimestre 2014, *cf deuxième partie sous-partie 3 point a.*), car l'essentiel des sanctions sur le pétrole et la banque n'ont pas été modifiées.

Nous retiendrons donc un **prix stable jusqu'au deuxième trimestre 2014** que nous supposons ici égal à la moyenne historique du cours de juillet 2011 à avril 2014, soit c.110\$.

Nous allons maintenant examiner successivement l'impact de chaque scénario sur les prix à moyen terme. Les graphiques ci-après illustrent ce que pourrait être le cours du baril d'ici fin 2015 pour chaque scénario.

Le premier scénario prévoit l'arrivée d'environ un million de barils par jour dès 2014 après la levée probable de l'embargo à l'été 2014. Selon la loi classique de l'offre et la demande, toute hausse du niveau d'offre devrait entraîner une baisse des prix à demande constante. L'histoire récente, rappelée par un analyste [69], montre ainsi que le retour à la normale de pays soumis à des sanctions peut être lourd de conséquences sur le cours du baril. Le Conseil de Sécurité de l'ONU avait par exemple mis en place un embargo presque total sur l'Irak en 1990. Les sanctions ont été levées d'abord en août 1991 puis en octobre 1997 et ont entraîné un recul du Brent de 25% dans les trois mois et de 55% dans les 12 mois suivants le retrait des sanctions. Selon les calculs d'élasticité-prix de cette banque, un afflux de 1 million de barils supplémentaires sur le marché doit provoquer une baisse de prix allant jusqu'à 20\$ le baril. Un autre *broker* [70] ajoute également que même si l'Iran doit conserver un niveau de stock minimal pour garantir une flexibilité opérationnelle et logistique, un volume important de stocks pourrait être vendu très rapidement, ce qui aurait un impact négatif sur les prix à court terme.

Le cours du Brent diminuerait selon ce scénario à partir du troisième trimestre 2014 pour atteindre début 2015 un niveau de **c.90\$**, soit 20\$ de moins que la moyenne historique (juillet 2011-avril 2014). Le cours évoluerait ensuite autour de cette barre de 90\$.

Le second scénario est plus pessimiste sur la faculté de l'Iran à revenir à son niveau de production d'avant les sanctions. La production iranienne n'augmenterait pas de 1 millions de barils par jour comme l'annoncent les autorités, mais de façon plus mesurée et plus progressive pour les raisons citées plus haut. Dans cette hypothèse, un analyste [69] laisse entendre que l'impact négatif sur les prix pourrait être moindre. Nous anticipons alors une

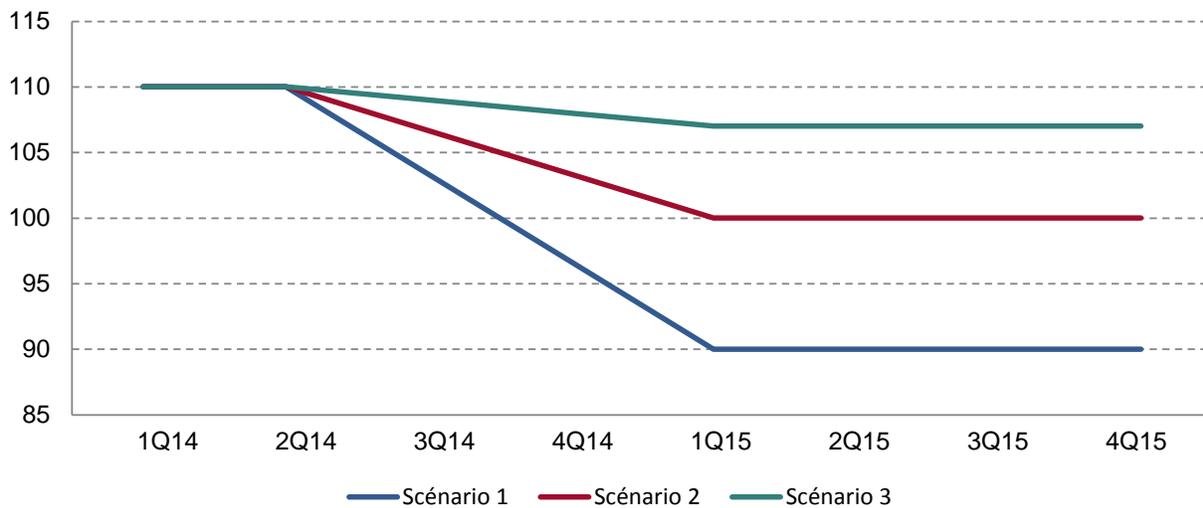
baisse de c.10\$ au lieu de 20\$ à partir du troisième trimestre 2014. Le *Brent* atteindrait alors **c.100\$** début 2015.

Le troisième scénario suppose que l'Iran reviendrait à un rythme graduel sur le marché mondial mais que toute hausse de production iranienne serait compensée par l'Arabie Saoudite afin de soutenir les prix. Comme la demande de pétrole OPEP est amenée à se réduire, il subsistera un léger excédent d'offre sur le marché ou bien l'offre restera stable. Dans ce cas de figure, une banque [69] estime que le retour du pétrole iranien sur les marchés aurait un impact relatif. On peut donc envisager que les prix diminuent très légèrement, traduisant une plus grande sérénité du côté de l'approvisionnement, et atteignent **c.107\$** début 2015, soit grosso modo le cours actuel. Ce serait donc au-dessus des 100\$, prix considéré comme valeur fondamentale actuellement.

Le scénario 1 est le plus optimiste en termes de baisse de prix. Dans les trois cas cependant, une détente des cours est bien perceptible.

