

Club de Nice 5 décembre 2012
 Table ronde « La Méditerranée orientale »
 « Point de vue d'un géologue pétrolier »
 Jean Laherrère président ASPO France

-Historique

Dans le cadre des campagnes de forages océaniques du JOIDES les Deep Sea Drilling Project leg 13 1970 et leg 42 1975 ont foré la Méditerranée

-Fig 1: carte des forages DSDP leg 13 & 42



Figure 1. Leg 42A drillsites in the Mediterranean Sea together with those of Leg 13.

Le site 134 du leg 13 à l'ouest de la Sardaigne a trouvé en **1970 des indices d'hydrocarbures dans le sel Messinien** à 362 m sous le fond de la mer qui est de 2870 m. Rapport DSDP chap 32 « *Geochemical significance of gas and gasoline range hydrocarbons and other organic matter in a Miocene sample from site 134 Balearic Abyssal Plain* » R.D. McIver Esso Production Co

-Fig 2: coupe des forages 134 & 133

BOUNDARY OF SARDINIA SLOPE WITH BALEARIC ABYSSAL PLAIN

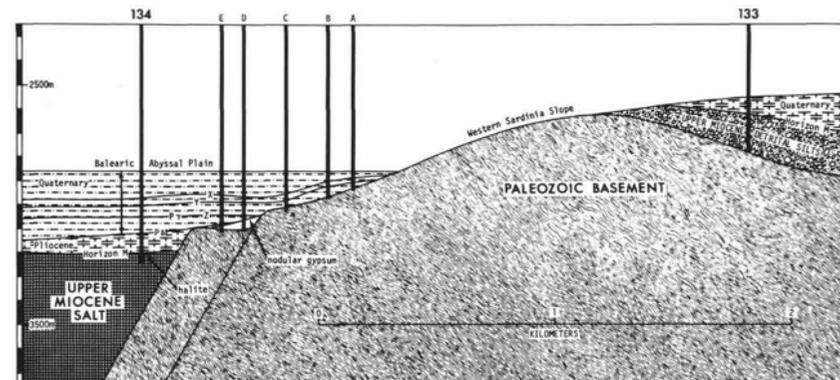


Figure 21. Cross-section of the basement ridge beneath the foot of the western Sardinia Slope (drawn with no exaggeration) illustrating the evaporite facies distribution at Sites 133 and 134. Flood plain gravels were first encountered in Hole 133 on the landward side of the ridge at a depth of 2623 meters below present sea level. Subsequently playa salts were reached beneath the abyssal plain in Hole 134 on the seaward side at 3218 meters below sea level; and, finally, at the margin of the plain, intertidal and supratidal nodular gypsum was penetrated at 3056 meters in Hole 134D. Metamorphic basement consisting of metagraywackes and phyllites were encountered in offset Holes 134A, B, C, D, and E. Also depicted are various reflecting interfaces and the drilling breaks X, Y, and Z noted in Figures 12 and 13.

Cet indice a conduit PF Burollet géologue CFP à espérer la possibilité d'un Moyen-Orient (ses réserves importantes sont dues à une préservation par une couverture d'évaporites épaisses) sous le sel Messinien (Miocène) de la Méditerranée et de convaincre sa compagnie de construire un bateau à positionnement dynamique pour aller forer par grande profondeur et à améliorer la sismique pour voir sous le sel. CFP a suivi cette recommandation et le bateau Pélican est sorti en 1972, étant avec le SEDCO 445 le premier bateau à positionnement dynamique (suivi par le Pèlerin 1976 pour Total et le Pétrél pour Elf). Total Algérie a foré en 1977 le puits Habibas 1 en Algérie par 925 m d'eau (record) jusqu'à 4600 m dans le socle, mais ce puits sec n'a pas trouvé le sel messinien. Total a été le premier à résoudre la conversion sismique profondeur avec migration avant addition (PSDM), améliorant la qualité sous le sel. Total et Elf ont alors foré le prospect sous le sel Messinien en forant en France dans le Golfe du Lion GLP 1 (eau 1700 m ; fin puits 3607 m) en 1982 et GLP2 (eau 1246 m, fin 5354 m) en 1983, ne trouvant pas le sel Messinien.

-Fig 3: Habibas 1 (Medaouri et al The leading edge July 2012)

-Fig 4: Golfe du Lion Profond GLP 2

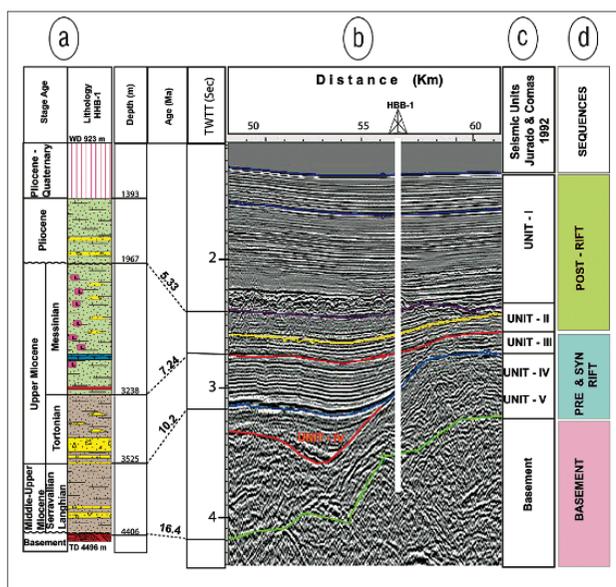
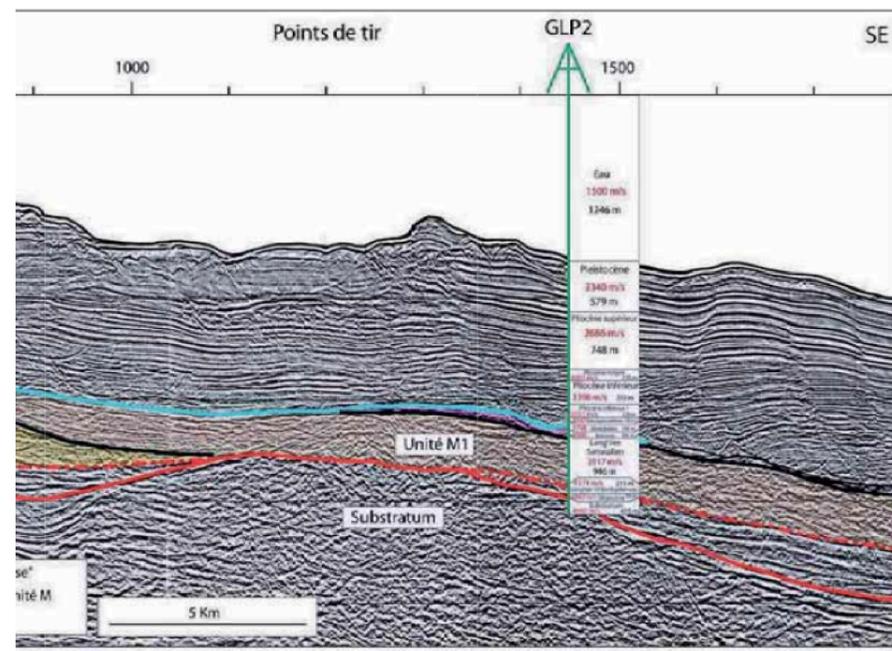


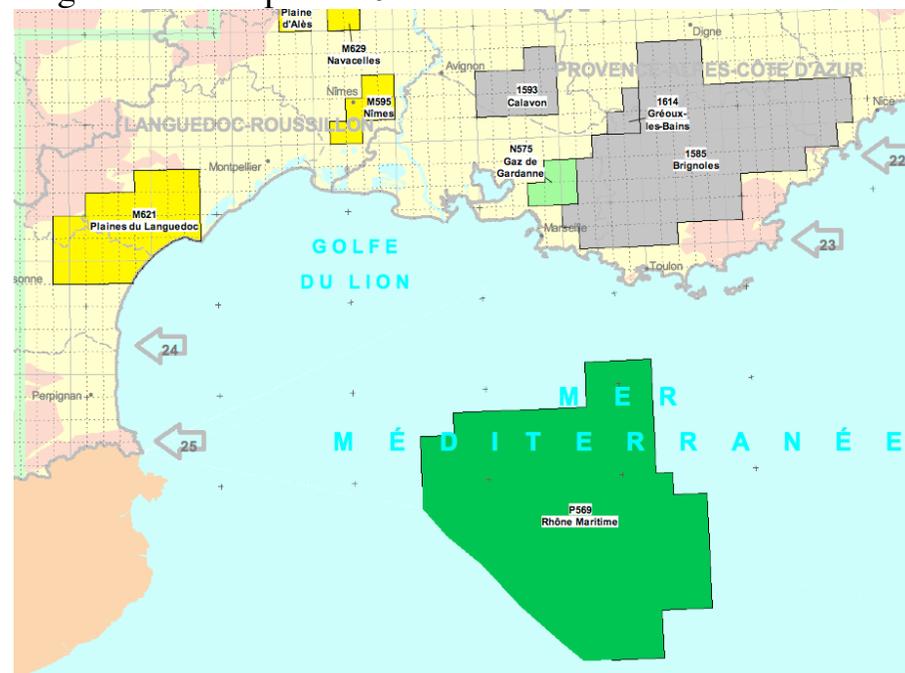
Figure 4. Seismo-stratigraphic chart of the Algerian South Alboran margin.



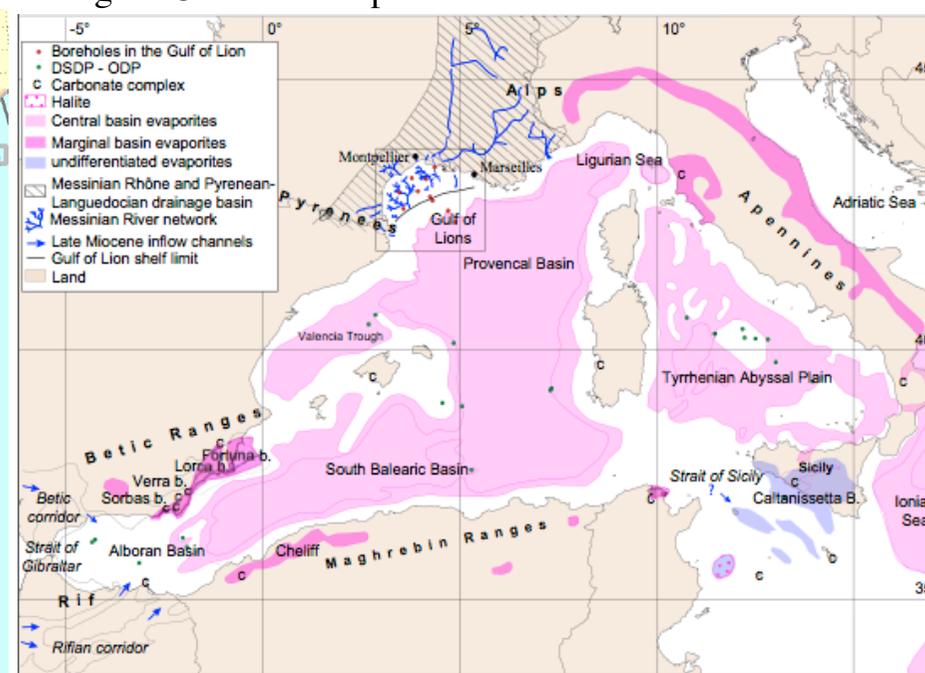
Le permis actuel en France Rhône Maritime a pour objectif les réservoirs sous le sel Messinien

