

ANNEXE 8

LES PRODUCTEURS DE PÉTROLE DU GOLFE PERSIQUE

8.1 Présentation générale

La région autour du Golfe Persique (GP) a bénéficié des plus importants gisements de pétrole au monde. Officiellement, ses réserves restantes en 2004 représentent 60% des réserves mondiales dites prouvées de pétrole, incluant les hydrocarbures liquides de gaz naturel (LGN), d'après British Petroleum statistical review of world energy 2005 (BP review 2005). Les réserves prouvées sont des estimations avec une probabilité, en principe, supérieure à 50% d'être atteinte ou dépassée, et sous-estiment la valeur médiane, R_a , utilisée dans des modèles de déplétion comme en annexe 6. Les pays de cette région disposent aussi d'importants gisements de gaz naturel (GN), 40% des réserves mondiales prouvées (d'après BP review 2005). Ces gisements sont souvent associés à ceux de pétrole, soit parce que le GN est dissous dans le pétrole, soit parce qu'il s'est accumulé dans la partie supérieure de la roche-réservoir, soit encore parce qu'il est contenu seul dans des roches-réservoirs profondes des très grands champs. Du fait d'une population et de besoins encore faibles par rapport aux quantités d'hydrocarbures produites, le GP est la plus importante région exportatrice de pétrole dans le monde : sur un volume de 18 Gb échangé en 2004 sur les marchés internationaux, plus de 7 Gb proviennent de cette région (BP review 2005). Ces facteurs ont permis à ces pays et à leurs dirigeants de jouer un rôle économique et politique central dans le monde, surtout depuis les années 70 et la nationalisation de leur industrie pétrolière. Les principaux pays producteurs du GP, par ordre croissant de production en 2004, sont : Oman, le Qatar, l'Irak, le Koweït, les Émirats Arabes Unis (EAU, dont l'émirat d'Abu Dhabi possédant l'essentiel des réserves), l'Iran et l'Arabie Saoudite. Tous font partie de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), sauf Oman, le Qatar et les émirats de l'EAU autres qu'Abu Dhabi, qui sont aussi les plus faibles producteurs. Tous ces pays sont aussi les principaux pays producteurs du Moyen-Orient, avec la Syrie et le Yémen. Ces derniers ont une production plus faible et venant d'amorcer son déclin.

Depuis à peu près 1980 et la fin de la nationalisation de leur industrie pétrolière, les pays du GP fournissent très peu de données, exceptées celles de production et de réserves globales (ce sont les valeurs reprises dans les statistiques de BP review). D'autres sources permettent d'avoir plus de détails, en particulier au niveau des champs. Le bureau statistique du ministère de l'énergie étasunien, US energy information administration (USEIA), fournit depuis début 2005 une analyse détaillée sur l'industrie énergétique de chaque pays producteur dont ceux du Golfe Persique (country analysis briefs, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>). Ces informations sont surtout de nature économique. La publication annuelle de l'agence Internationale de l'énergie (AIE) sur les perspectives énergétiques, World Energy Outlook, est largement consacrée en 2005 à ces pays producteurs. Parmi les données économiques figurent des estimations des réserves par pays en se basant en général sur celles des champs. Les estimations correspondent aux valeurs moyennes, et non prouvées, des réserves. Ces données proviennent en grande partie de la société d'informations pétrolières IHS. Des membres de l'association pour l'étude du pic de pétrole (ASPO) publient régulièrement des informations issues de l'industrie, ainsi que des résultats de leurs modèles (C. Campbell - voir ASPO newsletter

n°64 avril 2006 -, J. Laherrère, M. R. Simmons, A. M. Bakhtiari...). Travaillant de manière indépendante, et n'ayant pas forcément accès aux mêmes sources d'informations, leurs estimations de production et de réserves présentent parfois des différences. En cherchant à comprendre ces différences, ils arrivent à des données plus réalistes que les données officielles, ce qui est leur but. Des organismes indépendants et variés fournissent ponctuellement des informations ou des nouvelles récentes sur la production de ces pays : la société d'information boursière Bloomberg, l'agence de presse Reuters, la société de prospection géologique Greg Croft Inc. - <http://www.gregcroft.com/reports.ivnu> -... .