Graphique 52 : Estimation du cours du baril à moyen terme selon le scénario

En dollar par baril de *Brent*

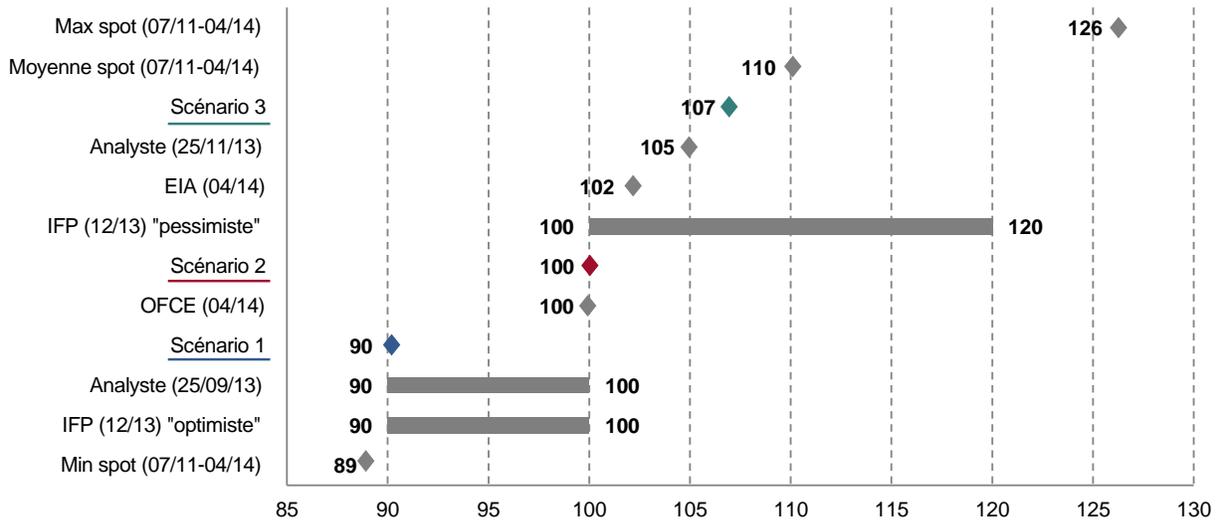


Source : Analyses présentées en deuxième partie et hypothèses de la troisième

Ce relâchement du cours du *Brent* correspondrait globalement aux anticipations des analystes, en ligne avec les prévisions d'une hausse de l'offre non-OPEP. Nos scénarii 1, 2, 3 se trouvent respectivement dans la fourchette basse, moyenne, haute des organismes de recherche pris en compte dans le graphique ci-après. Si la plupart des analystes anticipent une détente des cours, ils n'envisagent pas que ceux-ci descendent sous la barre des 80-90 dollars en raison des coûts de production de long terme et des événements géopolitiques récurrents (IFP [83]). Sauf en cas d'extrême tension sur l'offre suite à une crise internationale majeure, les tendances de fond laissent penser que les cours ne devraient pas repasser au-dessus des 115-120\$.

Graphique 53 : Cibles de prix anticipées par les analystes début 2015

En dollar par baril de *Brent*



Source : Revue de l'OFCE [39], US Energy Information Administration [66], IFP [83], analystes [69 et 70], Goldman Sachs [70]

B) Les trois scénarii se traduiront probablement par un « déport » moins prononcé de la courbe à terme début 2015 contrairement à ce qui prévalait durant l'embargo, voire un léger *contango* pour le premier scénario

La courbe des contrats à terme est une représentation ponctuelle des anticipations des acteurs et traduit leur confiance ou au contraire leur anxiété à l'égard de l'offre (*cf première partie sous-partie 3 point c.*). Davantage que le niveau d'offre en lui-même, les opérateurs étudient le niveau des réserves stratégiques des gouvernements dans les pays consommateurs et le niveau des capacités excédentaires non encore utilisées par les pays producteurs.

Pour rappel, la courbe à terme du 20 janvier 2014 était en « déport » plutôt prononcé (*cf deuxième partie sous-partie 3 point b.*) suite à des pannes de production en Mer du Nord, et ce, malgré l'entrée en vigueur de l'accord intérimaire de Genève. Plusieurs éléments nous permettent de penser que la courbe à terme présentera un *backwardation* plus atténué à horizon début 2015.

- D'après notre première sous-partie (*sous-partie 1 point b.*), les stocks de l'OCDE devraient rester sur une fourchette haute historique sur l'année 2014. Les pays consommateurs devraient donc avoir une marge de manœuvre en cas de problème géopolitique ou panne de production importante dans un pays producteur.
- L'OPEP ne produit pas à ses pleines capacités, d'autant plus que le cartel cherche à faire pression sur les prix de cette manière. Les capacités excédentaires de l'OPEP atteignaient 5,3 millions de barils en mars 2014 selon l'*International Energy Agency* [65]. Etant donné que l'offre non-OPEP est appelée à augmenter, la demande de pétrole brut OPEP va se réduire. Les capacités excédentaires de production de l'OPEP devraient donc s'accroître dans les prochaines années comme le souligne l'*IFP* [83].

Les marges de production sont susceptibles d'augmenter en Iran, Libye, l'Irak. *BP [84]* anticipait en 2013 des capacités de production excédentaires de l'OPEP à 6 millions de barils par jour en 2015.

- Les relations entre l'Iran et les Etats-Unis s'apaiseront de manière historique si un accord durable est conclu, après plusieurs décennies d'affrontement. Or les principales tensions géopolitiques générant de la volatilité sur les cours provenaient du conflit entre l'Occident et Téhéran.

Le premier scénario est le scénario le plus optimiste pour les pays consommateurs de pétrole brut car il implique que l'Iran apporte rapidement c.1 millions de barils sur le marché et puisse vendre ses stocks flottants suite à un accord de long terme entre l'Iran et la communauté internationale. En conséquence, la courbe à terme début 2015 pourrait évoluer vers un **léger contango**. Les *spreads* entre la première échéance et la seconde pourraient donc devenir négatifs.