Le permis Rhône Maritime P569, attribué en 2002 à TGS-Nopec, a été transféré à Melrose, puis à Noble Energie France à 72,5%, le permis est en cours de prolongation depuis Juillet 2010 après des campagnes sismiques. Ce permis a fait l'objet de nombreuses attaques par les écologistes. Noble prévoit un forage en 2013 après 3D <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/569.pdf>

-Fig 5: carte des permis Juillet 2012



-Fig 6 : Carte des évaporites du Messinien Bache 2009

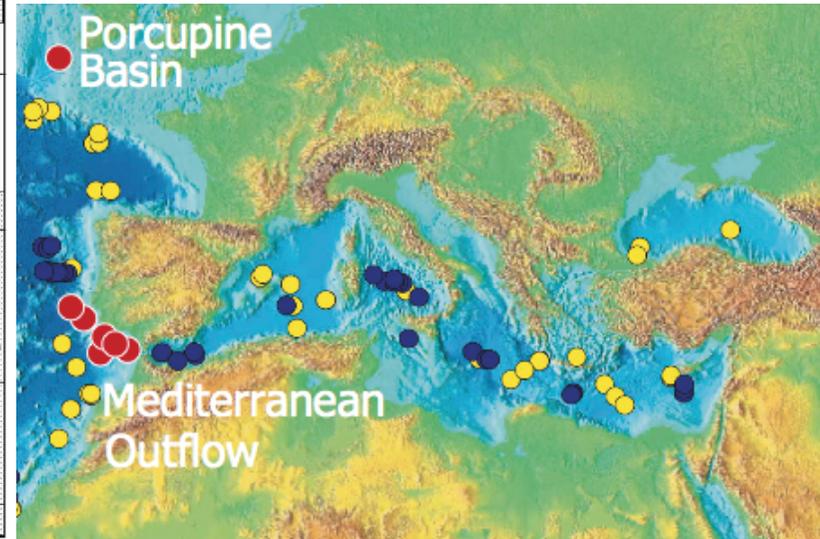
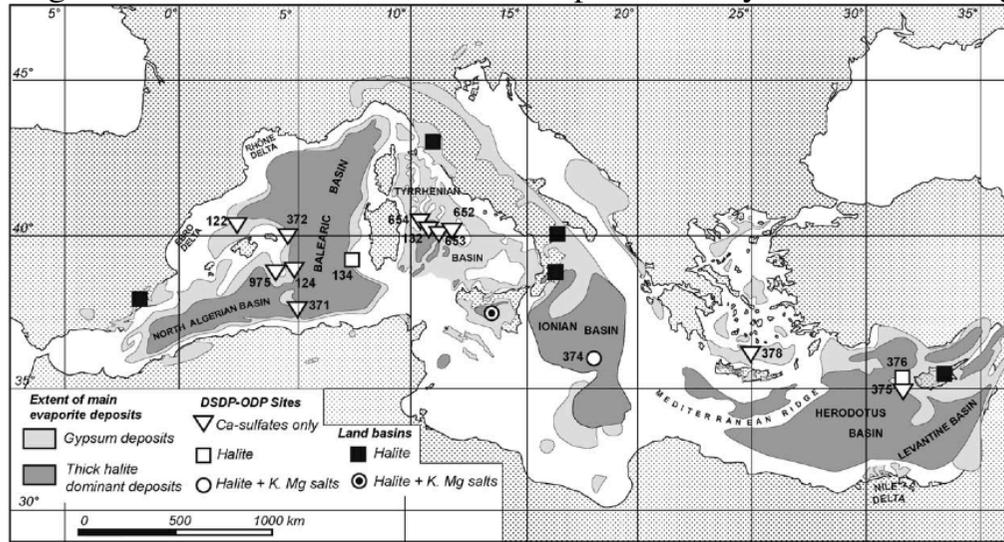


Mais la sismique disponible ne montre guère de structure sous le sel dans la partie occidentale, au contraire de celle de la Méditerranée Orientale!

Le sel massif messinien couvre la partie profonde de la Méditerranée occidentale, centrale et orientale suivant la carte de Rouchy 2006, utilisant les puits des campagnes DSDP, OPD et IODP

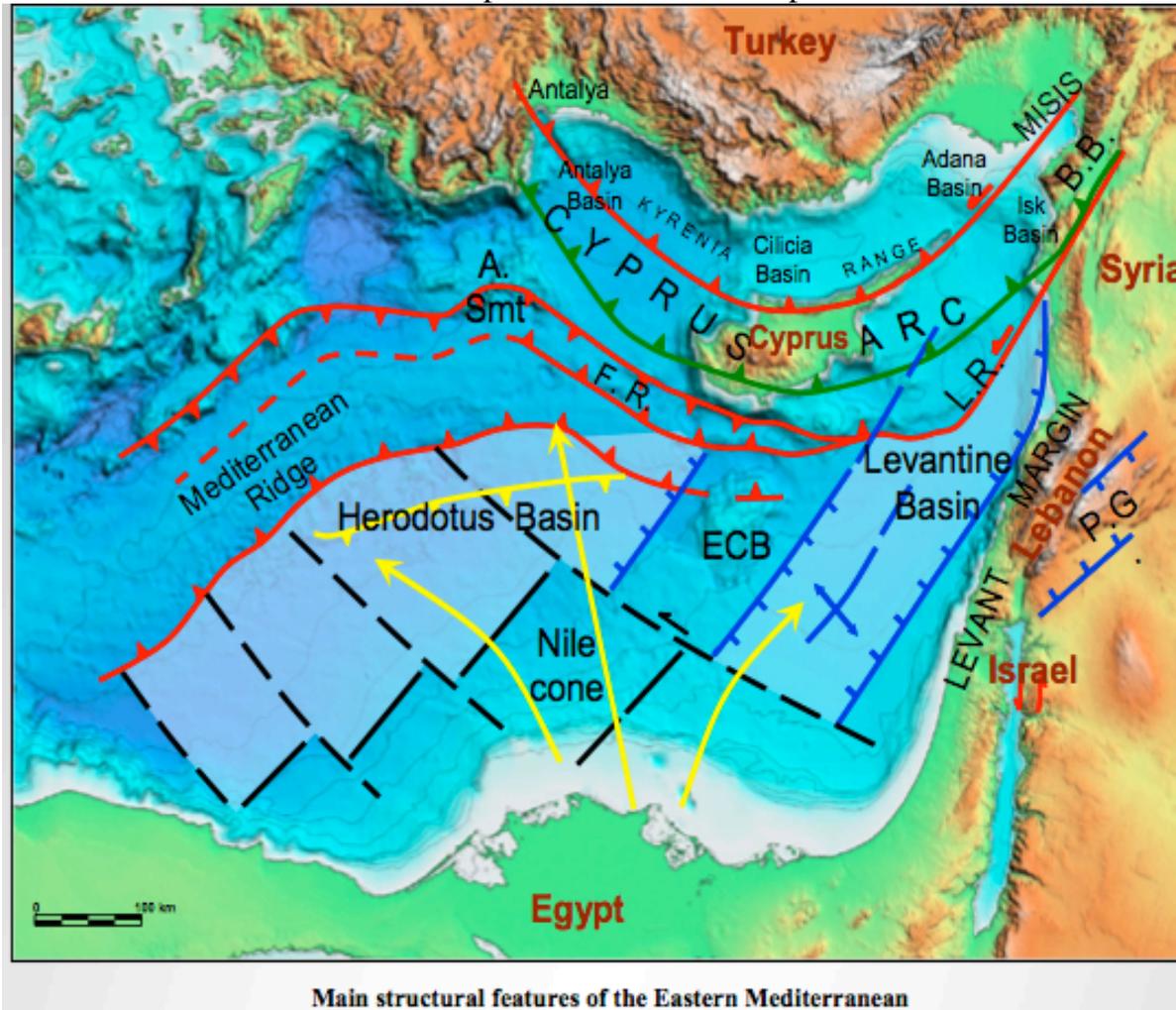
-Fig 7: extension du sel Messinien d'après Rouchy 2006

-Fig 8: carte des sites: jaune DSDP bleu ODP rouge IODP



La Méditerranée orientale comprend le delta du Nil ; le point haut d'Ératosthène, le bassin du Levant, le bassin d'Herodoteus et l'arc Cyprien

-Fig 9 : bassins de la Méditerranée orientale d'après Montadert et al poster 1AAPG 2010



Les épaisseurs du Plio-Pléistocène et de l'Oligo-Miocène sont considérables en face du Nil d'après Macgregor AAPG 2011
 -Fig 10: épaisseur du Plio-Pléistocène

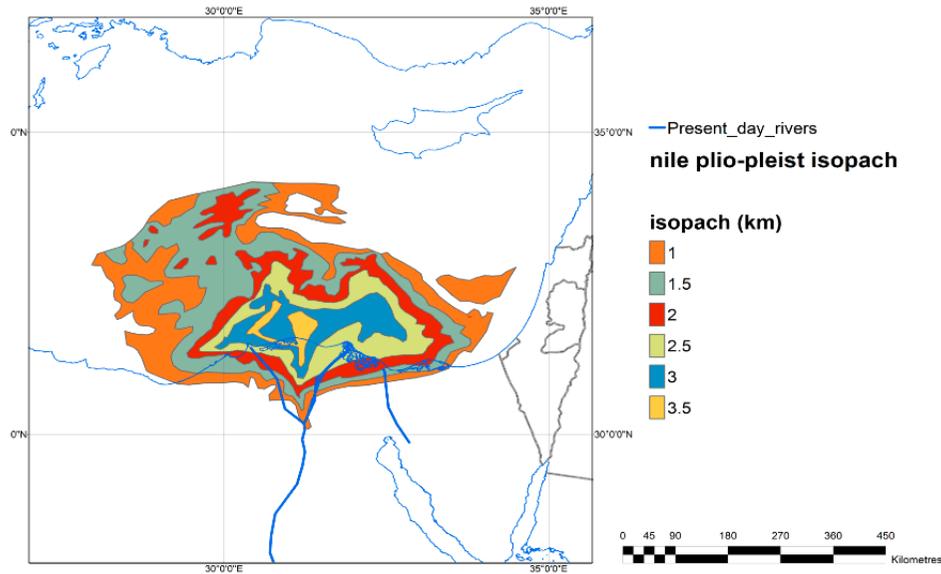


Figure 4. Plio-Pleistocene isopach of the Nile Cone (from Hall et al. , 2005).