Au cours de son passé géologique le GP a présenté les meilleures conditions pour obtenir des roches-mères riches en matière organique donnant du pétrole et du GN, et qui ont bénéficié d'un enfouissement ou d'un gradient thermique suffisamment élevé et durable pour la maturation (certaines de ces roches n'ont même donné que du GN par excès de chaleur). La géologie de la région a également favorisé d'importantes et nombreuses roches-réservoirs bien fermées pour recueillir et accumuler les hydrocarbures migrant vers la surface. Greg Croft Inc., sur son site Internet, dispose des cartes de ces différents gisements classés en fonction de leur localisation et de la nature de la roche. Les champs, correspondant chacun à une structure géologique piège, contiennent souvent plusieurs réservoirs à différentes profondeurs, voire sur un même horizon. Les plus grands champs du monde se trouvent dans cette région : Kirkuk en Irak (près de 14 Gb extraits), Burgan (28 Gb déjà extraits)... et le plus grand du monde, Ghawar (55 Gb déjà extraits).

Sans cette richesse, l'histoire de cette région depuis le début du 20^e siècle n'aurait pas eu une telle importance. Des grandes puissances du 20^e siècle, Grande Bretagne puis Etats Unis d'Amérique (EUd'A), ont cherché à contrôler les ressources de cette région au détriment de l'ancienne puissance ottomane et en s'opposant à d'autres puissances (Allemagne, Russie) ou aux communautés et tributs locales. Les états actuels de cette région sont plus ou moins issus de ces conflits. Après quelques échecs (Iran entre 1951 et 1953), ces états réussissent durant les années 70 à prendre le contrôle de l'exploitation de leurs ressources, écartant les puissantes compagnies britanniques et étasuniennes (BP, Shell, Chevron, Texaco, Exxon...). Lors de ce tournant, la production de pétrole a été marquée par des crises politiques (embargos, guerres... voir annexe 6). Depuis les années 80 la plupart des dirigeants cherchent à maîtriser le cours du pétrole en régulant la production de manière à fournir à la demande, mais sans excès (quotas de l'OPEP). Tout en conservant leurs prérogatives et en pratiquant une culture du secret, ils acceptent les mécanismes des marchés internationaux. Ils le font avant tout pour leurs propres intérêts et ceux de leurs pays. La vente du pétrole leur permet d'acheter du matériel et des techniques assurant les besoins et le bien-être de leur population (centrales électriques, usines de dessalement, produits agricoles...). A partir des années 70 ces pays ont commencé à exploiter, avec l'aide étrangère, leurs ressources gazières pour leur propre besoin, le pétrole étant alors exporté en très grande partie, voire en quasi totalité, pour obtenir les devises nécessaires. La situation économique entre pays présente un certain contraste, dépendant à la fois des quantités d'hydrocarbures disponibles et de la taille de leur population. Pour l'Arabie Saoudite, et surtout l'Iran et l'Irak, ces ressources sont devenues vitales pour subvenir à une population importante et à forte croissance démographique (la population iranienne était de 34 millions en 1976, 46 M en 1986, 66 M en 2003, d'après les sites worldfacts.us et countrystudies.us. La population d'Arabie Saoudite, hors expatriés, est passée de 4 M en 1970 à 16 M en 2000). A l'inverse, les pays comme le Qatar, le Koweït ou les EAU ont une faible population – même en incluant une part importante, jusqu'à la moitié, d'étrangers – ce qui leur permet d'exporter la quasi totalité de leur pétrole et d'avoir un niveau de vie qui se rapproche des pays occidentaux les plus riches.