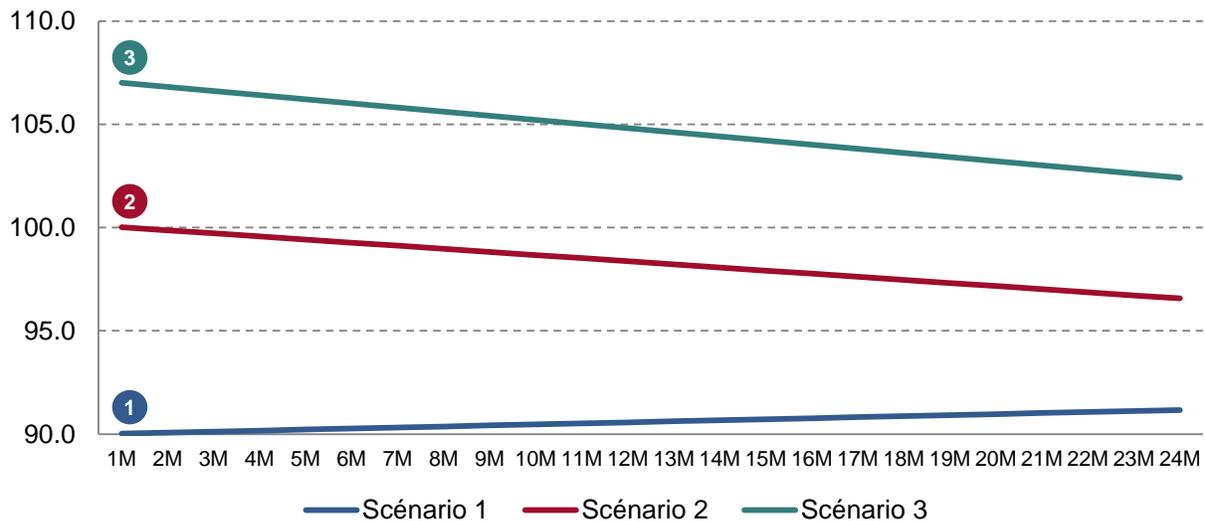
Le deuxième scénario signale des incertitudes sur l'état de l'industrie pétrolière en Iran et plus particulièrement des infrastructures après des années de sanctions et le départ des majors occidentales. Ces inquiétudes pourraient motiver un **maintien en « déport »** même s'il serait plus adouci grâce au retrait des sanctions qui pénalisent actuellement la vente de pétrole iranien. Une diminution des *spreads* et leur retour au niveau de juillet 2011 autour de c.0,15\$ est à prévoir.

Enfin, le troisième scénario suppose que l'Arabie Saoudite pourrait ajuster à la baisse sa production afin de permettre à l'Iran, l'Irak et la Libye de revenir sur le marché. L'offre réelle serait contrainte par les quotas de l'OPEP, mais la capacité de production du cartel et donc la disponibilité du pétrole brut dans le monde ne seraient pas pour autant perçues par les acteurs comme significativement affectées. Il en résulte que la courbe à terme devrait tout de même évoluer par rapport aux courbes que l'on a connues durant l'embargo avec un **moins backardation** désormais.

Le graphique suivant présente la forme que pourrait prendre la courbe des *futures* début 2015 pour les 24 premières échéances, selon les scénarii envisagés.

Graphique 54 : Courbes à terme hypothétiques début 2015 à titre illustratif

En dollar par baril de *Brent*



Source : Analyses présentées en deuxième partie et hypothèses de la troisième

Les instituts de recherche sur le marché du pétrole brut prévoient à moyen terme une progression de l'offre non-OPEP tirée par la production de pétrole non conventionnel parallèlement à une moindre demande pour le pétrole du cartel, alors que les capacités de production de celui-ci sont susceptibles de s'amplifier, notamment suite à la levée probable de l'embargo sur le pétrole iranien.

Contrairement aux annonces officielles du gouvernement iranien, il nous paraît discutable que l'Iran « inonde le marché » d'ici quelques mois alors que nombre de projets sont retardés ou interrompus. Ce sont donc les projections de prix du troisième scénario qui nous semblent les plus probables en raison du rôle joué par l'Arabie Saoudite par le passé au sein de l'OPEP pour soutenir les cours à un niveau jugé satisfaisant, ce qui est confirmé par les annonces les plus récentes faites à ce sujet ([82]). Le cours du baril de *Brent* devrait décliner mais nous ne pensons pas qu'il puisse décroître en-dessous des 100\$ à moyen terme, en raison des coûts d'extraction (cf première partie sous-partie 3 point b.) mais aussi des foyers de tensions actuels : Egypte, Libye, Syrie, Ukraine, menaces sur le détroit d'Ormuz et réaction d'Israël après la signature de l'accord intérimaire, qualifié d' « erreur historique » (IFP, [83]).

En conséquence, l'IFP [83] ne néglige pas le maintien d'une prime de risque sur le baril du pétrole au comptant. Une banque [70] insiste sur le fait que la levée de l'embargo n'aura probablement pas d'impact sur le prix fondamental du baril. Les cours fluctueront dans une bande de prix moyenne à haute au moins tant qu'il n'y aura pas davantage de certitude sur les capacités de production effectives de l'Iran, l'Irak et la Libye.

CONCLUSION GENERALE

Les fluctuations du cours du pétrole sont, comme le rappelle l'*INSEE* [64], très délicates à prévoir. Compte tenu de la volatilité des cours, seule une bande de prix cible peut être anticipée à moyen terme à partir des estimations de l'équilibre offre-demande. L'offre et la demande de pétrole brut déterminent ce que les analystes nomment les « fondamentaux ». A cette valeur fondamentale, estimée actuellement entre 80 et 100\$ (*IFP*, [83]), s'ajoute une prime de risque plus ou moins élevée, pouvant atteindre plusieurs dizaines de dollars. Cette prime dépend essentiellement de deux facteurs (*IFP*, [83]) : les capacités de production excédentaires des producteurs ou marges de production (et en particulier, celles de l'OPEP) et bien sûr le contexte géopolitique.