-Fig 11: épaisseur de l'Oligo-Miocène

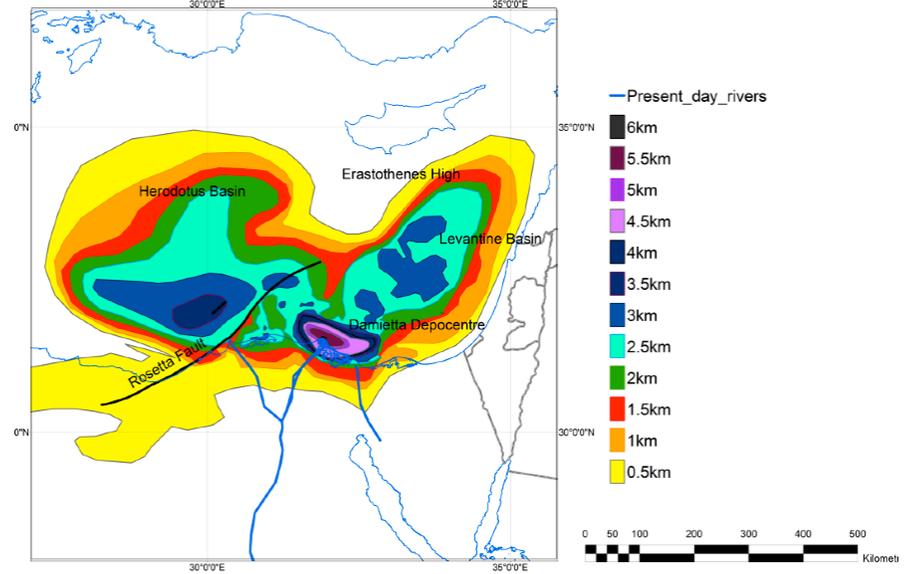
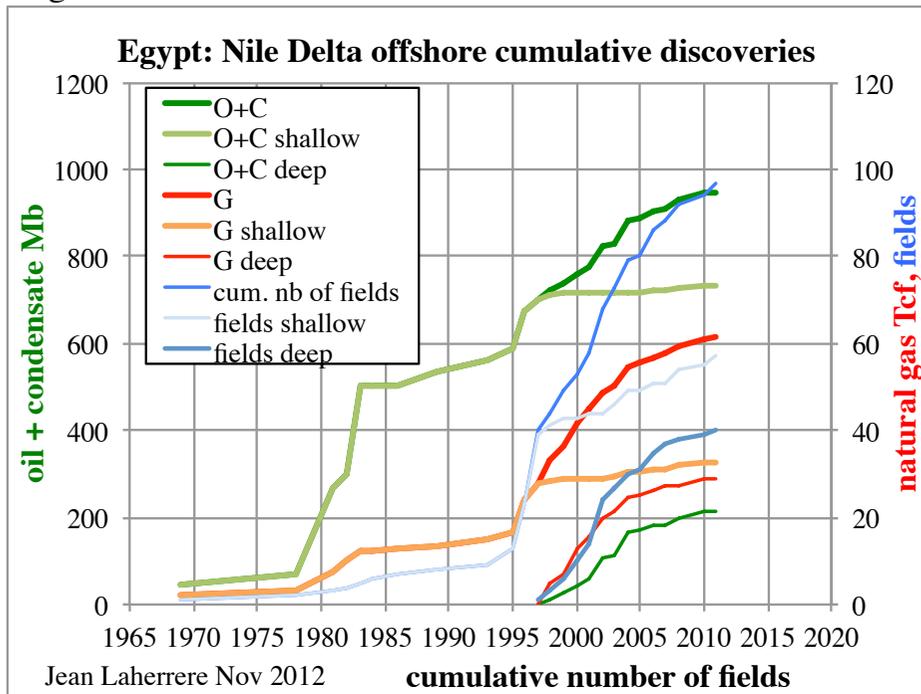


Figure 5. Oligo-Miocene isopach of the Nile Cone, Levantine and Herodotus basins.

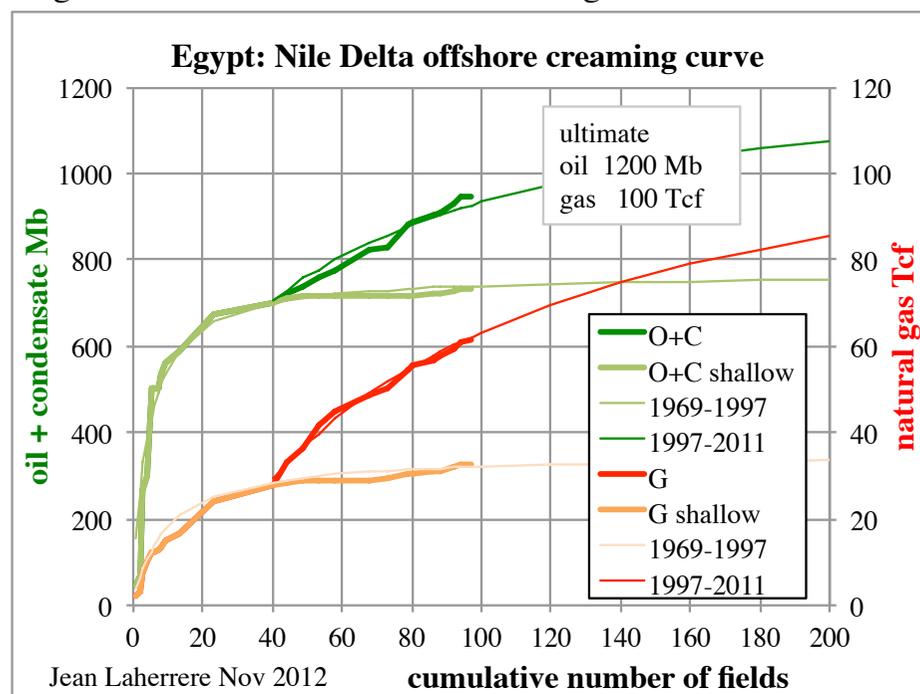
-Egypte : Delta du Nil offshore

La première découverte date de 1969 et pour le profond en 1997

-Fig 12: delta du Nil: découvertes cumulées



-Fig 13: delta du Nil: courbe d'écrémage



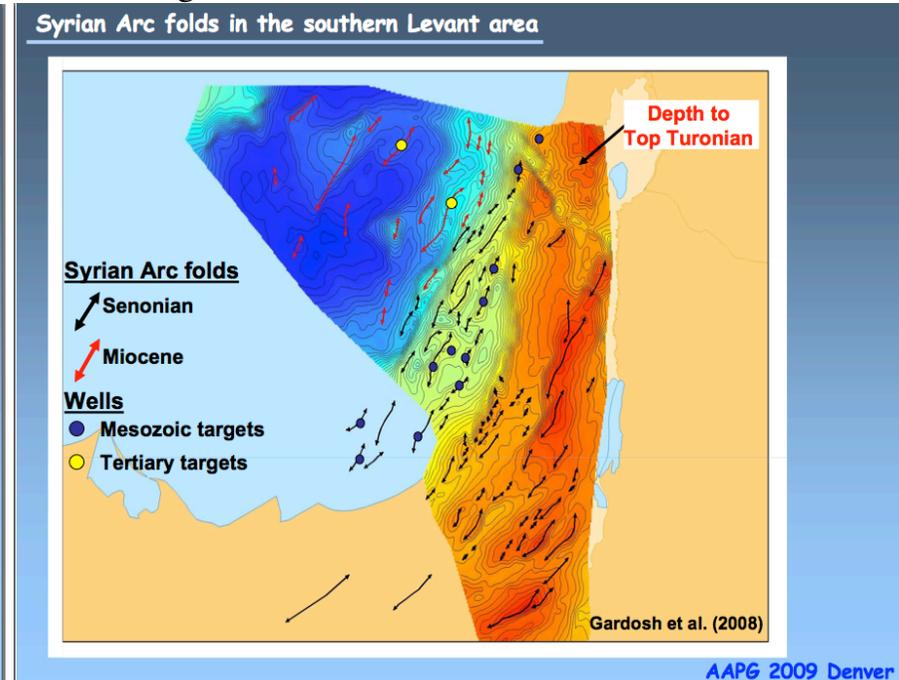
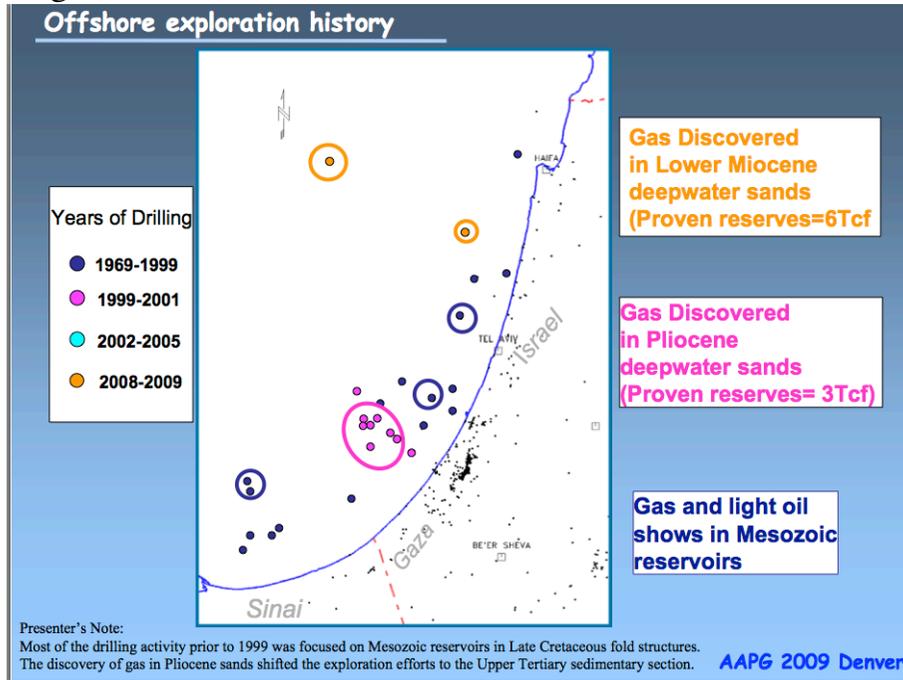
L'ultime pour le delta du Nil offshore est de 1200 Mb (97% condensat) et 100 Tcf

-Bassin du Levant (ou Levantine)

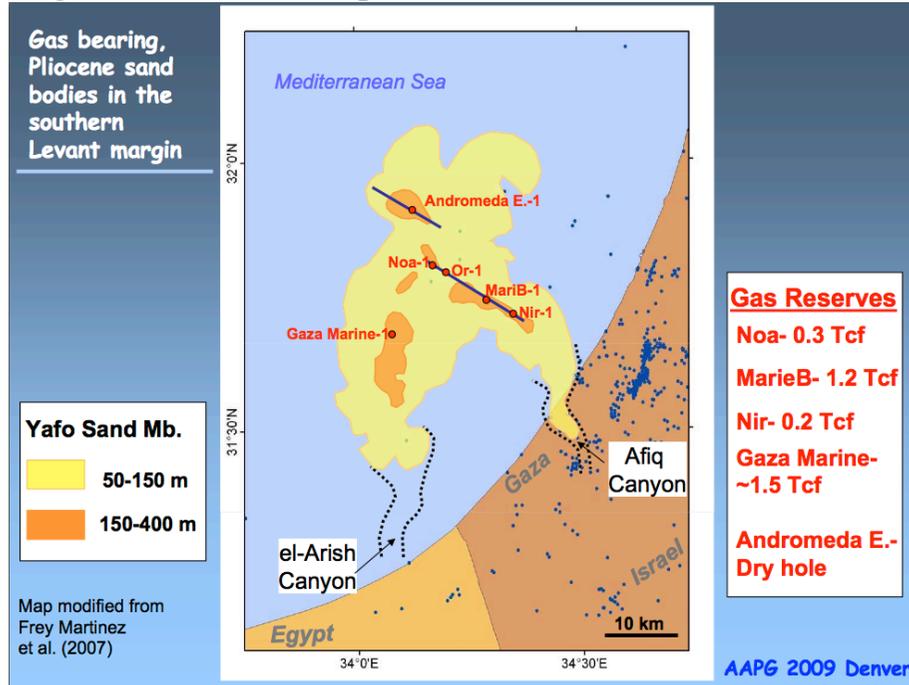
Il y a eu de nombreux puits d'exploration (NFW) à terre sur des objectifs dans le secondaire. Puis en offshore avec les découvertes de Gaza Marine par BG 1,6 Tcf et Mari par Noble 1,5 Tcf dans les turbidites Pliocènes. Les découvertes récentes dans le Miocène sont bien plus importantes, se situant sous le sel Messinien qui est une excellente couverture