Dans chaque pays du GP, la gestion des ressources pétrolières est assurée par une compagnie à monopole d'état, embauchant le personnel étranger compétent ou faisant appel à des sociétés de service (annexe 9). Ces compagnies ont développé leurs propres compétences. Des sociétés de services locales sont apparues. La compagnie saoudienne, Saudi Aramco, est comparable, sur le plan du savoir-faire, aux plus importantes compagnies multinationales avec, en outre, de plus grandes réserves de pétrole. Elle assure toutes les activités de l'industrie pétrolière, depuis l'exploration géologique jusqu'au raffinage^[1]. En 2004 son personnel se compose de plus de 50 000 employés dont à peine 8 000 étrangers, d'origines diverses. Elle utilise les techniques de prospection, d'exploitation et de transformation les plus récentes (simulation numérique des réservoirs des champs par les ordinateurs les plus puissants, puits horizontaux multi branches à fort déport, injection massive d'eau pour maintenir la pression des réservoirs...). Le pays a développé aussi d'importants secteurs d'activité dans l'industrie du GN en cherchant à valoriser le gaz associé avec le pétrole dans les gisements (séparation et traitement, pétrochimie...). Les autres états, sans avoir atteint le même niveau d'indépendance industrielle, cherchent aussi à développer une industrie pétrolière et gazière capable de fournir des produits raffinés pour leurs besoins et pour augmenter la valeur de leurs exportations. L'exploitation du GN leur a permis aussi de disposer des hydrocarbures liquides peu denses extraits du GN brut (LGN). La production de LGN n'est pas soumise aux quotas de l'OPEP et peut constituer en volume jusqu'au quart de la production d'hydrocarbures liquides (25% pour le Qatar, presque 15% pour l'Arabie Saoudite et les EAU).

Depuis quelques années les compagnies d'état doivent faire appel aux compagnies multinationales et à leurs moyens techniques et financiers, en raison de la déplétion avancée de leurs plus importants champs, souvent les plus anciennement exploités. L'analyse des productions annuelles de ces pays révèle une hausse de la production de l'ordre de 15% en 2003, 5% en 2004, excepté l'Irak et Oman, alors qu'elle avait été assez stable auparavant (BP review 2005). Ces pays ont donc répondu à la forte demande récente, en puisant dans les champs existants. Malgré souvent plusieurs dizaines de champs déclarés, la moitié, voire les trois quarts, de la production de ces pays repose sur quelques champs supergéants (réserve initiale Q_{champ} de plus de 5 Gb) exploités depuis plus de 50 ans en moyenne, en déclin ou proches de leur déclin. Le débit moyen des puits de leurs champs ne représente plus que de 10 à 50% de celui de 1973, exception faite du Koweït - 75% -, signe de déplétion avancée^[2]. La situation est d'autant plus inquiétante que les puits récents ont une longueur de forage dans les roches-réservoirs beaucoup plus élevée (annexe 5). Leur densité par surface a cru pour maintenir ou augmenter la production globale, mais en se rapprochant de la densité limite au-delà de laquelle leur nombre n'a plus d'effet. La hausse récente de production a amené certainement à surproduire ces champs. Depuis les années 70 peu de découvertes majeures ont été faites. Les courbes d'écémage saturent [LAHERRERE J. *Etat des combustibles fossiles*^[3]]. Le dernier supergéant découvert date de 1977, Majoon, de l'ordre de 10 Gb, en Irak^[4]. Entre 1998 et 2003 trois champs géants (Q_{champ} de plus de 500 Mb) seulement ont été découverts, surtout en Iran^[5]. Les capacités encore disponibles se réduisent (de l'ordre de 1 à 1,5 Mb/j fin 2005). Oman n'a même plus les réserves pour compenser le déclin de ses plus grands champs comme Yidal (annexe 5). D'après ASPO le Qatar est aussi proche de cette situation, du moins pour sa production de pétrole brut (l'AIE estime les réserves de LGN à 26 Gb). En revanche les EAU disposent encore d'assez de gisements non ou sous-exploités pour faire face au déclin proche du niveau supérieur de son plus vaste champ, Zakum (de Q_{champ} un peu plus de 20 Gb et de production cumulée 6 Gb). La quantité ultime de pétrole qui sera récupérée, $Q_{\text{région}}$, de ce pays est supérieure à deux fois la production cumulée en fin d'année 2005, ΣP_{2005} (même en prenant l'estimation la plus faible de $Q_{\text{région}}$). D'après

les modèles de déplétion (voir annexe 6), le déclin s'amorce l'année a où ΣP_a atteint la moitié de $Q_{\text{région}}$, ou point de déplétion moitié. Cependant en raison du nombre de champs à développer, de leur éloignement et souvent de la qualité de leur pétrole et de leur roche, les coûts d'investissement par unité de capacité sont plus élevés que sur les anciens champs supergéants. La production des nouveaux champs tend aussi plus vite vers son déclin du fait de leur taille, obligeant à développer d'autres champs, de réserves encore plus faibles, et à augmenter encore les investissements pour un même niveau de production. C'est le scénario catastrophe de la mer du Nord (voir annexe 3).