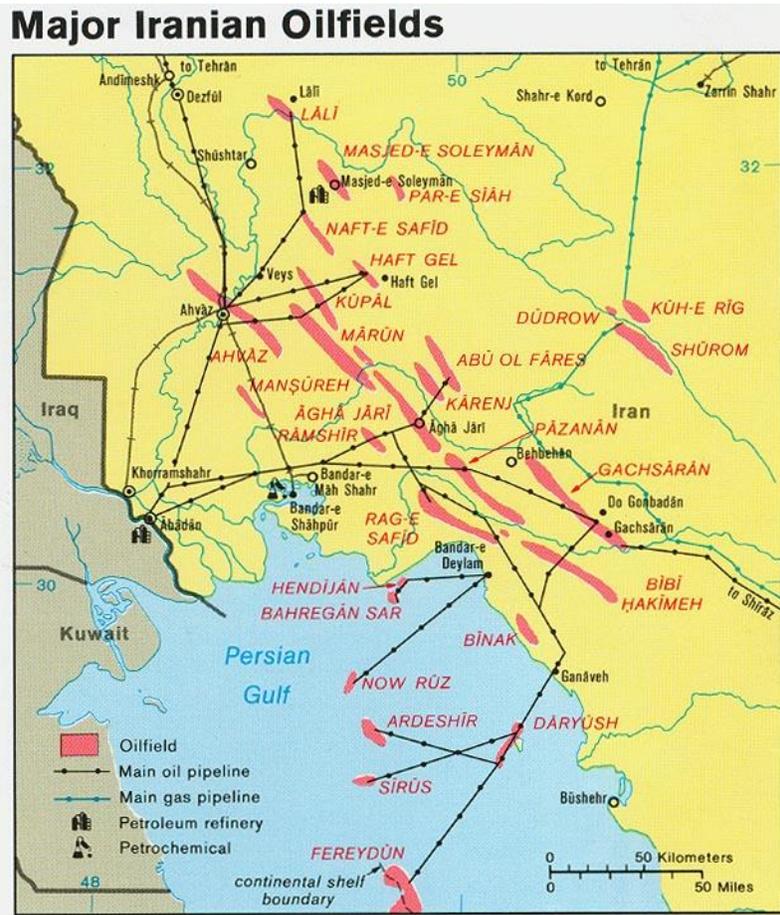
L'année 2012 a été de ce point de vue très tendue sur la scène internationale en raison de la mise en place de l'embargo et des menaces de fermeture du détroit d'Ormuz, par lequel transite quasiment un tiers du pétrole mondial transporté par voie maritime [14]. Le cours du *Brent* a ainsi augmenté de c.15% entre janvier et mars 2012, puis entre juillet et décembre 2012. L'enseignement à retirer de notre étude est que l'embargo sur le pétrole iranien n'a pas modifié de manière significative l'équilibre du marché mondial ni le prix structurel du baril, mais qu'il a incité durablement les marchés à « intégrer une prime de risque liée au risque de conflit armé ou de perturbations dans le détroit d'Ormuz » (*Le Figaro*, [85]).

Même dans le cas où l'embargo serait définitivement levé, les foyers de tension actuels restent nombreux. A cet égard, la crise ukrainienne pourrait donner lieu à l'incorporation d'une nouvelle prime de risque sur le baril. Jusqu'à maintenant, le cours du *Brent* a été relativement peu affecté car l'Ukraine n'est pas un pays de transit majeur pour le pétrole d'origine russe vendu en Europe, contrairement à ce qui prévaut pour le gaz (*IEA*, [61]). Mais l'aggravation de la crise contribue à maintenir le cours du *Brent* à un niveau élevé et pourrait générer de l'anxiété sur le marché à terme.

Si de nos jours les grands producteurs de pétrole tels que l'Arabie Saoudite, la Russie, l'Iran, la Chine cristallisent les attentions des opérateurs sur les marchés, des analystes s'interrogent sur l'avenir du pétrole en tant que source principale d'énergie et émettent des doutes sur l'avenir même des pays producteurs traditionnels. L'énergie consommée dans le monde provient actuellement du pétrole pour environ un tiers. Cette part devrait diminuer à c.27% à horizon 2035 selon les calculs de *BP* [86]. La relecture du rapport de l'*International Energy Agency* (2012) par *Le Monde* [87] met l'accent sur le ralentissement probable de l'extraction dans les gisements matures de Russie, du Mexique, de Chine et de Mer du Nord (Royaume-Uni et Norvège), qui ne pourra être compensé totalement par le pétrole *offshore* ou non conventionnel. En ce qui concerne l'OPEP, les marges de production devraient se réduire à long terme et le seul pays prometteur sur le papier est l'Irak. Quant à l'Iran, sa production ne retrouvera probablement pas son niveau d'avant les sanctions avant plusieurs années comme nous l'avons expliqué en dernière partie. L'embargo a affecté les exportations iraniennes mais sans doute aussi une partie des capacités de production du pays. L'Union Européenne et les Etats-Unis avaient-ils anticipé à quel point de telles représailles à l'égard de la République islamique d'Iran seraient contre-productives ?