-Fig 14: carte des découvertures 1969-2009 Gadosh 2009

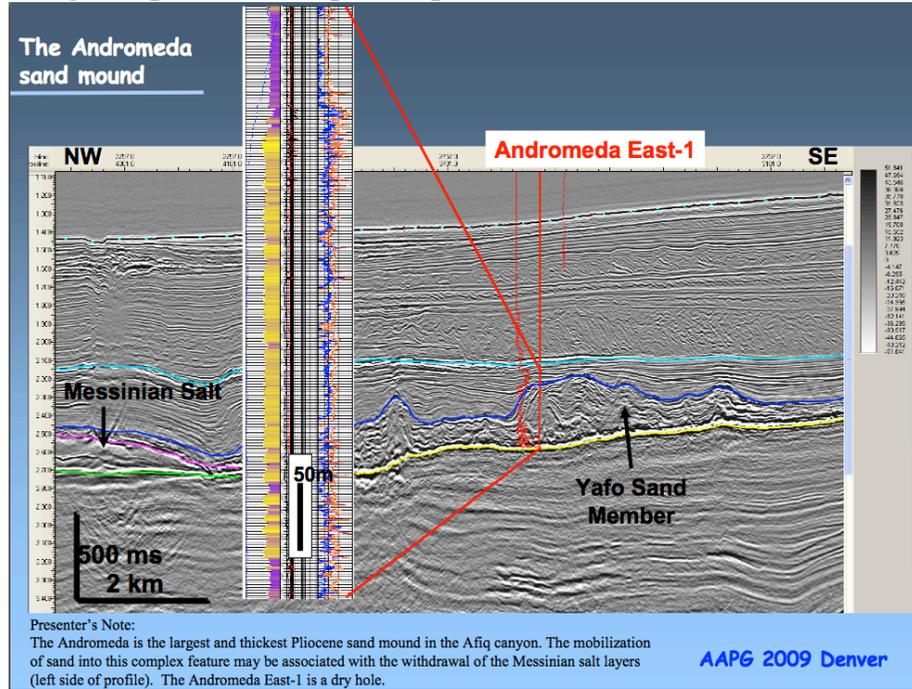
-Fig 15: carte des axes structuraux Gadosh 2009



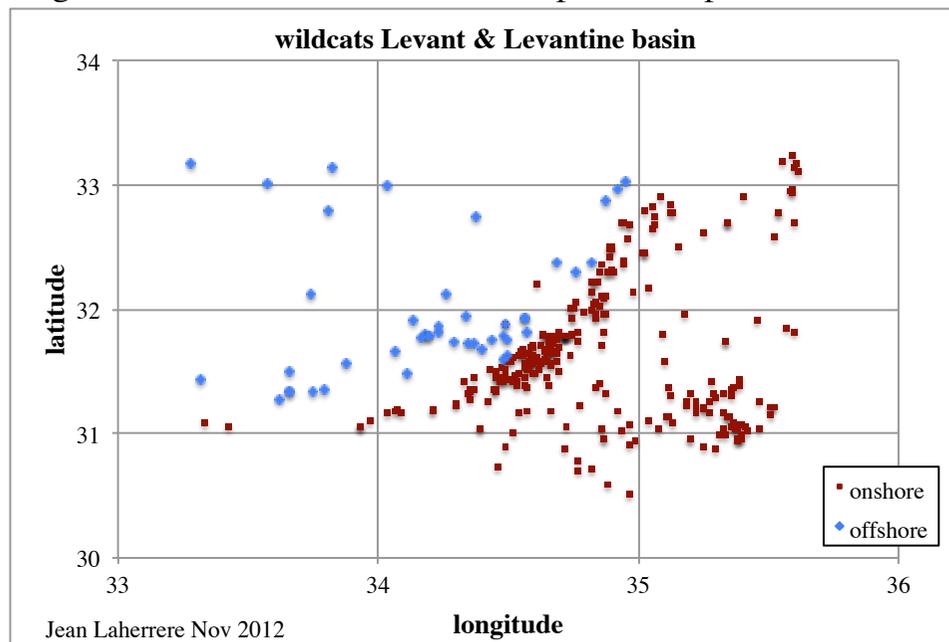
-Fig 16: carte des champs Pliocènes



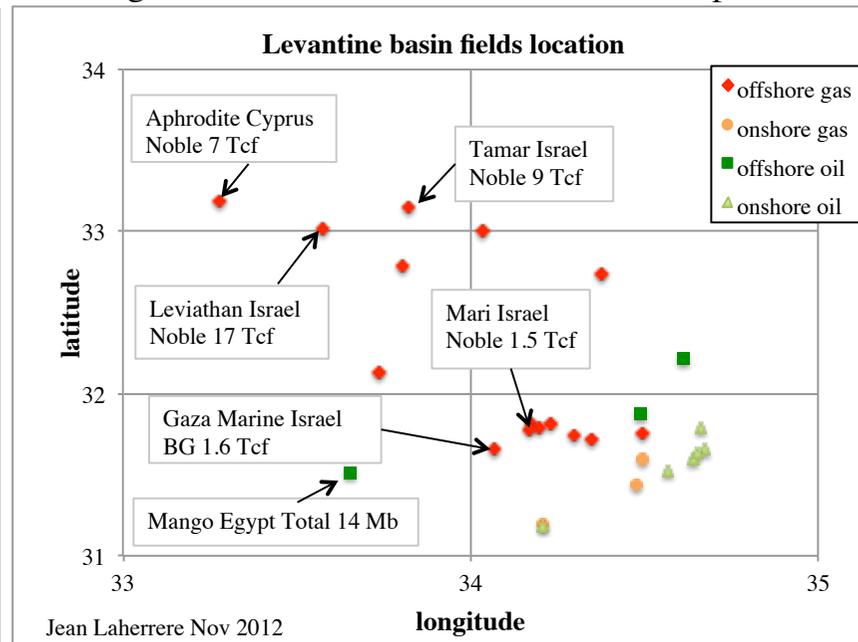
-Fig 17: profil sismique du puits sec Andromeda east



-Fig 18: Bassin du Levant: carte des puits d'exploration

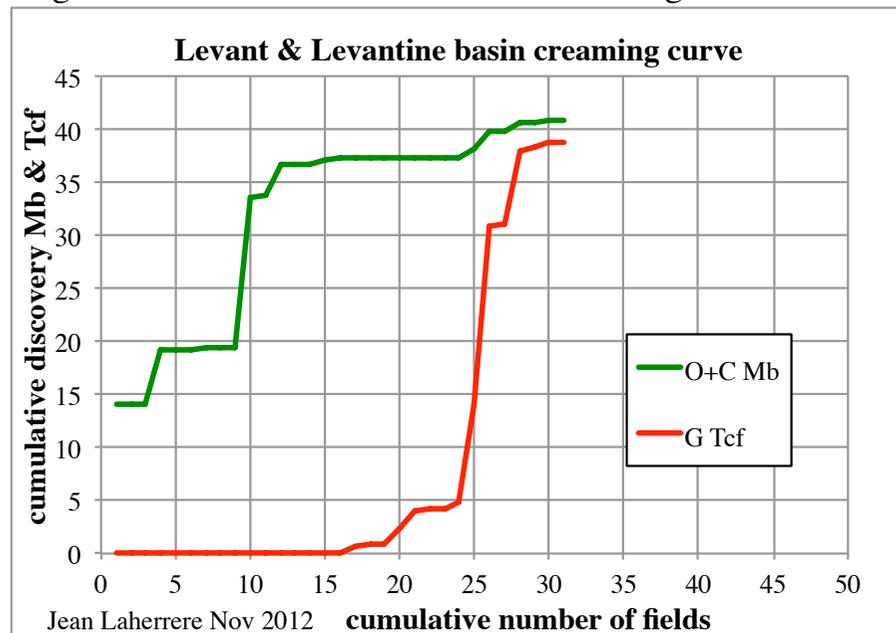


-Fig 19: Bassin du Levant: carte des champs

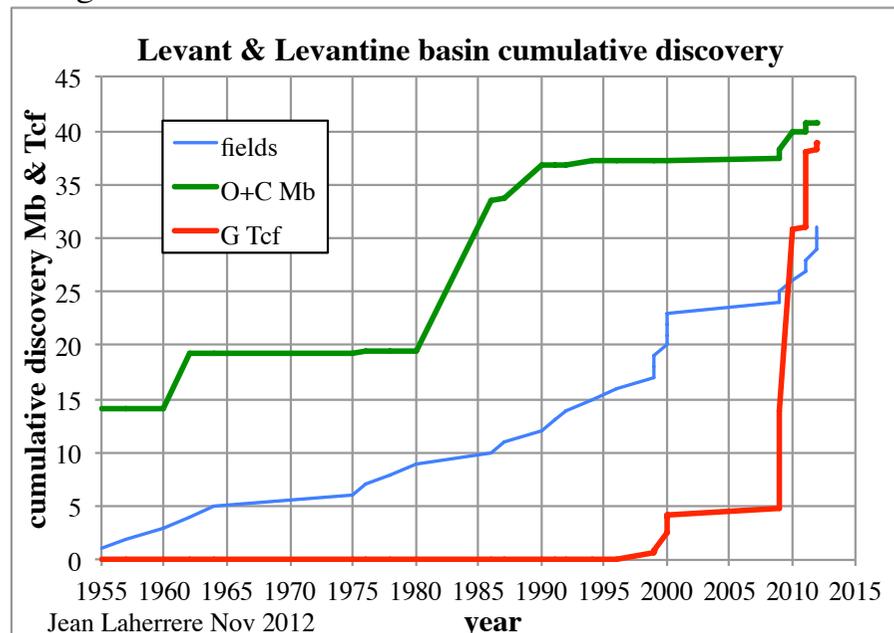


Les grandes découvertes de gaz (Leviathan 17 Tcf Israël 2010, Tamar 9 Tcf Israël 2009 & Aphrodite 7 Tcf Chypre 2011) ont été faites par Noble Energy

-Fig 20: Bassin du Levant: courbe d'écrémage



-Fig 21: Bassin du Levant: découvertes cumulées



Les découvertes cumulées à fin 2011 sont en Gboe: 0,04 pour le pétrole et 6 pour le gaz. Le pétrole est négligeable.