La situation des principaux pays producteurs, ou disposant de grandes réserves, est examinée plus en détail.

8.2 Situation de quelques pays clés du Golfe Persique

8.2.1 Le Koweït

Le pays dispose d'immenses réserves par rapport à sa superficie (18 000 km²) et sa population totale (2,75 M d'habitants, dont plus de la moitié d'étrangers). En 2004 il reste officiellement 100 Gb de réserves prouvées. Cette valeur inclut aussi les réserves d'une région tampon entre le Koweït et l'Arabie Saoudite et dont les ressources pétrolières sont partagées à égalité entre les deux pays. La production de cette région est en déclin et est plus faible que celle du Koweït (0,6 contre 2,1 Mb/j en 2004). Par la suite tous les chiffres incluent la part koweïtienne de cette région (de même pour l'Arabie Saoudite ci-dessous). Fin 2005 C. Campbell estime les réserves moyennes à environ 55 Gb et celle à découvrir à 6 Gb. L'AIE fait une estimation identique des réserves connues (55 Gb). Le pays a extrait environ $\Sigma P_{2005} = 37$ Gb depuis le début de son industrie pétrolière. Le champ Burgan à lui seul contiendrait officiellement 60 Gb, après avoir déjà débité 28 Gb [GREG CROFT INC. *The Burgan field of Kuwait*, voir leur site Internet]. Ce champ exceptionnel a été découvert en 1938 et a commencé à produire vers 1946. Entre 1949 et 1972 il a été le plus grand champ producteur du monde avec plus de 1, voire 2, Mb/j de débit. En terme de réserves il est actuellement le 2^e champ au monde, derrière le champ Ghawar. Le Koweït dispose d'autres champs, de tailles plus faibles, mais très respectables par rapport au standard mondial (le plus grand de ces champs, Raudhatian a Q_{champ} de 9 Gb et contiendrait encore 6 Gb). Presque tous les champs géants sont en production mais leur capacité pourrait être augmentée (si on applique la règle empirique d'un taux de proportionnalité de 5%/a entre la production annuelle et les réserves restantes, voir annexe 5). Le gouvernement koweïtien a du reste des projets pour augmenter la capacité de ces champs. Il prévoit de faire appel à des compagnies étrangères, en particulier pour l'expansion des capacités des champs du nord, ce qui n'est pas du goût de beaucoup de parlementaires koweïtiens. Du fait de ces oppositions les projets n'ont pour l'instant pas abouti. Le développement complet des champs du nord n'est pas espéré avant 2025 (avec une production passant alors d'environ 0,45 Mb/j à 0,9 Mb/j). En 2004 le Koweït a produit 2,45 Mb/j ou 0,89 Gb/a d'hydrocarbures liquides, essentiellement du pétrole brut. Burgan lui-même aurait produit 1,6 Mb/j (donnée de l'USEIA, mais AIE indique une production de 1,35 Mb/j). D'après l'USEIA la capacité maximale de production actuelle serait de 2,85 Mb/j, voire 3 Mb/j avec les projets en cours de réalisation, le champ Burgan comptant pour 1,7 Mb/j. Le Koweït serait ainsi un des derniers pays, avec l'Arabie Saoudite, à avoir des capacités disponibles.