ANNEXES

Annexe 1 – Localisation des principaux gisements iraniens



Source : site de NationMaster

Annexe 2 – Tableau récapitulatif de l'équilibre du marché 2010-2013

En millions de barils par jour

	2010	2011	1Q12	2Q12	3Q12	4Q12	2012	1Q13	2Q13	3Q13	4Q13	2013
OECD DEMAND												
Americas	24.1	24.0	23.4	23.6	23.7	23.8	23.6	23.7	23.8	24.2	24.3	24.0
Europe	14.7	14.3	13.7	13.8	13.8	13.7	13.8	13.2	13.8	14.0	13.6	13.7
Asia Oceania	8.2	8.2	9.2	8.1	8.3	8.8	8.6	8.9	7.9	8.1	8.7	8.4
Total OECD demand	47.0	46.5	46.3	45.5	45.9	46.2	46.0	45.9	45.5	46.3	46.5	46.1
NON-OECD DEMAND												
FSU	4.1	4.4	4.3	4.4	4.6	4.6	4.5	4.3	4.5	4.8	4.8	4.6
Europe	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7
China	8.9	9.3	9.5	9.6	9.9	10.3	9.8	10.0	10.0	10.1	10.2	10.1
Other Asia	10.7	11.0	11.2	11.4	11.1	11.5	11.3	11.8	11.7	11.4	11.8	11.7
Latin America	6.1	6.2	6.2	6.4	6.5	6.6	6.4	6.4	6.6	6.7	6.7	6.6
Middle East	7.3	7.5	7.3	7.8	8.2	7.6	7.7	7.5	7.9	8.4	7.7	7.9
Africa	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8	3.8	3.7	3.8	3.8
Total Non-OECD demand	41.4	42.5	42.8	43.9	44.6	45	44.1	44.4	45.3	45.8	45.8	45.3
Total Demand (A)	88.4	89.0	89.1	89.4	90.5	91.2	90.1	90.3	90.8	92.1	92.4	91.4
OECD SUPPLY												
Americas	14.1	14.6	15.6	15.5	15.7	16.6	15.0	16.8	16.7	17.4	17.9	17.2
Europe	4.1	3.8	3.8	3.6	3.1	3.3	3.5	3.4	3.3	3.2	3.3	3.3
Asia Oceania	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5
Total OECD supply	18.9	19.0	19.9	19.7	19.4	20.5	19.9	20.6	20.5	21.1	21.6	21.0
NON-OECD SUPPLY												
FSU	13.5	13.5	13.7	13.6	13.5	13.7	13.6	13.8	13.8	13.8	14.0	13.8
Europe	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
China	4.1	4.1	4.2	4.1	4.2	4.3	4.2	4.2	4.2	4.0	4.2	4.2
Other Asia	3.7	3.6	3.7	3.6	3.6	3.7	3.6	3.7	3.6	3.5	3.5	3.5
Latin America	4.1	4.2	4.3	4.1	4.1	4.2	4.2	4.1	4.2	4.2	4.2	4.2
Middle East	1.7	1.7	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	1.3	1.4	1.3	1.4
Africa	2.6	2.6	2.4	2.2	2.2	2.2	2.3	2.2	2.3	2.4	2.4	2.3
Total Non-OECD supply	29.9	29.9	29.8	29.2	29.3	29.7	29.5	29.6	29.5	29.3	29.9	29.6
Processing Gains	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Global Biofuels	1.8	1.9	1.6	1.9	2.1	1.9	1.9	1.5	2.0	2.4	2.1	2.0
OPEC NGLs	5.6	5.9	6.2	6.2	6.3	6.4	6.3	6.3	6.4	6.5	6.4	6.4
Total Supply Non-OPEC crude (B)	58.3	58.8	59.6	59.1	59.3	60.6	59.7	60.2	60.6	61.5	62.2	61.2
OPEC												
OPEC crude oil production	29.2	29.9	31.3	31.7	31.5	30.7	31.3	30.5	30.9	30.6	29.8	30.5
Total Supply	87.5	88.7	90.9	90.8	90.8	91.3	91.0	90.7	91.5	92.1	92.0	91.7
Required OPEC production (A-B)	30.1	30.2	29.5	30.3	31.2	30.6	30.4	30.1	30.2	30.6	30.2	30.2
Balance surplus / (shortage)	(0.9)	(0.3)	1.8	1.4	0.3	0.1	0.9	0.4	0.7	-	(0.4)	0.3

Source : International Energy Agency [61]

Note (1) : Gains/pertes nets de volumes pendant le raffinage et pertes par transport maritime

NB : Certaines sommes peuvent être inexactes à cause des arrondis

Annexe 3 – Prévisions de la demande de pétrole pour 2014

International Energy Agency

En millions de barils par jour

	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014
OECD DEMAND					
Americas	23.7	24.0	24.3	24.4	24.1
Europe	13.1	13.6	14.0	13.8	13.6
Asia Oceania	8.8	7.8	8.0	8.5	8.3
Total OECD demand	45.6	45.3	46.2	46.6	46.0
NON-OECD DEMAND					
					3.1%
FSU	4.4	4.6	4.9	4.9	4.7
Europe	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
China	10.2	10.4	10.5	10.7	10.4
Other Asia	12.0	12.1	11.8	12.2	12.0
Latin America	6.6	6.7	6.9	6.9	6.8
Middle East	7.7	8.2	8.6	8.0	8.1
Africa	3.9	4.0	3.9	4.0	4.0
Total Non-OECD demand	45.5	46.7	47.3	47.4	46.7
Total Demand (A)	91.2	92.1	93.5	94.0	92.7

Source : International Energy Agency [65]

NB : Certaines sommes peuvent être inexactes à cause des arrondis

US Energy Information Administration

En millions de barils par jour

	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014	1Q15	2Q15	3Q15	4Q15	2015
OECD DEMAND										
U.S. (50 States)	18.7	18.8	19.1	19.0	18.9	18.8	18.9	19.2	19.1	19.0
U.S. Territories	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Canada	2.3	2.3	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.3
Europe	13.5	13.3	13.7	13.7	13.6	13.6	13.3	13.7	13.7	13.6
Japan	4.9	4.1	4.2	4.5	4.4	4.7	4.0	4.0	4.4	4.3
Other OECD	6.4	6.4	6.3	6.6	6.4	6.6	6.4	6.3	6.6	6.5
Total OECD demand	46.2	45.2	46.0	46.5	46.0	46.4	45.1	46.0	46.5	46.0
NON-OECD DEMAND										
Former Soviet Union	4.7	4.6	4.9	4.9	4.8	4.8	4.8	5.1	5.0	4.9
Europe	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
China	10.7	11.2	11.2	11.1	11.1	11.1	11.7	11.6	11.6	11.5
Other Asia	11.2	11.5	11.0	11.3	11.3	11.4	11.6	11.2	11.5	11.4
Other Non-OECD	17.3	17.9	18.5	17.7	17.8	17.7	18.5	19.1	18.3	18.4
Total Non-OECD demand	44.6	46.0	46.3	45.8	45.6	45.7	47.3	47.7	47.1	47.0
Total Demand (A)	90.7	91.1	92.3	92.3	91.6	92.1	92.5	93.6	93.6	93

Source : US Energy Information Administration [66]

NB : Certaines sommes peuvent être inexactes à cause des arrondis

OPEP

En millions de barils par jour

	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014
OECD DEMAND					
Americas	23.9	23.9	24.4	24.3	24.1
Europe	13.1	13.5	13.7	13.4	13.4
Asia Pacific	8.8	7.7	7.9	8.5	8.2
Total OECD demand	45.8	45.2	46.0	46.1	45.8
NON-OECD DEMAND					
Developing countries	29.2	29.6	30.3	29.8	29.8
Former Soviet Union	4.4	4.2	4.6	4.9	4.5
Other Europe	0.6	0.6	0.6	0.7	0.6
China	10.1	10.5	10.3	10.7	10.4
Total Non-OECD demand	44.3	44.9	45.8	46.1	45.3
Total Demand (A)	90.2	90.2	91.9	92.2	91.1