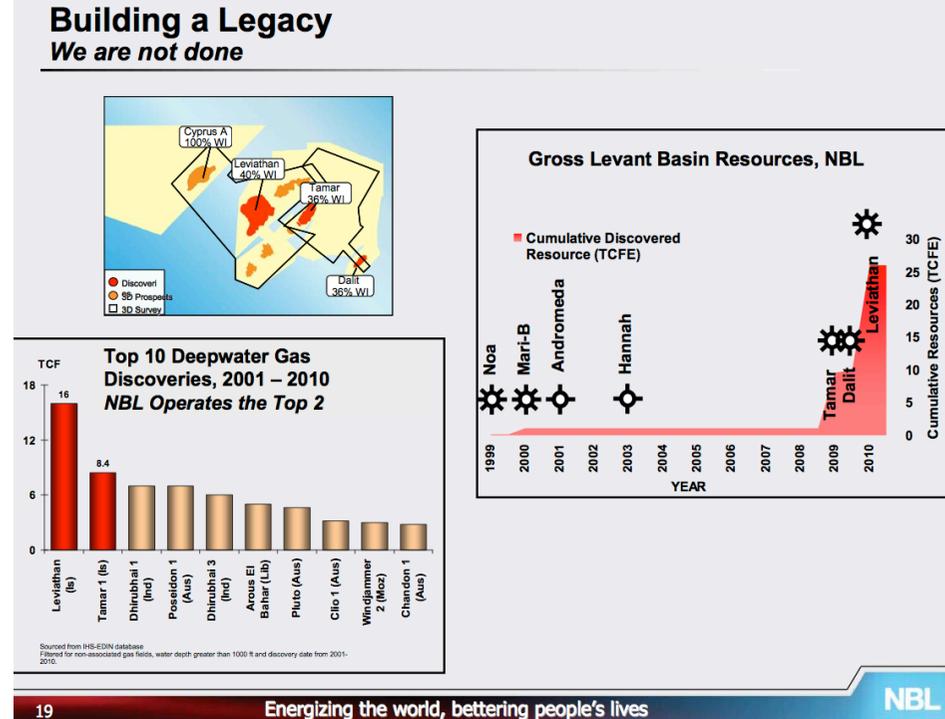
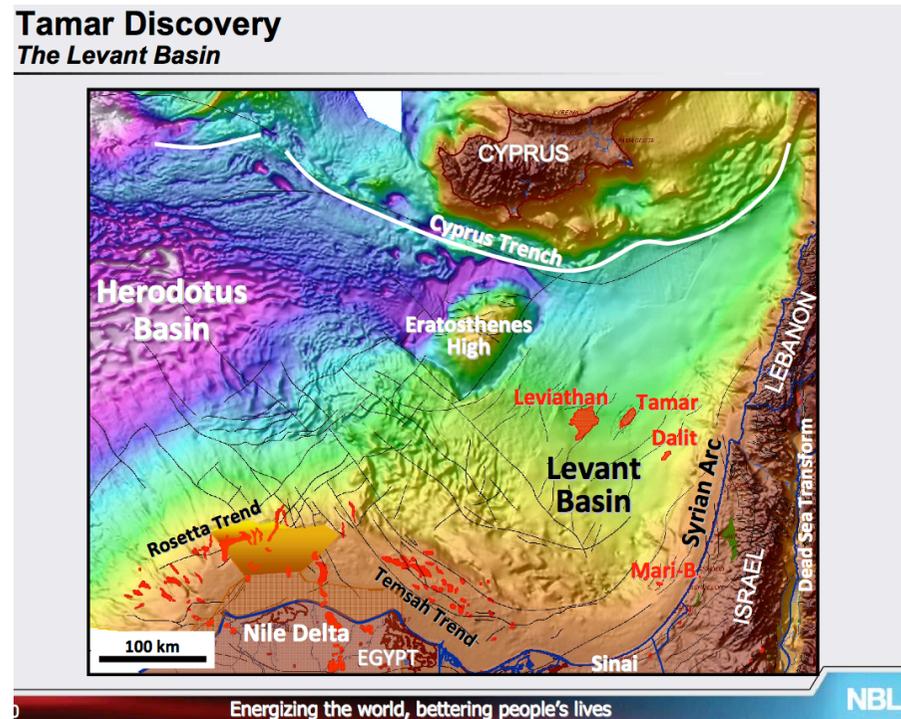
Pour le gaz si l'offshore d'Israël est bien exploré (les 2 derniers puits sont secs), la partie Chypre n'a été foré qu'une fois avec Aphrodite et il n'y a pas de forage dans la partie offshore du Liban.

Il est difficile d'estimer l'ultime mais il est de l'ordre de 100 Tcf comme le Delta du Nil. Mais l'ultime peut être plus élevé si les structures secondaires (Crétacé/Jurassique) sont productives (voir plus loin)

Noble Energy dans son rapport annuel montre la carte des champs en Méditerranée orientale et la forme des champs dans la partie profonde subsalt: il y a encore sur leurs permis des structures plus petites à forer

-Fig 21: carte de la Méditerranée orientale d'après Noble

-Fig 22: découvertes subsalt de Noble



Une bonne partie du bassin d'Herodote est à plus de 200 milles des cotes (ZEE = zone économique exclusive) et le partage de cette mer est difficile à définir et encore plus à trouver un accord entre les différents pays concernés.

Chypre et Egypte ont signé un accord en 2003 (pas encore ratifié par leurs chambres) sur la ZEE, mais la Turquie ne reconnaît pas Chypre !

La Grèce grâce à l'île de Kastelorizo (Megisti), très proche de la côte turque, peut prétendre à une part de ce bassin d'Herodote, en litige avec la Turquie. La Turquie a commencé des gestes d'intimidation en 2011 (vols aériens à basse altitude) sur Kastelorizo ! La Turquie essaie de convaincre l'Égypte pour un accord sur la ZEE.

Les Russes ont envoyé 2 sous-marins nucléaires dans le coin !

La Grèce n'a pas encore déclaré son ZEE et doit le faire sous peu.

Le Liban et la Syrie sont aussi concernés.

Si le potentiel pétrolier augmente, on peut aller vers une guerre! N'oublions pas la guerre du Chaco (100 000 morts) de 1932 à 1935 basée sur des rumeurs de pétrole infondées !

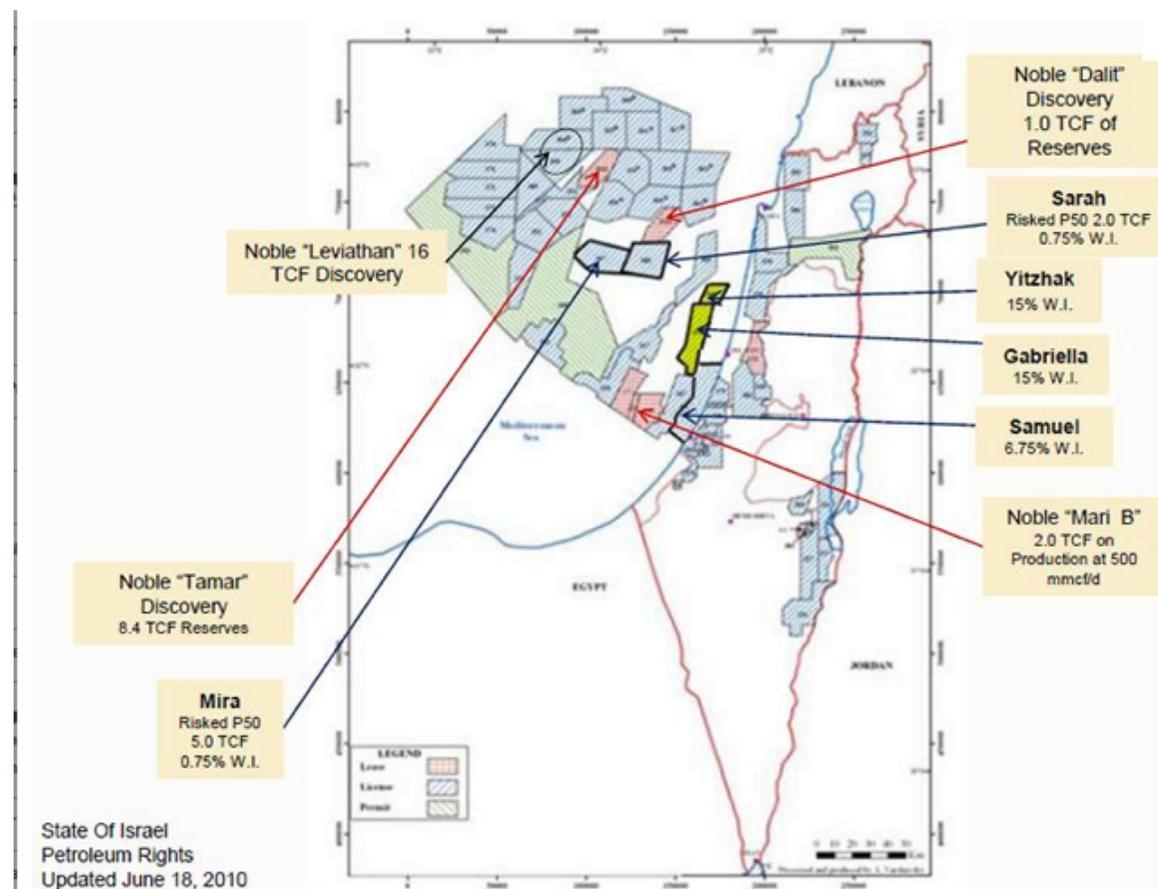
-Fig 23 : limite avec Kastelorizo reconnue par Israël & Chypre -Fig 24 : limite sans Kastelorizo = version turque



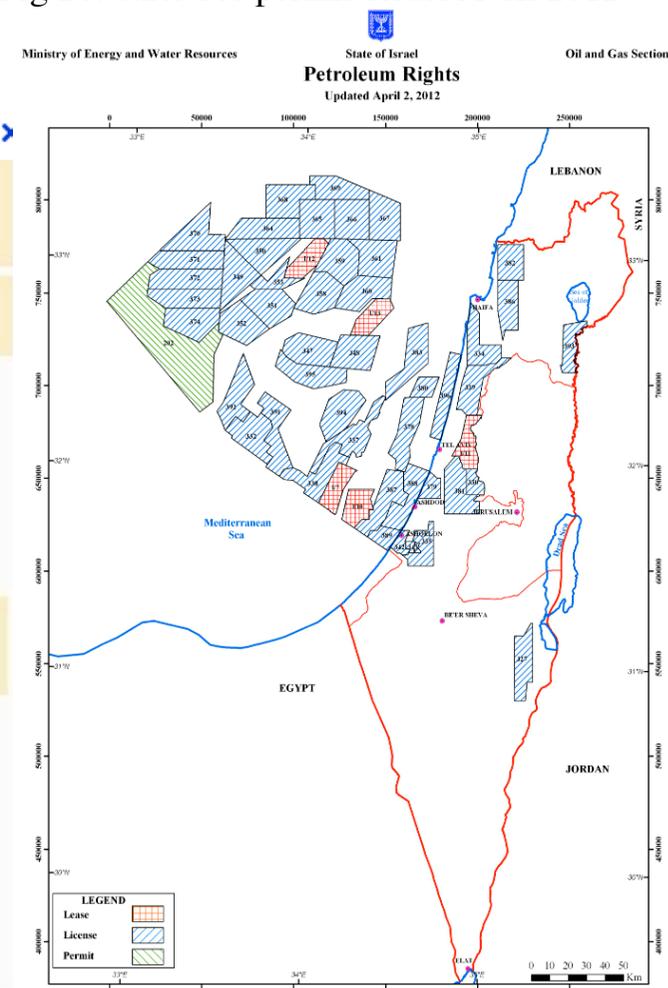
Même sans potentiel pétrolier de la zone en dispute, le projet de gazoduc traversant cette zone allant de Chypre vers l'Europe nécessite l'accord des pays où la ZEE est impliquée.