La question de l'état réel des réserves, et donc des possibilités d'accroître la production, a été soulevée lors de la publication par la revue industrielle petroleum intelligence weekly (PIW) de valeurs de réserves plus faibles que les valeurs officielles, et lors des

aveux du président de la compagnie du Koweït – Farouk al Zanki – sur la situation du champ Burgan (CORDAKI J. AND CRITCHLOW A. *Kuwait's Burgan oil field is exhausted*. Article de Bloomberg du 9 nov. 2005). A l'aide d'informations internes à cette compagnie, PIW rapporte que les réserves restantes, prouvées et indéterminées, seraient de 48 Gb, inférieures même aux estimations d'ASPO. Les interrogations reposent pour la plus grande partie sur le champ Burgan, crédité d'une réserve de "seulement" 20 Gb. Géologiquement le champ se présente comme un dôme faisant partie d'un plissement du sous-sol, ou anticlinal, renfermant plusieurs roches-réservoirs à différentes profondeurs. Seules les quatre roches les plus productives, constituées de grès de l'ère crétacée, sont pour l'instant exploitées. La pression de l'aquifère de chacune des roches, sous-jacent au pétrole, est suffisante pour chasser le pétrole sans l'aide d'injection d'eau. Cependant, lors de surproductions, les mêmes problèmes d'invasion par l'eau constatés sur le champ Ghawar – soumis, lui, par contre, à des injections d'eau (voir plus loin) – sont apparus. Les Irakiens, lors de leur invasion et de leur retraite en 1991, ont aggravé la situation (ouverture des vannes et incendies). D'après les Koweïtiens ces problèmes limitent la production du champ à moins de 1,7 Mb/j ou 0,62 Gb/a. Ce débit pourrait être maintenu pendant 30 à 40 ans donnant au total entre 18 et 25 Gb, en supposant un déclin rapide ensuite. Si on applique la règle de proportionnalité entre production et réserves restantes, avec un taux de 5%/a, une production de 0,62 Gb/a implique une réserve de 12 Gb. D'après Greg Croft Inc. les couches de grès actuellement exploitées seront épuisées vers 2010. D'autres couches contiennent du pétrole mais elles auront un débit plus faible. Tous ces points semblent indiquer que Burgan ne contient plus qu'entre 15 et 25 Gb de pétrole, très loin de la valeur officielle de 60 Gb (ce qui en fait toujours un des premiers champs au monde et sans doute encore le 2^e en terme de réserves).

En supposant les réserves restantes du pays de l'ordre de 55 Gb, et les futures découvertes de l'ordre de 6 Gb, Q_{region} vaut presque 100 Gb. Avec une production constante à environ 1 Gb/a, en douze ans le pays atteindrait son point de déplétion moitié. Il peut donc augmenter sa production mais il risque d'accélérer le moment de son déclin.

8.2.2 L'Iran

L'Iran, sous l'impulsion des Britanniques tout au début du 20^e siècle, est un des premiers pays du GP explorés à la recherche de pétrole. Les recherches se concentrent rapidement au sud-ouest du pays près de la frontière irakienne et du Golfe Persique, sur les piedmonts des monts Zagros dans un axe sud-est/nord-ouest. Les découvertes sont d'abord faibles et l'exploration connaît beaucoup d'échecs^[6]. La compréhension progressive de la nature des pièges fermant les roches-réservoirs dans cette région et l'utilisation des premiers outils géophysiques, comme l'imagerie du sous-sol par ondes sismiques, permettent la découverte des principaux champs iraniens entre 1935 et 1970 : Aghajari en 1936, Gach Saran en 1937, Ahwaz en 1958, Marun en 1963, avec de 30 à 50 Gb de pétrole en place et de Q_{champ} d'environ 15 Gb chacun (d'après ASPO mais AIE indique des valeurs plus élevées). Ensemble leur production atteint 4,5 Mb/j dans les années 70, au maximum de leur capacité. C'est aussi à ce moment qu'elle commence à décliner. Les dirigeants d'alors, fidèles alliés des EUd'A, favorisent une production élevée au risque d'épuiser prématurément les champs. En 1978, à la veille de la révolution islamique, la production du pays atteint 6 Mb/j ou presque 2,2 Gb/a, record jamais renouvelé. La chute de production, due aux événements politiques ultérieurs, a sans doute permis de soulager ces champs supergéants. En 2004 ces quatre champs ne produisent plus que 1,9 Mb/j (tout liquide, d'après AIE), représentant encore près de la moitié de la production totale. Ils sont soumis à des méthodes de récupération assistée avec l'injection massive de GN (l'Iran utilise en tout 35 G.m³ (s) de sa production brute de 115 G.m³ (s))