*Source : OPEP [67]**NB : Certaines sommes peuvent être inexactes à cause des arrondis*

Annexe 4 – Prévisions de l'offre non-OPEP de pétrole pour 2014

International Energy Agency

En millions de barils par jour

OECD SUPPLY	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014
Americas	18.2	18.3	18.4	18.9	18.5
Europe	3.4	3.2	2.9	3.2	3.2
Asia Oceania	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
Total OECD supply	22.1	22.0	21.9	22.7	22.2
NON-OECD SUPPLY					
FSU	13.9	13.9	13.7	13.8	13.8
Europe	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
China	4.3	4.3	4.2	4.3	4.3
Other Asia	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Latin America	4.2	4.2	4.2	4.3	4.2
Middle East	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Africa	2.5	2.5	2.6	2.5	2.5
Total Non-OECD supply	29.8	29.8	29.7	29.8	29.8
Processing Gains ¹	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
Global Biofuels	1.7	2.1	2.4	2.1	2.1
OPEC NGLs	6.5	6.6	6.7	6.7	6.6
Total Supply Non-OPEC crude (B)	62.3	62.7	62.9	63.5	62.9

Source : International Energy Agency [65]

Note (1) : Gains/pertes nets de volumes pendant le raffinage et pertes par transport maritime

NB : Certaines sommes peuvent être inexactes à cause des arrondis

US Energy Information Administration

En millions de barils par jour

OECD SUPPLY¹	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014	1Q15	2Q15	3Q15	4Q15	2015
U.S. (50 States)	13.0	13.3	13.5	13.7	13.4	14.0	14.2	14.3	14.5	14.2
Canada	4.4	4.3	4.4	4.4	4.4	4.6	4.6	4.7	4.9	4.7
Mexico	2.9	2.9	2.9	2.8	2.9	2.9	2.9	2.8	2.8	2.8
North Sea	2.8	2.8	2.8	2.7	2.8	2.8	2.7	2.6	2.7	2.7
Other OECD	1.5	1.5	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.5	1.5
Total OECD supply	24.6	24.8	25.0	25.2	24.9	25.7	25.8	25.9	26.4	26.0
NON-OECD SUPPLY										
Former Soviet Union	13.7	13.7	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.9	13.9	13.8
China	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Other Non-OECD	11.9	12.5	12.8	12.6	12.4	12.1	12.6	12.9	12.7	12.6
Total Non-OECD supply	30.1	30.7	31.1	31.0	30.7	30.5	31.1	31.4	31.1	31.0
OPEC NGLs	6.22	6.37	6.41	6.44	6.36	6.48	6.52	6.56	6.6	6.54
Total Supply Non-OPEC crude (B)	60.9	61.9	62.5	62.6	62	62.6	63.4	63.9	64.1	63.5

Source : US Energy Information Administration [66]

NB : Certaines sommes peuvent être inexactes à cause des arrondis

Note (1) : Les données incluent la production de pétrole brut (y compris condensats), liquides de gaz naturel, biocarburants et gains de volumes au raffinage

OPEP

En millions de barils par jour

OECD SUPPLY	1Q14	2Q14	3Q14	4Q14	2014
Americas	18.8	18.7	19.1	19.6	19.1
Europe	3.6	3.4	3.3	3.5	3.4
Asia Pacific	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Total OECD supply	22.9	22.6	22.9	23.6	23.0
NON-OECD SUPPLY					
Developing countries	12.2	12.3	12.4	12.5	12.4
Former Soviet Union	13.5	13.5	13.6	13.8	13.6
Other Europe	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
China	4.3	4.2	4.3	4.3	4.3
Total Non-OECD supply	30.1	30.1	30.4	30.7	30.4
Processing Gains ¹	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
OPEC NGLs and non-conventional oil	5.9	5.9	6	6	5.9
Total Supply Non-OPEC crude (B)	61.1	60.8	61.5	62.5	61.5

Source : OPEP [67]

NB : Certaines sommes peuvent être inexactes à cause des arrondis

Note (1) : Gains/pertes nets de volumes pendant le raffinage et pertes par transport maritime

SOURCES

Introduction :

Le Monde (21 novembre 2013) : « Plus de 30 ans de sanctions contre l'Iran »

Frédéric de Monicault, *Le Figaro* (18 juillet 2008) : « L'imprévisible volatilité du prix du pétrole »

Boursorama (20 janvier 2014) : « L'UE suspend une série de sanctions économiques contre l'Iran »

Le Monde (24 novembre 2013) : « Nucléaire iranien : les points de l'accord entré en vigueur »

Isabelle Lasserre, *Le Figaro* (20 janvier 2014) : « Jour J pour l'accord sur le nucléaire iranien »

La Direction Générale du Trésor (mis à jour 20 janvier 2014) : « Règlement prolifération Iran consolidé » p12

La Direction Générale du Trésor (20 janvier 2014) : « Guide relatif à la mise en œuvre de l'accord intérimaire » p1

Daily Bourse, encart sur le Cours du Brent (site internet)

Energy & Capital (2012), "Brent vs WTI"

US Energy Information Administration, "Today in Energy" (29 août 2013) : "Summer maintenance affects North Sea crude oil production and prices"

Fondation d'entreprise Alcen pour la connaissance des énergies (fiche sur le pétrole)

Atlantico (22 décembre 2012) « OPA sur le NYSE ? Une opportunité pour la place de Paris ! »

[1] *BP Statistical Review of World Energy 2013 workbook*

[2] *OPEC Annual Statistical Bulletin* (2011, 2012, 2013)

[3] Cédric de Lestrangé, Christophe-Alexandre Paillard, Pierre Zelenco (2005) : *Géopolitique du pétrole : Un nouveau marché, de nouveaux risques, des nouveaux mondes*, p235-236

[4] Pierre Terzian, expert (2014), *RFI* : « Chronique des matières premières » diffusée le 11 février 2014 sur RFI