Noble Energy a bien choisi ses licences et sur ses rendus les 2 prospects Sarah (1,5 Tcf espéré) et Mira (4,2 Tcf espéré) viennent d'être abandonnés secs par Geoglobal.

-Fig 25: carte des permis Israël Juin 2010



-Fig 26: carte des permis Israël Avril 2012



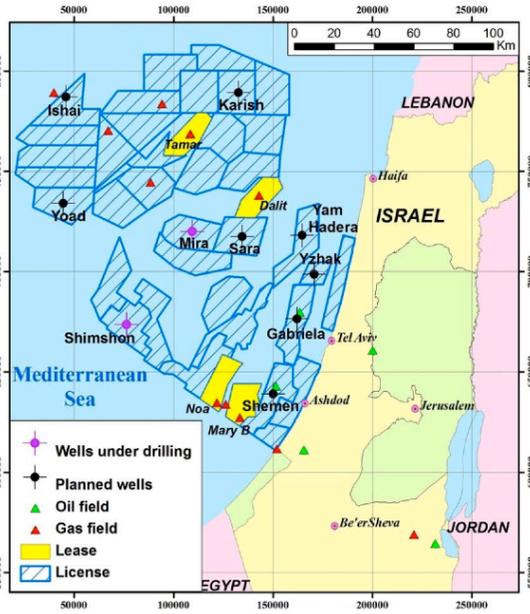
En Israël, la durée d'un « *permit* » (vert) pour sismique est de 18 mois, de la « *license* » (bleu) 3 ans à 7 ans pour forer et de la « *lease* » (rouge) 30 ans + 20 ans pour produire.

-activité 2012-2013 ministère de l'énergie Israël Varshavsky 2012

-Fig 27: champs et puits prévus

Current and planned activities for 2012-2013

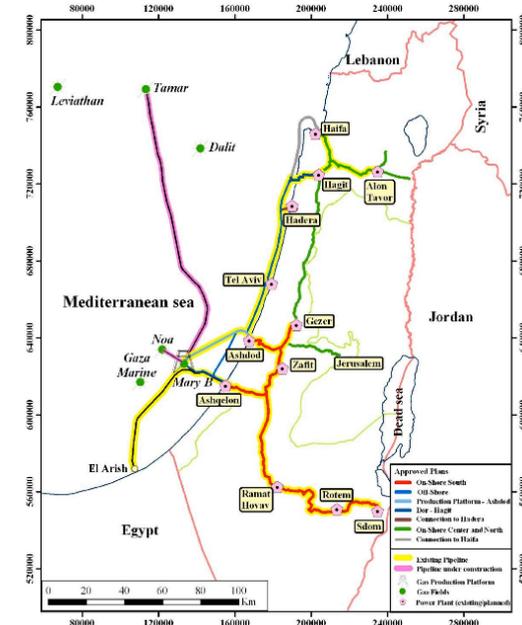
- Gas supply from Egypt was cancelled unilaterally by the Egyptian side, "Mary B" production declined significantly in 2012.
- Development of two gas fields, Noa and Pinacles, is completed, gas supply through the "Mary B" platform began in June 2012.
- Development of the Tamar gas field continues, the Tamar production platform will be installed by the end of 2012, gas production will start in April 2013.
- Two wells are being drilled now (Shimshon and Myra), at least 8 new exploration wells will be drilled by the end of 2013.



-Fig 28: système de transmission du gaz

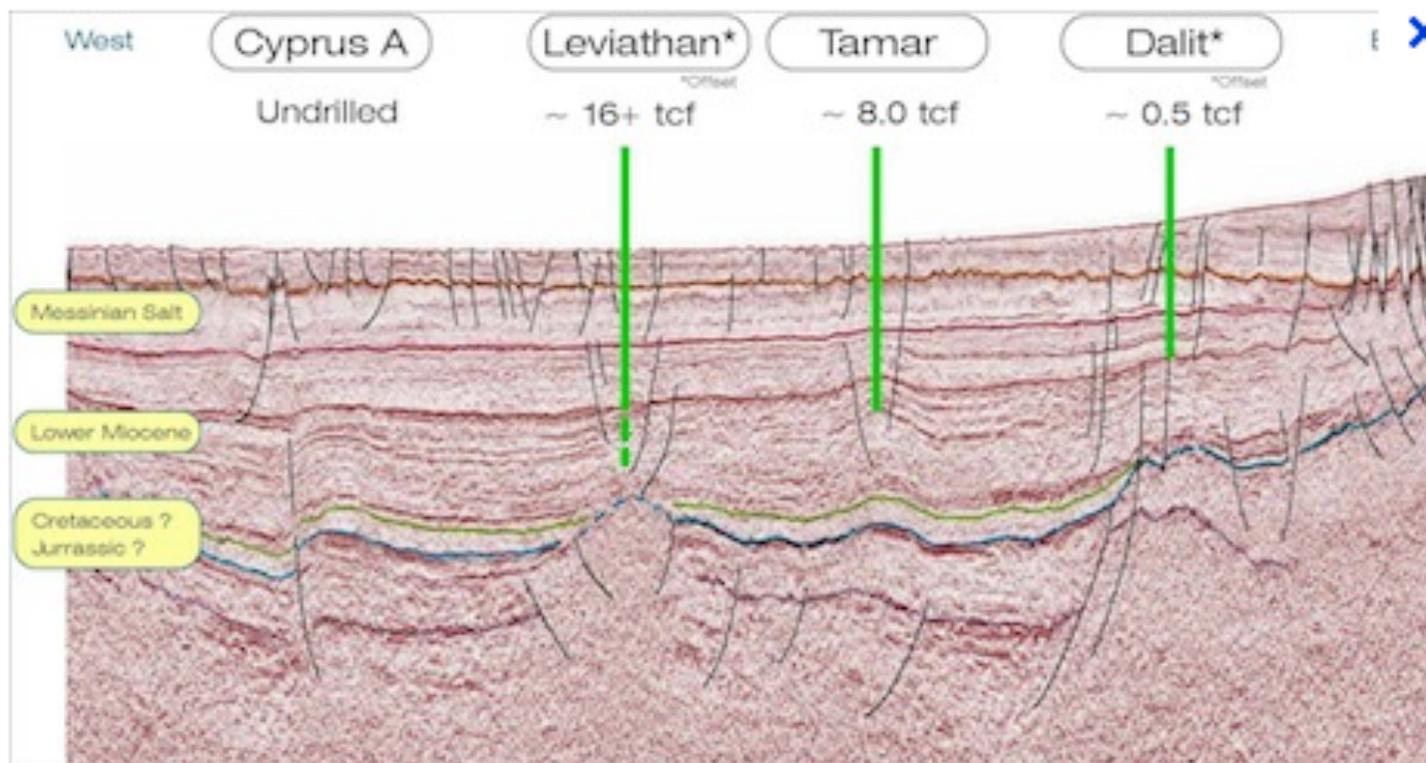
Natural Gas Transmission System

- Gas from Mary B, Noa and Pinacles gas fields is supplied through the Mary B production platform to the Ashdod onshore receiving terminal (AOT). Gas from Tamar gas field will be supplied through Tamar platform to AOT.
- Gathering pipelines and pipeline from the Mary B platform to AOT are operated by the lease owner, national gas transmission network is operated by Israel Natural Gas Lines Ltd. which is a government owned company.



La sismique permet de très bien définir la couverture de sel Messinien et les structures dessous. Les structures dans le Crétacé/Jurassique sont encore à forer, comme le montre la coupe sismique (GeoExpro issue 5 vol 9 2012)

-Fig 29: coupe sismique des 4 champs subsalt de Noble avec prospects Crétacé/Jurassique

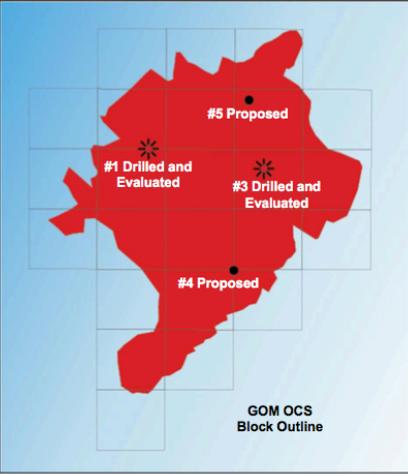


Le gaz de Leviathan est estimé d'être d'origine biogénique (dans des sables tertiaires), mais Noble espère du pétrole thermogénique dans des réservoirs plus profonds (secondaires)

-Développement des champs découverts par Noble Energy

-Fig 30: Leviathan: 1650 m eau, production 2016?

Leviathan Discovery
World class offshore gas discovery



- ▶ **Resource Estimated at 17 Tcf Gross, 6 Tcf Net**
 - ⤴ NBL operated with 40% WI
- ▶ **High Quality Reservoir**
 - ⤴ Flow test confirms well capability of 250 MMcf/d
- ▶ **Future Drilling Plans**
 - ⤴ Delineation wells in 4Q12 and 2013
 - ⤴ Deep oil exploration in 2013
- ▶ **Initial Production to Supply Domestic Market in 2016**
 - ⤴ Phase 1 targeting 300 – 500 MMcf/d
 - ⤴ Evaluating options for follow-on export project

21 NBL

-Fig 31: Tamar: 1680 m eau, production 2013?