Le pays déclare officiellement 130 Gb de réserves prouvées. D'après C. Campbell, l'Iran a extrait $\Sigma P_{2005} = 59$ Gb de pétrole brut (production de LGN très faible pour l'instant). Il estime R_{2005} à 70 Gb et celles à découvrir à 12 Gb (pour le brut). Le pays a fait encore quelques découvertes récentes, comme les champs Darkhovin, Azadegan, entre 1995 et 1999, Dasht-e-Abadan et Yadarvan après 2000. Les valeurs de réserves rapportées par la compagnie iranienne (25 Gb pour Azadegan et Dasht-e-Abadan) paraissent très optimistes par rapport aux caractéristiques des champs (roches complexes, pétrole souvent visqueux) et aux valeurs de production annoncées (0,125 Mb/j pour Azadegan en 2009, correspondant à une réserve de 2 à 5 Gb). IHS indique une quantité découverte entre fin 1999 et fin 2005 de moins de 4,5 Gb d'hydrocarbures liquides (article de Oil & Gas Journal du 20 fév. 2006). En outre le pays éprouve des difficultés à maintenir sa production. La forte demande mondiale depuis 2003 a obligé les Iraniens à mobiliser toutes leurs capacités, au risque de surproduire. B. Zanganeh, ministre iranien du pétrole en fonction en juillet 2005, reconnaît un déclin entre 0,3 et 0,4 Mb/j, soit presque 10% de la production du pays (dépêche de l'agence de presse Reuters du 26 juillet 2005, *Iran needs foreign firms to stop oil depletion**). Ce déclin est admis aussi par l'AIE. Le ministre doit faire appel à des compagnies étrangères pour développer la production de champs de faible taille, ou d'exploitation difficile. La situation est proche de celle de la mer du Nord quelques années auparavant, où des champs de plus en plus petits étaient mis rapidement en production pour compenser le déclin de production des plus grands (voir annexe 3). A. M. Bakhtiari, ingénieur de la compagnie nationale d'Iran, avance des valeurs de réserves connues de brut entre 35 et 45 Gb, plus faibles que celles données par les autres sources (édition du 20 fév. 2006 de la revue d'ASPO-USA, voir leur site). Avec ces valeurs la production de pétrole brut aurait dépassée la point de déplétion moitié, expliquant la menace de déclin. La situation s'est compliquée avec l'élection d'un président conservateur, M. Ahmadinejad, défavorable à la présence de compagnies étrangères. Le choix d'un nouveau ministre du pétrole a été retardé par les désaccords entre parlementaires de différentes tendances. Dans ces conditions, et vu les délais nécessaires à l'installation de nouvelles capacités, il est fort possible que l'Iran atteigne son maximum de production avant 2010. Cela explique aussi que le pays cherche à développer à tout prix l'énergie nucléaire.

8.2.3 L'Irak

Depuis 1980 l'Irak a été marqué par différents conflits et embargos qui ont perturbé son industrie pétrolière^[4,7]. La production a surtout reposé sur les deux principaux champs, Kirkuk et Rumaila ($Q_{champ} = 15$ et 22 Gb environ), au risque d'être surproduits. Ils sont probablement en déclin étant donné la baisse de capacité avant l'invasion du pays (de 3,7 Mb/j à 2,3 Mb/j entre 1979 et 2002), et après l'invasion (1,8 Mb/j pour 2005, valeur basse résultant aussi de fermeture d'oléoducs suite à des attentats). Il existe cependant un peu plus d'une vingtaine de champs géants pas ou peu développés dont quatre à cinq supergéants avec entre 8 et 18 Gb de réserves. Il y a aussi l'espoir de nouvelles découvertes et de réévaluations de réserves déjà connues en prospectant les niveaux plus profonds des champs. Cependant la tendance des découvertes après 1977 était à des champs de taille de plus en plus petite, inférieure à 0,5 Gb. Le pays déclare officiellement 115 Gb de réserves prouvées. Il donne une quantité ultime récupérable $Q_{région}$ de 215 Gb. D'après C. Campbell, l'Irak a extrait $\Sigma P_{2005} = 29$ Gb de pétrole brut. Il estime R_{2005} à 64 Gb et celles à découvrir à 7 Gb (pour le brut. $Q_{région}$ vaut donc 100 Gb). IHS estime les réserves restantes R_{2005} à 100 Gb. Même en prenant les données de C. Campbell ces valeurs montrent que le pays dispose encore d'une marge importante. En 2003 il était prévu d'atteindre une capacité de 6 Mb/j ou 2,2 Gb/a pour 2010, remises en état et nouvelles installations nécessitant un délai minimum de cinq ans. Mais d'après I. Al Chalabi, ancien