[5] *Fondation d'entreprise Alcen pour la connaissance des énergies* (fiches pédagogiques sur le site internet)

[6] Jean-Michel Bezat, *Le Monde*, 15 février 2014 : « Pétrole : inquiétude sur le niveau des stocks »

[7] *Les Echos*, 28 février 2011 : « L'Arabie promet de compenser le déficit libyen »

[8] Thomas Porcher, Docteur en Economie, *Les Echos* (09/06/2011) : « Stratégie des quotas de l'OPEP : une lecture du duopole de Stackelberg »

[9] Site internet *Lebamazonia* : « La théorie mathématique des jeux »

[10] Jean-Baptiste Desquilbet, professeur d'économie à l'*Université de Lille* (site universitaire)

[11] Frédéric Teulon, *Initiation à la micro-économie* (2007), p170-170

[12] Céline Antonin, *Revue de l'OFCE* (Avril 2012) : « Pétrole : vers un troisième choc pétrolier ? »

[13] Données de *Analysis of Petroleum Exports* (APEX)- S1 2011 reportées par la presse

[14] *Institute of Energy Economics, Japan* (IEEJ, juin 2012) : « Recent Trends in Oil Supply from Iran »

[15] Philippe Waechter, Directeur recherche économique *Natixis Asset Management* (Blog octobre 2013)

[16] *Reuters* (6 août 2012) : "Table – India's country-wise crude oil imports since 2001/02"
Le Figaro (15 février 2012) : « L'Iran menace de suspendre ses ventes de pétrole à l'UE »
European Commission, Directorate – General for Energy, "Registration of Crude Oil Imports and Deliveries in the European Union (EU27)" pour 2011, 2012, 2013

[17] *Energy Information Administration (EIA)*: "Country analysis"

[18] *Direction générale du Trésor* (novembre 2004) : « *Le marché pétrolier* »

[19] *L'Expansion* (29 mars 2012) : « Prix de l'essence : la piste des réserves stratégiques fait débat »

[20] *International Energy Agency* (23 juin 2011) : "IEA makes 60 million barrels of oil available to market to offset Libyan disruption" – Communiqué de presse
Et site internet : "Closing Oil Stock Levels in Days of Net Imports"

[21] *Natixis* (7 mai 2013) : « Les déterminants du prix du pétrole »

[22] *Les Echos* (24 octobre 2008): « Le coût marginal de production de pétrole pourrait baisser de 10 à 20\$ »

[23] Patrick Artus, *Les Echos* (premier trimestre 2012) : « Le pétrole cher ne menace pas la croissance »

[24] *Energy Information Administration* (EIA, Septembre 2013), "Short-term Energy Outlook Supplement: EIA estimates of Crude Oil and Liquid fuels Supply Disruptions"

[25] *BP Energy Outlook 2035 Summary*

[26] Estimations de l'*International Energy Agency* reportées par l'AFP (11 décembre 2013) : « La demande mondiale de pétrole revue à la hausse »

[27] *Union Pétrolière suisse* : « Pétrole : formation des prix sur le marché pétrolier »

[28] *Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles* (2009) : « L'offre et la demande de pétrole »

[29] *OPEC 2013 World Oil Outlook p29*

[30] Joseph Kergueris et Claude Saunier, *Sénat* (24 novembre 2005) : « Rapport d'information fait au nom de la délégation du Sénat pour la planification sur les perspectives d'évolution du prix des hydrocarbures à moyen et long terme »

[31] Denis Pelletier, *North Carolina State University* (2006): "Forward and Futures prices"

[32] *OCDE, Perspectives économiques de l'OCDE n°76* (2004-2005), partie IV : « Evolution des prix du pétrole : moteurs, conséquences économiques et ajustement des politiques » p16, 29, 30

[33] *Energy Funds Avisors, La Française AM, Lettre Vision Pétrole* (septembre 2013) : « Le mauvais pricing de la courbe à terme du baril »

[34] Gilles Paris, *Le Monde* (4 décembre 2014) : « La perspective d'un retour du pétrole iranien n'ébranle pas l'OPEP »

La Presse.ca (1^{er} juillet 2012) : « L'Iran minimise l'embargo pétrolier occidental »

[35] *Monthly OPEC Market Indicators* from January 2011 to February 2014

[36] *Observatoire de la Non-Prolifération (Cesim, septembre 2012, n°70)* p3

[37] *Contrepoints* (5 février 2012) : « Embargo sur le pétrole iranien : quelles conséquences ? »

[38] *US Energy Information Administration Today in Energy* (26 avril 2013): "Sanctions reduced Iran's oil exports and revenues in 2012"

US Energy Information Administration Today in Energy (10 décembre 2013): "Iran's oil exports not expected to increase significantly despite recent negotiations"

[39] Céline Antonin, *Revue de l'OFCE* (octobre 2012) : « Pétrole : la nervosité des acteurs »
Céline Antonin, *Revue de l'OFCE* (octobre 2013) : « Pétrole : la poudrière syrienne »
Céline Antonin, *Revue de l'OFCE* (avril 2014) : « Pétrole : une stabilité durable »

[40] *La Tribune* (29 février 2012) : « L'Iran vendra son pétrole contre de l'or, des monnaies locales et même par le troc »

[41] *La Voix de la Russie* (7 juillet 2012) : « L'Iran a trouvé un moyen de contourner l'embargo pétrolier »
Tehran Times (7 juillet 2012) : "Iran to export 20% of its oil via a private consortium"

[42] *Le Figaro* (28 juillet 2012) : « L'Iran assure le transport de son pétrole »

[43] Yves Bourdillon, *Les Echos* (octobre 2012) : « L'Iran veut contourner les sanctions via la Suisse »

[44] *OPEC press releases 2011-2014* : "OPEC n°x Meeting concludes"

[45] *Ria Novosti* (9 juin 2012) : « Pétrole : l'Iran invite l'OPEP à respecter les quotas de production »

[46] *Policy Commitments by G20 members, Los Cabos Summit* (18-19 juin 2012) p42

[47] *Le Monde* (13 novembre 2012) : « Pétrole : les pays consommateurs revoient la demande à la baisse »