Tamar Development
Moving ahead on scheduled timeline

- ▶ **Contracts with 7 Customers**
 - ⤴ Total gross quantity of 4.1 to 4.9 Tcf
 - ⤴ Gross revenue totaling \$28 to \$32 billion
 - ⤴ Regulatory approval received on IEC contract
- ▶ **Work Progressing on Schedule**
 - ⤴ Commissioning to start before year end
- ▶ **First Sales Expected April 2013**
 - ⤴ Peak demand to exceed 1 Bcf/d capacity
 - ⤴ Sales to average ~700MMcf/d for remainder of 2013
- ▶ **Evaluating Expansion Options to Meet Growing Domestic Demand**




20 NBL

Israël a bien découvert des réserves importantes de gaz pour satisfaire sa consommation, mais le problème est d'assurer la sécurité de l'approvisionnement qui passe par un seul tuyau qu'il est facile de faire sauter. Le gazoduc entre Egypte et Israël a sauté 14 fois depuis le départ de Moubarak. Il y a des projets d'exportation à partir des champs nouveaux, notamment Aphrodite par gazoduc sous-marin via Chypre vers la Grèce et l'Europe
Gazprom tente d'acquérir des intérêts dans Leviathan

-offshore Liban non foré mais prospectif

Mais il faut distinguer les profils sismiques en temps et en profondeur sur ces prospects non forés au large du Liban d'après Roberts et al AAPG 2010 «Plays and Prospectivity Offshore Lebanon, Syria and Cyprus: New Insights from Depth-Imaged Seismic Data»

-Fig 32: profil en temps

même profil en profondeur

-Fig 33: profil en temps en haut, en profondeur en bas

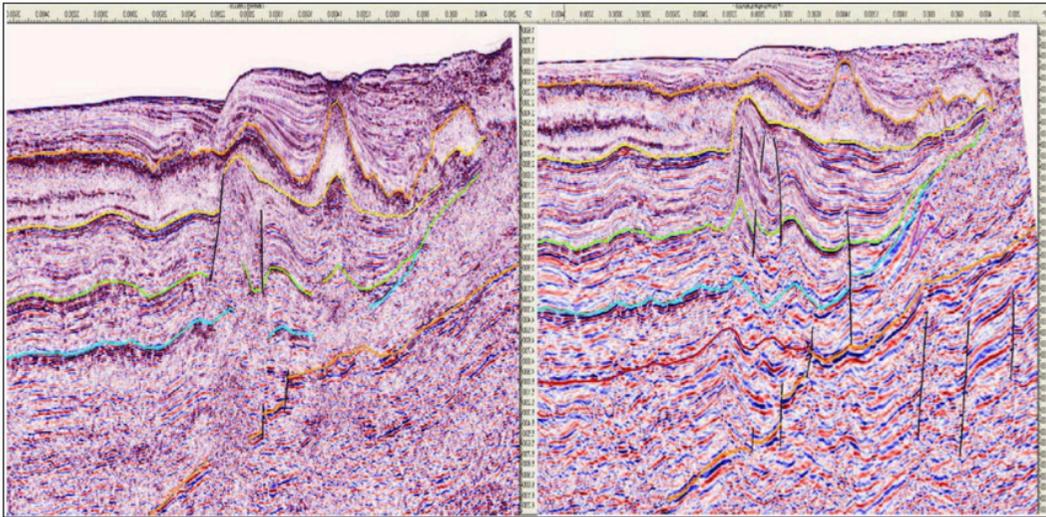
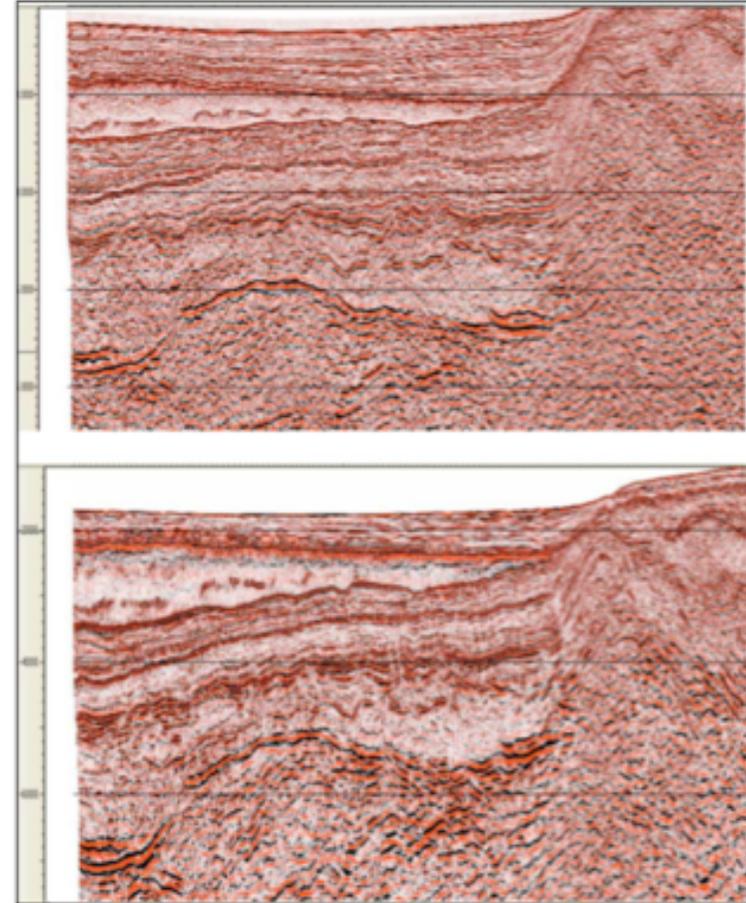


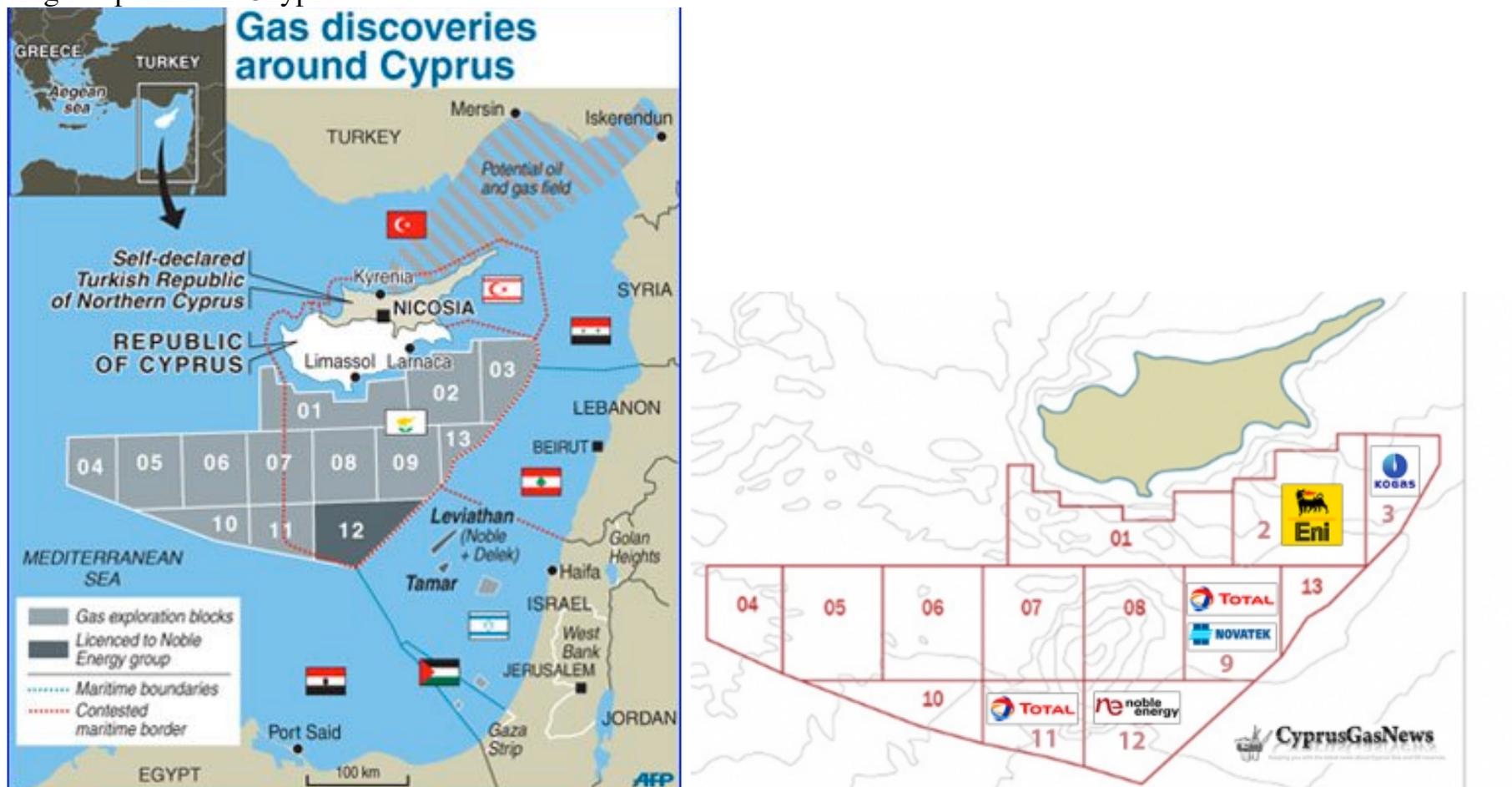
Figure 2. Comparison of Time Migration (on left) with PSDM (on right). The PSDM section shows: Less distortion below the base salt (yellow horizon); more and more easily mapable events in the Tertiary and Cretaceous; better imaging of the Cretaceous Reef and Jurassic fault blocks. Easier identification of plays on the PSDM section. A larger version of the PSDM section (with identified horizons) is shown in Figure 3. Section width is approximately 40 km. Location is offshore Lebanon. Note: PSDM = Pre Stack Depth Migration. All PSDM examples displayed in depth.



-Chypre

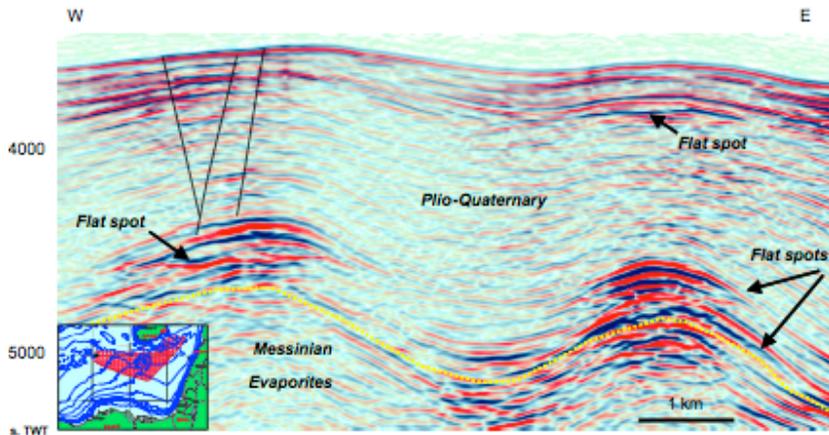
Les frontières de la Chypre sont contestées. Les permis accordés par Chypre sont nombreux et couvrent des prospects déjà publiés, notamment dans les 3 posters Montadert et al AAPG 2010

-Fig 34: permis en Chypre

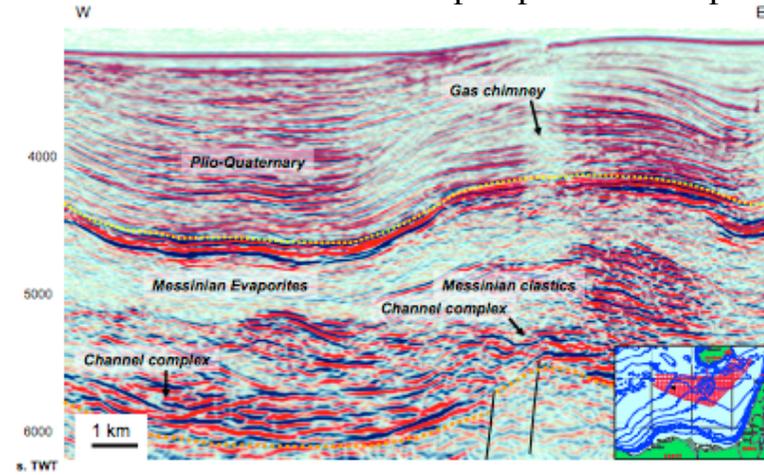


-Bassin d'Herodotus, Haut d'Eratosthène et Arc de Chypre

-Fig 35: profils sismiques Montadert et al poster 2 AAPG 2010 montrant de nombreux prospects en eau profonde