ministre irakien du pétrole, les retards dans les prises de décisions politiques et les programmes, les conflits entre gouvernements locaux et central, la frilosité des compagnies étrangères et les attentats rendent peu probables une production de 6 Mb/j avant 2012.

8.2.4 L'Arabie Saoudite

Depuis la nationalisation complète de son industrie en 1982 l'Arabie Saoudite a cessé de reporter les données pétrolières sauf celles de production et de réserve globales. Aucun détail n'est fourni permettant de s'assurer de la crédibilité de ces valeurs, surtout celles des réserves. Le pays déclare officiellement 263 Gb de réserves prouvées. D'après C. Campbell il a extrait $\Sigma P_{2005} = 108$ Gb de pétrole brut. Il estime R_{2005} à 154 Gb et celles à découvrir à 18 Gb (pour le brut). L'AIE estime les réserves restantes à 292 Gb.

M. R. Simmons a mené une enquête exhaustive sur l'industrie pétrolière saoudienne à partir d'informations antérieures à 1982 et de plus de 200 articles d'ingénieurs et de géologues de Saudi Aramco, publiés entre 1962 et 2004 par la société des ingénieurs pétroliers^[1]. Cette société comprend 65 000 professionnels de l'industrie pétrolière du monde entier. Les articles discutent ouvertement et en détail des problèmes techniques rencontrés sur les différents champs, des moyens apportés pour les résoudre et des résultats obtenus. Ces articles permettent aux ingénieurs de faire progresser les techniques par l'échange d'information. Ils ont donc peu intérêt à manipuler les données (ce qu'il est d'ailleurs difficile de faire sans risque d'incohérence). L'Arabie Saoudite fait aussi connaître son savoir-faire par ce moyen. Le pays déclare plus de 80 champs, mais en réalité moins de 20 sont ou ont été mise en production. Sur ce nombre six ou sept ont assuré et continuent d'assurer au moins 90% de la production. Ghawar a lui seul a assuré depuis 1972 et au moins jusqu'en 2003, 60% de la production. La dissymétrie de la production et de la taille des champs observée au niveau mondiale se reflète aussi en Arabie Saoudite. La majorité de ses champs ont une réserve trop faible, ou sont trop éloignés des sites de production et de transport pour présenter un intérêt avant longtemps. Dans les années 60 trois champs supergéants assurent plus de 80% de la production : Ghawar, Abqaiq et Safaniya. Dès cette époque ils sont soumis à un programme d'injection d'eau pour maintenir leur pression. Entre fin 1969 et fin 1973 la production saoudienne passe de 3,3 à 8 Mb/j (1,2 à 3 Gb/a), suite au déclin de production des EUd'A et à la croissance de la demande mondiale de 7% par an (figure 2 du document principal). Cette brusque hausse oblige à augmenter la production des champs déjà en exploitation, en ouvrant d'abord les vannes des puits existants, puis en en forant de nouveaux. Des problèmes apparaissent liés à une surproduction : passage rapide de l'eau injectée dans les puits de production entraînant peu de pétrole, baisse de pression, formation de poches de gaz suite à cette baisse. Les compagnies étasuniennes alors exploitantes auraient eu peu de scrupules à surproduire, sachant qu'elles devaient bientôt abandonner ces champs au profit des saoudiens. L'embargo fin 1973 lors de la guerre du Kippour offre un petit répit à ces champs. Dans les années 70 Aramco cherche à développer d'autres champs. Vers 1980 plus d'une quinzaine sont en production mais seuls les trois mêmes champs, avec un autre champ supergéant Berri, assurent plus de 90% de la production. Deux de ces champs ont amorcé leur déclin (Abqaiq en 1973 et Berri en 1976). Les nouveaux champs sont difficiles à exploiter (roches-réservoirs de mauvaise qualité). La production reste très élevée, entre 9 et 7,5 Mb/j. La crise iranienne en 1979 oblige l'Arabie Saoudite à l'augmenter (9,8 Mb/j ou 3,6 Gb/a en 1981). Les problèmes de surproduction réapparaissent. C'est probablement pour soulager ses champs que l'Arabie Saoudite ramène brusquement sa production à 2 Gb/a en 1982. Elle ferme alors les champs peu productifs. Le pays augmente sa production ponctuellement en 1986 et en 1990 (dissensions au sein de l'OPEP et guerre du golfe). Au début des années 90 la production s'est stabilisée vers 3 Gb/a. Mais elle est de