[48] *Reuters* (22 mars 2013) : "Greek refiner Hellenic's darkest days over as oil options grow"
Reuters (31 juillet 2012) : "Spain turns to Latin America for more oil before Iran ban"

[49] *Les Echos* (13 juin 2012) : « Sept pays de plus suivent l'embargo pétrolier contre l'Iran »

[50] *Le Monde* (14 mars 2013) : « Pétrole iranien : Washington exempte de sanctions onze pays »

Le Figaro (11 juin 2012) : « Iran : 7 pays exemptés de sanctions »

Bloomberg (7 décembre 2012) : « US extends Iran oil sanctions exceptions for nine nations »

Wall Street Journal (5 juin 2013) : "Beijing gets a pass on Iran sanctions"

Reuters (29 novembre 2014) : "US extends Iran oil sanctions waivers to China, India, South Korea"

[51] *Le Monde* (21 février 2012) : « La Chine, l'Inde et le Japon réduiraient également leurs importations de pétrole iranien »

[52] *Ria Novosti* (4 janvier 2012) : « Pékin s'oppose à ses sanctions unilatérales US contre l'Iran »

[53] *Reuters* (20 février 2012) : "China's Unipac to take less Iran oil in 2012"

[54] *Bloomberg* (10 janvier 2012) : "Unipac said to negotiate delayed 2012 Iran crude supply contract"

[55] *Reuters* (23 février 2012) : "Japan may cut Iran oil imports by over 20%"
Reuters (26 novembre 2013) : "Japan oil buyers to use government insurance for Iran imports for now"

[56] *BBC* (15 mai 2012) : "India to cut Iran oil imports by 11% amid US pressure"

[57] *Reuters* (25 juin 2012) : "South Korea to halt Iran oil imports as EU ban bites"

[58] *Reuters* (12 juin 2012) : "Turkey starts talks to buy Saudi oil"

[59] *Europe 1* (25 mars 2012) : « Pétrole : Sasol cesse les imports d'Iran »
Think Africa Press (4 mai 2012) : "South Africa: the Impact of Iran's Oil Sanctions"
Mail & Guardian (1er août 2012) : "South Africa stops oil imports from Iran"

[60] *Taiwanese Bureau of Energy* : "Energy Statistics Hand Book 2012" p56
Taipei Times (9 février 2021) : "Taiwan tries to cut Iranian oil imports at behest of the US"

[61] *International Energy Agency* (13 février 2014, 14 mars 2014 p53) : "Oil Market Report"
Présentation du graphique inspirée de l'OPEC (Avril 2014) : "Monthly market report"

[62] *Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie* (2013) : « Panorama énergies – climat 2013 », « Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux »

[63] *Monthly OPEC Oil Market Report* from January 2011 to March 2014 : section "Crude Oil Price Movements"

[64] Noémie Jess, Dorian Roucher (*Département de la conjoncture*)
Jean-Baptiste Bernard, Guillaume Cléaud (*Département des études économiques*)
L'INSEE (juin 2013), "Comment prévoir le prix du pétrole"

[65] *International Energy Agency* (11 avril 2014) p19 et 55 : "Oil Market Report"

[66] *US Energy Information Administration* (Avril 2014) : "Short-term Energy Outlook April 2014" p 1-4 et 29

[67] *Monthly OPEC Oil Market Report* (Avril 2014), section "Balance of Supply and Demand", p89

[68] *International Energy Agency* (2012) : "World Energy Outlook" p81 et 115

[69] Départements de recherche de banques d'investissement – notes de recherche de septembre 2013 et janvier 2014

[70] Départements de recherche de banques d'investissement – notes de recherche datant du 25 novembre 2013

[71] *Courrier International* (26 septembre 2013) : « Un accord sur le nucléaire d'ici trois mois ? »

[72] Isabelle Lasserre, *Le Figaro* (19 janvier 2014) : « Jour J pour l'accord sur le nucléaire iranien »

[73] *Libération* (8 avril 2014) : « Nucléaire : la négociation avec l'Iran s'accélère »

[74] *Challenges*, Blog sur les *Matières Premières* (22 janvier 2014) : « La reprise économique mondiale pousse le pétrole ; l'or bloqué sur 1250 dollars l'once »

[75] *L'Expansion* (9 août 2013) : « Iran : la production de pétrole en berne »

[76] *Ria Novosti* (6 avril 2012) : « Pétrole : Téhéran compte augmenter sa production de 40% d'ici 2025 »

[77] *Reuters* (18 mars 2014) : "Iran oil exports show steady increase as Asia buys more"

[78] Anne Feitz, *Les Echos* (26 novembre 2013) : « Pétrole: les majors dans les starting-blocks »

[79] *Reuters* (24 janvier 2014) : « Pétrole: Total juge que l'Iran devra offrir de meilleurs contrats »

[80] Benjamin Quenelle, *Les Echos* (17 janvier 2014) : « Moscou négocie un troc pétrolier avec Téhéran »

[81] Jean-Michel Bezat, *Le Monde* (4 décembre 2013) : « L'Irak n'est pas – encore – l'eldorado du pétrole attendu »

[82] Wael Mahdi et Nayla Razzouk, *Bloomberg* (9 avril 2014) : "OPEC plans to make room for extra oil from Iran, Iraq, Libya"

[83] Guy Maisonnier, *Institut Français du Pétrole, Panorama 2014* (décembre 2013) : « Contexte pétrolier 2013 et tendances », p1 à 6

[84] BP (janvier 2013) : « BP Energy Outlook 2030 » p40-41

[85] Fabrice Nodé-Langlois, *Le Figaro* (12 décembre 2012) : « 100 jours d'embargo contre le pétrole iranien »

[86] *BP Energy Outlook 2035* : « Summary tables »

[87] Matthieu Auzanneau, *Le Monde* (blog, 21 novembre 2012) : « L'Agence internationale de l'énergie annonce le déclin de nombreux pays pétroliers majeurs »

Informations générales pour l'ensemble du mémoire :

Site internet de la *NIOC*

Site internet de l'*EIA*

Site internet de l'*IEA*

Site internet de l'*OPEC*