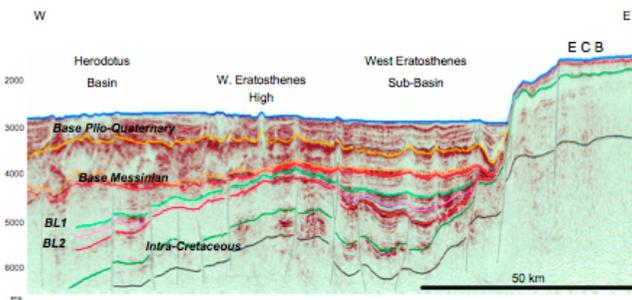


Plio-Pleistocene salt-related anticlines with flat spots in the Herodotus Basin

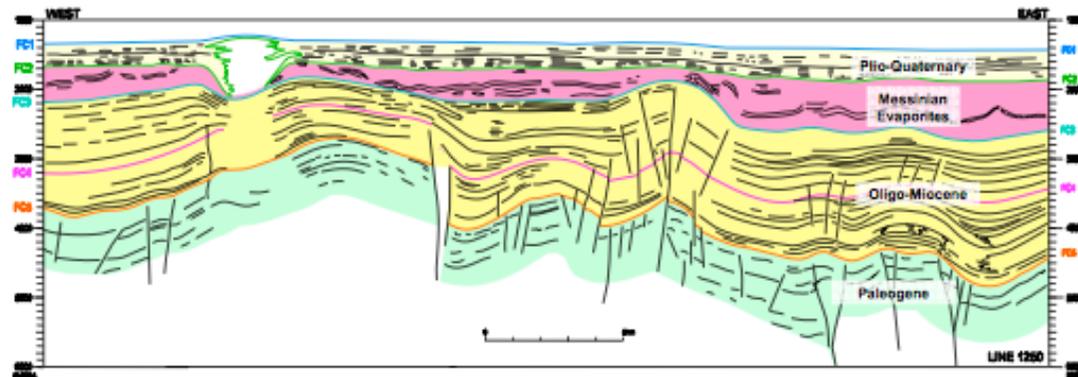


Anticline above a pre-Messinian faulted block with Messinian low-stand Nile Delta clastics in the Herodotus Basin

WEST ERATOSTHENES SUB-BASIN AND HIGH



E-W profile from the ECB to the Herodotus Basin showing the West ECB Miocene Sub-Basin and High



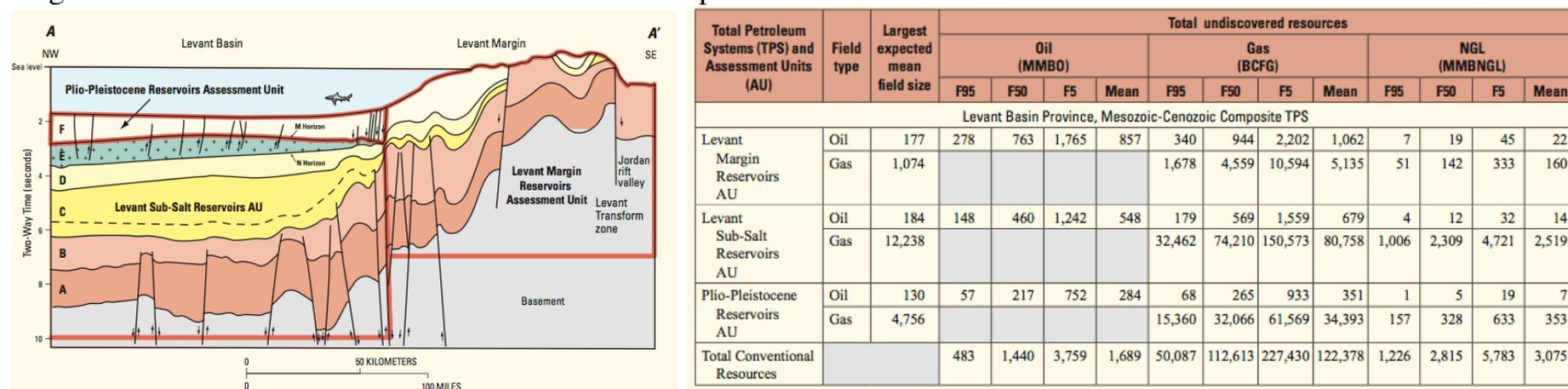
Depth cross-section on the Cyprus Arc (from a 3D seismic survey)

Les frontières marines des zones économiques sont reconnues entre Chypre et Israël mais pas entre Liban et Israël et entre Turquie et Israël. Il y a aussi l'Autorité Palestinienne avec la Bande de Gaza.

L'USGS 2010 a estimé le potentiel à découvrir dans le bassin du Levant à 1,7 Gb pour le pétrole, 3 Gb pour les liquides de gaz et 122 Tcf pour le gaz.

Mais la comparaison des évolutions des estimations de l'USGS (notamment NE Greenland USGS 2000 avec 47 Gb !) et l'obscurité du procédé d'estimation (« *seventh approximation sheet* ») conduisent à douter de la valeur de ces chiffres, notamment pour les liquides, à moins d'une heureuse surprise dans le secondaire que personne ne peut estimer. De plus l'USGS n'indique pas le volume déjà découvert, ni la relation entre le passé et le futur, alors que la courbe d'écémage montre le tout.

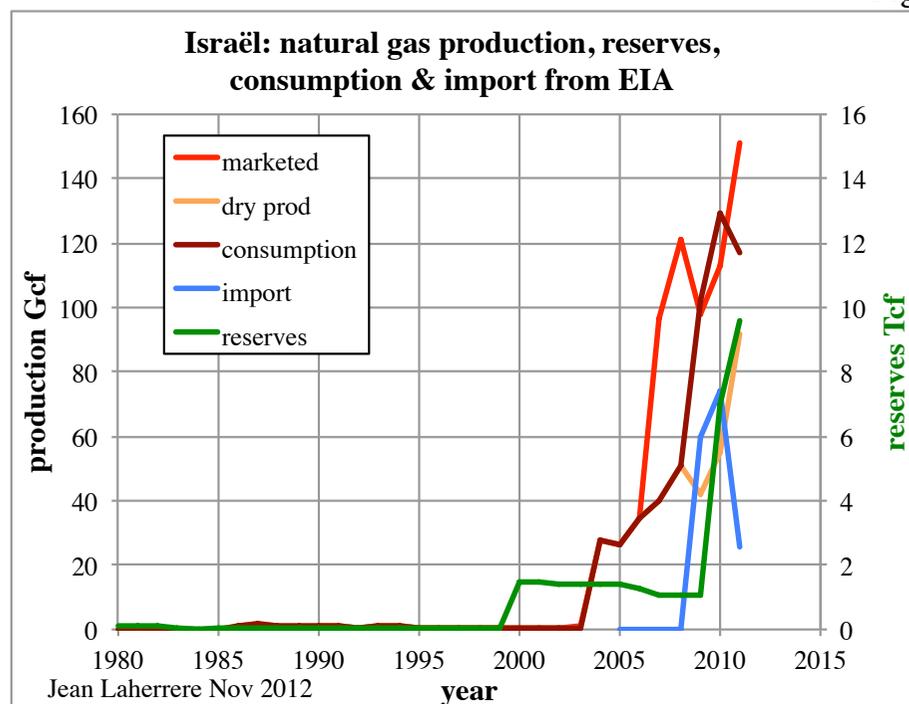
-Fig 36: USGS FS10-3014: estimation du à découvrir pour le bassin du Levant



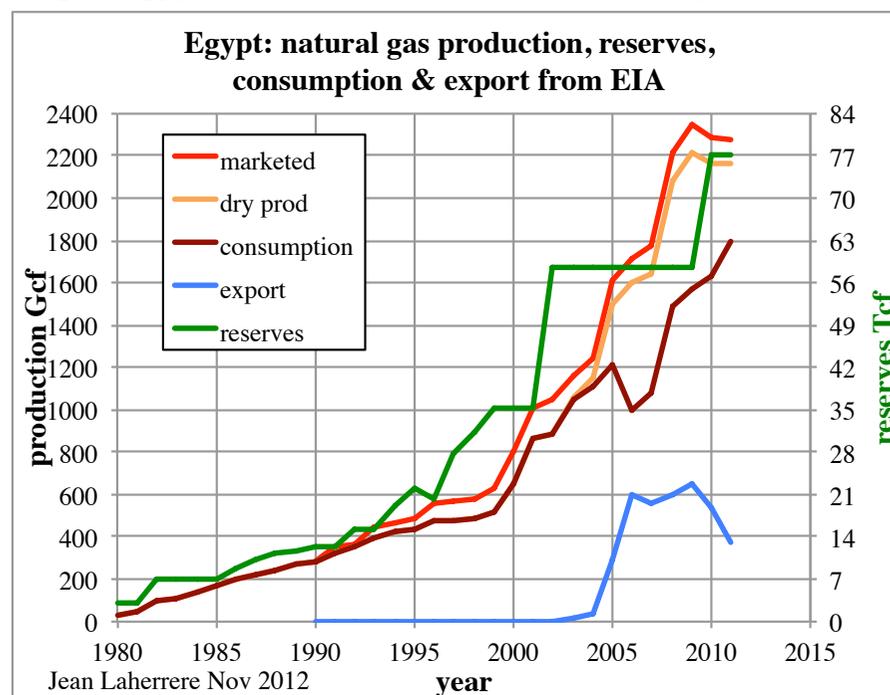
-Israël & Egypte production & consommation

La production du gaz « sec » est différent depuis 2007 du gaz « marketed » à cause de la production de liquides de gaz. La consommation de gaz d’Israël a fortement augmenté avec la production du champ de Marien 2008 mais ce champ a fortement chuté et a été fermé et la consommation a donc décliné en 2011. Israël dépend de l’Egypte pour le gaz. La production de gaz de l’Egypte a fortement augmenté de 1999 à 2009 et plafonne, mais l’Egypte exporte du gaz vers Israël et Jordanie depuis 2004, mais en déclin depuis 2009.

-Fig 37: gaz Israël: production, consommation, import & réserves d’après EIA



-Fig 38: gaz Egypte: production, consommation, export & réserves



L’Egypte a interrompu en avril 2012 son exportation de gaz vers Israël: le gazoduc (surtout marin) a été saboté 14 fois, mais il y a aussi des problème de prix trop bas perturbé, ainsi que l’augmentation de sa consommation et le plateau de sa production depuis 2009.

-Conclusions

Le méthane traverse lentement les couvertures, mais guère le sel compact. Les réservoirs subsalt gardent donc des volumes importants de gaz au contraire des autres.

La Méditerranée orientale avec le bassin du Levant est un heureux exemple du potentiel du subsalt pour le gaz, suivant l'exemple du Brésil pour le pétrole du bassin de Santos.

Il y a encore de nombreuses structures à forer dans le bassin du Levant au Liban, en Chypre, ainsi que dans le bassin d'Hérodote (Chypre, Egypte et Grèce)

Malheureusement la limite des zones économiques exclusives n'est pas réglée et la dispute sur Chypre entre la Grèce et la Turquie rend un règlement difficile.

L'exploitation des grands champs de gaz vers Israël nécessite un climat de sécurité qui n'existera que par la fin du conflit d'Israël avec les Palestiniens.

On se trouve, comme pour les hydrocarbures non conventionnels, où **le problème n'est pas les réserves, mais le robinet** (= gazoduc, non pas sa taille, mais les contraintes légales, sécuritaires et économiques).