nouveau en hausse depuis 2002 et la forte demande mondiale (3,8 Gb/a en 2004). Les efforts d'exploitation portent sur le maintien de production d'anciens champs (Ghawar) et l'augmentation de production avec des moyens plus importants que dans le passé de champs contenant d'importantes quantités de pétrole mais de réservoirs de mauvaises qualités^[8]. Ce sont presque les mêmes champs que dans les années 70. En 2005 les dirigeants d'Aramco reconnaissent un déclin net de 2% par an, avant ajout de nouvelles capacités (voir annexe 9). Ils affirment aussi n'avoir utilisé que 28% de leur réserve initiale, laissant encore 260 Gb de réserve. M. R. Simmons conteste cette valeur. Juste avant 1980 les réserves étaient estimées à 110 Gb (en détaillant champ par champ), en baisse par rapport à 1973 (150 Gb) pour tenir compte du pétrole produit et des problèmes rencontrés sur les champs. Entre 1980 et 2004 peu de découvertes ont été faites, malgré un intense effort de prospection^[1], et environ 60 Gb ont été produits. Estimer les valeurs de réserve est extrêmement difficile surtout en l'absence de données de terrain. Les dirigeants d'Aramco prendraient les valeurs les plus optimistes pour chaque champ en comptant sur la technologie pour l'atteindre. M. R. Simmons est plus pessimiste : il soupçonne les dernières technologies de récupération de pétrole, dont bénéficient presque tous les champs supergéants saoudiens, d'avoir maintenu une production constante ou croissante sans vraiment améliorer le taux de récupération. La production cumulée aurait dépassé la moitié de Q_{champ} . Cela signifie que la production de ces champs aura un déclin plus rapide qu'observé sur les anciens champs. Il s'appuie sur le profil de production de certains champs ayant bénéficié des techniques les plus modernes comme le champ Yidal en Oman et ceux de la Mer du Nord (voir annexe 5).

Xavier Chavanne, Laboratoire Environnement et Développement, Uni. D. Diderot, Paris.

*Les références marquées d'un astérisque sont disponibles sur l'Internet à l'aide d'un moteur de recherche.

¹ SIMMONS M. R. *Twilight in the desert*. New Jersey: Wiley, 2005. 422 p.

² ANONYMOUS. *The Nemesis report*. ASPO newsletter 39, mars 2004*.

³ BOBIN J.-L., HUFFER E. ET NIFENECKER H. (DIR). *L'énergie de demain*. Collection Grenoble Sciences EDP Sciences, 2005. 626 p. ; <http://sfp.in2p3.fr>, *débats, l'énergie au 21^e siècle**.

⁴ ALAZARD-TOUX N. ET MATHIEU Y. *Irak*. Panorama 2004, IFP, 2003*. GREG CROFT INC. *Irak oil briefing*. Site Internet de Greg Croft Inc*.

⁵ ALAZARD-TOUX N. *Les nouvelles découvertes de pétrole et de gaz*. Panorama 2005, IFP, 2004*.

⁶ PERRODON A. *Quel pétrole demain ?* Paris : éditions Technip, 1999. 95 p.

⁷ AL-CHALABI I. *What Is Happening To Iraqi Oil ?* Middle East Economic Survey, vol. 48, No 41, 10-Oct. 2005.

⁸ GREG CROFT INC. *Aramco projects: a closer look*. Energybulletin.net, 21 mars 2005*.